

Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина

Фык М.И., Хрипко Е.И.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебник

Под редакцией доктора технических наук, профессора И.М. Фыка

Харьков, 2015

УДК:

Рецензенты:

Слободской С.А., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии переработки нефти, газа и твердого топлива Национального технического университета «Харьковский политехнический институт»;

Топоров В.Г., кандидат технических наук, доцент кафедры добычи нефти, газа и конденсата Национального технического университета «Харьковский политехнический институт»;

Утверждено к печати решением Ученого совета Харьковского национального университета имени В.Н. Каразина (протокол № от 28 августа 2015 года)

Фык М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений : учебник / И.М. Фык, Е.И. Хрипко; под ред. проф. И.М. Фыка. – Харьков : Фолио, 2015. - с.

Разработка и печать выполнены при спонсорской поддержке представительства «Шелл Эксплорейшн энд Продакшн Юкрейн Инвестментс (IV) Б.В.» в рамках выполнения программы Университетских Исследований в соответствии с Договором о распределении продукции, которая будет добываться в пределах участка Юзовский

В учебнике кратко описаны состав и свойства нефти, природного газа и конденсата, изложены физические и геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Детально освещены этапы разработки, рассмотрены задачи, решаемые на каждом этапе и подходы к их решению. Особое внимание уделено технике и технологиям разработки разных типов месторождений углеводородов, приведены описания оборудования, используемого при разных способах добычи. Отдельные темы учебника посвящены описанию систем сбора и подготовки нефти и газа к транспортировке. Важное внимание уделено способам интенсификации добычи углеводородов, рассмотрены вопросы борьбы с осложнениями при работе скважин.

Учебник предназначен для студентов образовательного уровня «Магистр» специальностей «Геология нефти и газа», «Химия» и «Охрана окружающей среды», которые учатся по специализации «Экогеохимия нефти и газа».

Изучение дисциплины «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» предполагает просмотр цикла видеофильмов, выполнение практических занятий, использование специальных программных симуляторов.

Оглавление

	стр.
Список сокращений	
Принятые обозначения основных параметров и показателей	
Введение	
ЧАСТЬ 1. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений	
Тема 1. Состав и свойства нефти и газа. Основные сведения о нефтяных и газовых месторождениях	
1.1. Состав и свойства нефти	
1.2. Нефтяные газы и их свойства	
1.3. Природные газы газовых и газоконденсатных месторождений	
1.4. Физико-химические свойства пластовых вод	
1.5. Горные породы. Физические свойства пород-коллекторов	
Тема 2. Понятие о нефтяной залежи, нефтяном месторождении. Источники пластовой энергии. Режимы разработки нефтяных залежей	
2.1. Нефтяная залежь, нефтяное месторождение	
2.2. Источники и характеристики пластовой энергии	
2.2.1. Распределение энергии в пластах	
2.2.2. Понятие пластового давления	
2.2.3. Температура в нефтяных пластах	
2.2.4. Движение подземных вод и пластовых флюидов. Приток жидкости и газа к скважинам	
2.3. Режимы работы нефтяных залежей	
2.4. Системы разработки нефтяных месторождений	
2.4.1. Схематизация формы залежи	
2.4.2. Схематизация контуров нефтеносности	
2.4.3. Параметры оценки нефтеотдачи пластов	
2.4.4. Системы разработки многопластовых месторождений	
2.4.4.1. Выделение эксплуатационных объектов	
2.4.4.2. Уточнение запасов нефти и растворенного газа	
2.4.4.3. Определение продуктивности нефтяных скважин	
2.4.4.4. Определение сетки скважин, размещение их на эксплуатационном объекте и порядок ввода скважин в эксплуатацию	
2.5. Рациональная система разработки	
2.6. Стадии разработки нефтяных месторождений	

2.7. Основные требования технологических документов на разработку нефтяных месторождений	
Тема 3. Бурение скважин. Конструкции нефтегазовых скважин. Геофизические исследования скважин	
3.1. Назначение скважин. Краткие сведения о бурении скважин	
3.2. Понятие о конструкции скважин	
3.3. Методы повышения нефтеотдачи пластов	
3.4. Методы интенсификации притока	
3.5. Назначение системы поддержания пластового давления	
3.6. Блочные кустовые насосные станции	
3.6.1. Устьевая арматура для нагнетательных скважин	
3.7. Геофизические исследования скважин	
Тема 4. Техника и технология процесса добычи нефти и газа. Сбор и транспортировка нефти и газа	
4.1. Фонтанный способ добычи нефти	
Меры безопасности при обслуживании фонтанных скважин	
4.2. Глубиннонасосная эксплуатация	
4.2.1. Принцип действия скважинных штанговых насосов (ШГН)	
4.2.2. Дополнительное оборудование	
4.2.3. Оборудование устья насосных скважин	
4.3. Основные узлы станка-качалки	
4.4. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов	
4.4.1. Основные узлы установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)	
4.4.2. Характеристики работы центробежного насоса	
4.5. Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промысле	
4.5.1. Негерметизированная двухтрубная самотечная система	
4.5.2. Напорные герметизированные системы	
4.5.3. Дожимная насосная станция. Краткая характеристика и принцип работы	
4.5.4. Узел учета нефти (УУН), узел учета воды (УУВ)	
4.6. Схема автоматизированной системы управления технологическими процессами	
Тема 5. Регулирование режима работы скважин	
5.1. Регулирование работы фонтанных скважин	
5.2. Промысловые исследования скважин	
5.3. Регулирование режимов скважин с учетом действующих геологических моделей. Комплексный подход к разработке месторождений	
Тема 6. Борьба с осложнениями при работе скважин	

6.1. Борьба с отложениями парафина	
6.2. Борьба с отложениями солей	
6.3. Борьба с песком	
6.4. Осложнения при эксплуатации фонтанных скважин	
Тема 7. Замер дебита скважин на автоматизированной ГЗУ	
ЧАСТЬ 2. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений	
Тема 1. Физико-химические свойства природных газов и конденсата	
1.1. Состав и классификация природных газов	
1.2. Основные параметры газов	
1.2.1. Газовые законы	
1.2.2. Параметры газовых смесей	
1.2.3. Содержание тяжелых углеводородов в газе	
1.2.4. Критические и приведенные термодинамические параметры	
1.3. Уравнения состояния	
1.3.1. Уравнения состояния природных газов	
1.3.2. Расчетные методы определения коэффициента сверхсжимаемости	
1.4. Физико-химические и теплофизические свойства природных газов	
1.4.1. Вязкость	
1.4.2. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона	
1.4.3. Поверхностные явления при движении жидкой и паровой фаз в пористой среде. Межфазное натяжение	
1.4.4. Опасные свойства природного газа	
1.4.5. Влажность природных газов	
1.4.6. Гидратообразование	
Тема 2. Газовые месторождения и физические основы добычи газа	
2.1. Залежи природного газа и их классификация	
2.1.1. Залежи природного газа	
2.1.2. Классификация месторождений	
2.1.3. Методы определения типа залежи по составу и фазовому состоянию	
2.2. Распределение давления в месторождениях и газовых скважинах	
2.2.1. Определение пластовых давлений	
2.2.2. Определение забойного давления по давлению на устье для остановленной скважины	
2.2.3. Определение забойного давления в работающей скважине	
2.4. Определение расположения газоводяного контакта (ГВК)	
2.4.1. Гидростатический метод определения ГВК	
2.4.2. Метод В.П. Савченко	
2.5. Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов	

2.5.1. Режимы газовых залежей	
2.5.2. Подсчет запасов газа, жидких углеводородов и сопутствующих компонентов	
Тема 3. Газогидродинамические методы исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин	
3.1. Общие положения о гидродинамических исследованиях	
3.1.1. Задачи и методы исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин	
3.1.2. Подготовка скважины к газоидродинамическим исследованиям	
3.2. Газогидродинамические исследования скважин при установившихся режимах (метод установившихся отборов)	
3.2.1. Параметры, определяемые в методе установившихся отборов	
3.2.2. Методика проведения испытаний газовых скважин	
3.2.3. Способы обработки индикаторной кривой	
3.2.4. Влияние изменения свойств газа и пористой среды от давления на коэффициенты фильтрационных сопротивлений (форму индикаторной кривой)	
3.3. Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации	
3.3.1. Методы снятия и обработки кривых нарастания забойного давления (КВД)	
3.3.2. Определение пластового давления	
3.3.3. Влияние различных факторов на форму КВД	
3.3.4. Обработка КВД в газоконденсатных скважинах	
3.4. Методы снятия и обработки кривых стабилизации давления (КСД)	
Тема 4. Установление оптимального технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин	
4.1. Тенденции в обосновании технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин	
4.2. Основные принципы установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин	
4.3. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки	
4.4. Принципы и математические критерии основных определяющих факторов при установлении технологического режима	
4.4.1. Влияние несовершенства газовых скважин на технологический режим эксплуатации	
4.4.3. Технологический режим работы скважин при наличии подошвенной воды	
Тема 5. Системы комплексной разработки и компонентоотдача газовых и газоконденсатных месторождений	
5.1. Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных	

месторождений	
5.2. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов	
5.3. Технологический режим эксплуатации газовых скважин	
5.4. Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений	
5.5. Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений	
5.5.1. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления	
5.5.2. Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания давления	
5.5.3. Разработка газоконденсатнонефтяных месторождений	
5.6. Компонентоотдача месторождений природных газов и методы ее увеличения	
5.6.1. Компонентоотдача месторождений природных газов	
5.6.2. Методы увеличения компонентоотдач газоконденсатных месторождений	
5.7. Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений	
Тема 6. Методы интенсификации добычи газа	
6.1. Способы увеличения дебита	
6.2. Использование горизонтальных скважин	
6.3. Кислотная обработка призабойной зоны	
6.3.1. Области применения кислотной обработки	
6.3.2. Виды кислотных обработок	
6.3.3. Способы проведения кислотных обработок	
6.3.4. Технология проведения кислотных обработок	
6.3.5. Выбор объекта для кислотной обработки пласта	
6.3.6. Выбор кислотного раствора	
6.4. Гидравлический разрыв пласта	
6.4.1. Выбор объекта для ГРП	
6.4.2. Технология проведения и эффективность ГРП	
6.4.3. Виды и условия проведения ГРП	
Тема 7. Газовые скважины	
7.1. Особенности конструкций газовых скважин	
7.2. Виды обсадных колонн	
7.3. Оборудование устья газовой скважины	
7.4. Подземное оборудование ствола газовых скважин	
7.5. Оборудование забоя газовых скважин	
7.6. Расчет внутреннего диаметра и глубины спуска колонны НКТ в скважину	

7.6.1. Определение внутреннего диаметра колонны НКТ	
7.6.2. Определение глубины спуска колонны НКТ в скважину	
7.7. Вскрытие продуктивного пласта	
7.8. Методы освоения газовых скважин	
Тема 8. Сбор и подготовка газа к транспорту	
8.1. Понятие газового промысла	
8.2. Схемы сбора газа и конденсата на промысле	
8.3. Расчет газосборных сетей	
Список рекомендованной литературы	
Глоссарий	
ПРИЛОЖЕНИЯ	
Таблица 1 – Основные и дополнительные единицы СИ	
Таблица 2 – Производные единицы СИ, название которых образовывается из основных и дополнительных едини	
Таблица 3 – Производные единицы СИ со специальным названием	
Таблица 4 – Производные единицы СИ, образованные из производных единиц, имеющих специальное название	
Таблица 5 – Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименований	
Таблица 6 – Соотношение между единицами силы	
Таблица 7 – Соотношение между единицами давления (напряжения)	
Таблица 8 – Соотношение между единицами длины	

Список сокращений

АГЗУ – автоматизированные групповые замерные установки
АДН – агрегат депарафинизации передвижной
АДС – аккумуляторы давления скважинные
АНК – арматура устьевая нагнетательная
БЕ – буферная емкость (сепаратор-буфер)
БКНС – блочная пусковая насосная станция
БМА – блок местной автоматики
БУИ – блок управления и индикации
ВНК – водонефтяной контакт
ВРБ – водораспределительные батареи
ГВК – газоводяной контакт
ГИН – геттерно-ионный насос
ГКВ – глинокислотные ванны
ГКО – глинокислотная обработка
ГКС – газокompрессорная станция
ГНК – газонефтяной контакт
ГНС – головная насосная станция
ГП – гидравлический привод
ГПВЯ – газо-песочный вихревой якорь
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГС – газовый сепаратор
ГСП – групповой газосборный пункт
ДГКВ – динамические глинокислотные ванны
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДНС – дожимные насосные станции
ДСКВ – динамические солянокислотные ванны
ЗМС – задвижка механическая стальная
ЗПК – завод по переработке конденсата
ЗСК – завод стабилизации конденсата
КВД – кривая восстановления (нарастания) забойного давления
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика
КМЦ – карбоксил-метил-целлюлоза
КНС – кустовая насосная станция
КС – компрессорная станция

КСД – кривая стабилизации давления
МГ – магистральный газопровод
н.у. – нормальные условия (давление $p = 101325$ Па, температура $273,16$ К (0 °С), при которых объем 1 моля идеального газа $V_0 = 2,24136 \cdot 10^{-2}$ м³)
НБ – насосный блок
НГС – нефтегазовый сепаратор
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ННС – наклонно - направленные скважины
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НПС – нефтяная перекачивающая станция
ПАВ – поверхностно активные вещества
ПГД-БК – бескорпусные пороховые генераторы давления
ПГСП – промысловый газосборный пункт
ПКУ – пост управления кнопочный
ППД – поддержание пластового давления
ППУ – передвижная паровая установка
ПСМ – переключатель скважин многоходовой
ПЭД – погружной электродвигатель
РВС – резервуар вертикальный стальной
РИР – ремонтно-изоляционные работы
РП – резервуарный парк нефти
РР – регулятор расхода
с.у. – стандартные условия, принятые в газовой отрасли (давление 101325 Па (760 мм рт. ст.); температура $293,16$ К ($+20$ °С); влажность 0).
СК – станок-качалка
СКВ – солянокислотные ванны
СКО – солянокислотная обработка
СПО – спуско-подъемные операции
СППК – сбросный пружинный предохранительный клапан
СУГ – сжиженный углеводородный газ
ТПДН – территориальный проект по добыче нефти
ТЭН – термоэлектрический нагреватель
УКПГ - установка комплексной подготовки газа
УКПН – установка комплексной подготовки нефти
УПВ – установка подготовки воды
УПН – установки подготовки нефти
УПОГ – узел предварительного отбора газа

УПСВ – установка предварительного сброса воды
УПШ – установка переработки шлама
УУВ – узел учета воды
УУГ – узел учета природного газа
УУН – узел учета нефти
УЭЦН – установка электрического центробежного насоса
ЦППН – центральный пункт подготовки и перекачки нефти
ЦПС – центральный пункт сбора
ЦСП – центральный сборный пункт
ШГН – штанговый глубинный насос
ШГНУ – штанговая насосная скважинная установка
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
ЭЦН – электрический центробежный насос

Принятые обозначения основных параметров и показателей

T – температура, К

p – давление, Па

Q – расход / дебит (трубопровода/скважины)

M – масса, кг

ρ – плотность, г/м³

μ – коэффициент динамической вязкости, Па•С

λ – коэффициент гидравлического сопротивления

z – коэффициент сжимаемости

v – скорость, м/с

Re – число Рейнольдса

ω – скорость, м/с

t – время, С

H, h – высота, глубина, м

K_T – коэффициент теплопередачи, Вт/(м² • К)

R – газовая постоянная? Дж/(кг • К)

Δ – относительная плотность по воздуху, г/м³

L – длина участка, м

D, d – диаметр, м

F – площадь, м²

p_a – атмосферное давление, Па

k_e – абсолютная эквивалентная шероховатость поверхности продуктопровода, м
(мм)

E – энергия, Дж

R_c, r – радиус (скважины и др.), м

m – пористость

k – проницаемость

F_o – число Фурье

V – объем, м³

G – вес, кг

A, B – параметры фильтрационного сопротивления (пласта/породы)

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ известны людям более четырёх тысяч лет.

До нас дошли скудные сведения о том, что нефть применялась греками, египтянами и ассирийцами преимущественно для медицинских целей, в строительном деле (асфальт), при изготовлении туши, в военном деле ("греческий огонь"), для освещения комнат и смазки колёс, для изготовления парафиновых свечей.

В Украине первые сведения о добыче нефти в районе Борислава (Западная Украина) относятся к 19 столетию.

Только последние сто лет, после появления двигателя внутреннего сгорания, нефть получила признание как дешёвое топливо и источник ценных продуктов. В настоящее время развитие техники и промышленности невозможно себе представить без использования нефти и продуктов её переработки.

Природный газ в быту и промышленности получил бурное развитие только в 20 столетии.

Сегодня нефть и газ, являясь основными энергоносителями, играют значительную роль в экономике государств. Продукты нефтегазопереработки – основа всех видов топлива для транспорта, ценное сырьё для химической промышленности. Из нефти при её переработке получают бензин, керосин, дизельное топливо, смазочные масла, мазут, парафин, битум и другие нефтепродукты. Химическая переработка нефти и газа даёт различные полимерные соединения: синтетические каучуки и волокна, пластмассы, краски и т.д.

Разработке нефтяных и газовых месторождений предшествует их разведка и подсчет промышленных запасов с утверждением в Государственной комиссии по запасам. Перед промышленной разработкой нефтяных и газовых месторождений рекомендуется их опытно-промышленная эксплуатация, позволяющая получить уточненные исходные данные как для подсчета запасов углеводородов, так и для проектирования разработки.

Проекты разработки и опытно-промышленной разработки нефтяных и газовых месторождений включают применение передовых технологических схем размещения скважин, систем поддержания пластового давления и новых методов повышения газонефтеотдачи.

На промыслах применяют герметизированные системы сбора нефти, газа и попутно добываемой воды. Нефть перед дальнейшей транспортировкой доводится до необходимой кондиции на установках подготовки нефти. Внедряются установки предварительного сбора добываемой воды. Заключительная подготовка газа проводится на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), где производится необходимая очистка, осушка и компримирование (сжатие). Кондиционный природный газ может подаваться местным потребителям под небольшим избыточным давлением. Магистральный (трубный) и дискретный транспорт природного газа и нефтепродуктов осуществляют при средних и высоких давлениях.

Коренное техническое перевооружение нефтегазодобывающей

промышленности стало возможным в 21 веке на базе комплексной автоматизации с использованием блочных автоматизированных сепарационных установок, инновационных материалов и реагентов, программно-технических возможностей современных информационных технологий.

С целью оптимального использования энергии пласта, ликвидации потерь нефти и газа и сокращения металло- и капиталоемкости систем используют новые технические, системотехнические и технико-экономические решения.

Все месторождения различаются по величине запасов нефти и газа, геологическому строению, продуктивности, степени выработки и обводненности, особенностям технологии добычи нефти и газа, промысловой подготовки и транспорта продукции.

Настоящее пособие рассчитано на специалистов-геологов, которым предстоит работать в нефтяной и газовой промышленности, как в организациях по поиску и разведке, так и в организациях по разработке нефтяных и газовых месторождений, предприятиях научного, проектного, сервисного и эксплуатационного типа.

ЧАСТЬ 1. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений

Тема 1. Состав и свойства нефти и газа.

Основные сведения о нефтяных и газовых месторождениях

1.1. Состав и свойства нефти

Нефть и газ – это сложная природная смесь углеводородов различного строения с примесями неуглеродных компонентов. Смеси углеводородов с небольшой долей других природных веществ, которые как в пластовых, так и в поверхностных условиях находятся в жидком состоянии, называют **нефтью**.

Физико-химические свойства нефти и газа, их товарные качества определяются составом. Под **элементным составом** нефти понимают массовое содержание в ней химических элементов. Основными элементами являются углерод и водород. Содержание углерода 83–87 %, водорода 12–14%. Значительно меньше других элементов – серы, кислорода, азота, их содержание редко превышает 3–4 %.

Углеводороды предельного ряда:

- метан CH_4 (газ);
- этан C_2H_6 (газ);
- пропан C_3H_8 (газ, который при обычной температуре и небольшом давлении – жидкость);
- бутан C_4H_{10} (газ, который при обычной температуре и небольшом давлении – жидкость);
- пентан C_5H_{12} (жидкость, конденсат) и т.д.

По содержанию серы нефти делятся на **классы**:

- малосернистые (содержание серы до 0,5 %);
- сернистые (содержание серы от 0,51 до 2 %);
- высокосернистые (содержание серы более 2 %).

По содержанию смол нефти делятся на **подклассы**:

- малосмолистые (содержание смолы до 18 %);
- смолистые (содержание смолы от 18 до 35%);
- высокосмолистые (содержание смолы более 35 %).

По содержанию **парафина** нефти делятся на **группы**:

- малопарафинистые (содержание **парафина** до 1,5%);
- парафинистые (содержание **парафина** от 1,51 до 6 %);
- высокопарафинистые (содержание **парафина** более 6 %)

Разделение сложных смесей на более простые называют **фракционированием**. Нефть разделяют на фракции путем перегонки. Фракция нефти, имеющая интервал кипения 30–205 °С – бензин, с интервалом кипения 200–300 °С – керосин. Оставшаяся фракция – это мазут, из которого получают битумы, гудроны, масла.

В зависимости от фракционного состава различают бензиновые (легкие) и топливные (тяжелые) нефти.

Свойства нефти изменяются в процессе ее добычи – при движении по пласту, в скважине, системах сбора и подготовки, при контакте с другими жидкостями и газами.

Свойства нефти: плотность, вязкость, газосодержание (газовый фактор), давление насыщения нефти газом, сжимаемость нефти и ее усадка, поверхностное натяжение, объемный коэффициент, температура вспышки, температура кристаллизации парафина и т.д.

1.2. Нефтяные газы и их свойства

Природные нефтяные газы – смеси предельных углеводородов, главная составляющая которых – метан. В виде примесей в природном газе присутствуют азот, углекислый газ, сероводород, меркаптаны, гелий, аргон и пары ртути.

Физические свойства природного газа зависят от его состава, но в целом близки к свойствам метана как основного компонента смеси.

Молекулярная масса газа: 16–20.

Плотность газа: 0,73 – 1 т/м³.

При расчетах пользуются *относительной плотностью* – плотность газа, взятая по отношению к плотности воздуха.

1.3. Природные газы газовых и газоконденсатных месторождений

Природные газы – это вещества, которые при нормальных (н.у.) и стандартных (с.у.) условиях являются газообразными. В зависимости от условий газы могут находиться в свободном, адсорбированном или растворённом состояниях.

К основным *физико-химическим свойствам природных газов* относят следующие параметры: молекулярная масса; плотность газа; давление; температура газового потока; сжимаемость газа; вязкость газа; приведенные параметры индивидуальных компонентов; критическая температура; критическое давление.

1.4. Физико- химические свойства пластовых вод

Пластовые воды имеются в большинстве нефтегазовых месторождений и являются обычным спутником нефти. Помимо пластов, в которых вода залегает вместе с нефтью, встречаются и чисто водоносные пласты.

Относительно нефтегазоносных горизонтов пластовые воды подразделяются на следующие *виды*:

- *контурные* (краевые) – воды в пониженных участках нефтяных пластов, подпирающие нефтяную залежь со стороны контура нефтеносности;

- *подошвенные* – воды в нижней части приконтурной зоны пласта; иногда они распространены по всей структуре, включая и ее сводовую часть;
- *промежуточные* – воды, залегающие в пропластках нефтяных или газовых пластов;
- *верхние* – воды, залегающие выше данного нефтяного пласта;
- *нижние* – воды, залегающие ниже данного нефтяного пласта;
- *смешанные* – воды, залегающие выше данного нефтяного пласта и поступающие из нескольких водоносных пластов или поступающие из выше- и нижележащих водоносных пластов.

Пластовая вода в нефтяных и газовых залежах может находиться не только в чисто водяной зоне, но и в нефтяной, и газовой, насыщая вместе с нефтью и газом продуктивные породы залежей. Эту воду называют *связанной* или *погребенной*.

До проникновения в осадочные отложения нефти поровое пространство между зернами породы было заполнено водой. В процессе тектонических вертикальных перемещений горных пород (коллекторов нефти и газа) и после них углеводороды мигрировали в повышенные части пластов, где происходило распределение жидкостей и газов в зависимости от их плотности. Содержание связанной воды в породах нефтяных залежей колеблется от долей процента до 70% объема пор и в большинстве коллекторов составляет 20–30% этого объема.

Основные *физические показатели пластовых вод*: плотность, соленость, минерализация, вязкость, температура, электропроводность, сжимаемость, радиоактивность, растворимость воды в нефти и газов в воде.

1.5. Горные породы. Физические свойства пород-коллекторов

Горными породами называются плотные и рыхлые агрегаты, слагающие земную кору и состоящие из однородных или различных минералов и обломков других пород.

Различают следующие виды горных пород:

1. *Магматические (изверженные)* породы – породы, образовавшиеся при застывании магмы в толще земной коры (граниты) или вулканических лав на поверхности (базальты).

2. *Осадочные* породы – породы, образованные на поверхности Земли в результате разрушения первичных горных пород под действием экзогенных процессов, осаждения минеральных и органических веществ из воды, жизнедеятельности организмов и последующего их уплотнения. По своей природе все осадочные породы делятся на четыре группы: обломочные, глинистые, хемогенные и органогенные. Для формирования залежей углеводородов наибольшее значение имеют глинистые, песчаные и карбонатные породы.

3. *Метаморфические* породы – породы, образовавшиеся из осадочных и магматических в результате их физических, химических изменений под действием высоких давлений, температур и химических воздействий. К ним относятся глинистые сланцы, слюдяные сланцы, гнейсы, кварциты.

Осадочные горные породы залегают в земной коре в виде пластов или слоев.

Пласты, обладающие системой пор (пустот), трещин, каверн, по которым могут перемещаться жидкости и газы, называют **пластами-коллекторами** (пески, песчаники, трещиноватые и кавернозные известняки, др.). Они переслаиваются плотными осадочными горными породами (флюидоупорами), не имеющими пустот, и по которым не могут перемещаться жидкости и газы (глины, плотные известняки).

подавляющая часть мировых запасов нефти приурочена к осадочным породам.

Наиболее важными для пород-коллекторов являются те свойства, которые определяют их *емкость и способность отдавать и пропускать через себя содержащиеся в них нефть и газ (пористость и проницаемость)*.

Пористость – отношение суммарного объема всех пор образца породы к объему самого образца. Различают абсолютную, открытую и закрытую, эффективную, динамическую пористость.

Проницаемость – это способность породы пропускать через систему сообщающихся между собой пор жидкости и газы или их смеси при наличии перепада давления. Для количественной оценки пользуются **коэффициентом проницаемости**. За единицу измерения принято: Дарси или мкм^2 . (Дарси – образец породы длиной 1 см и площадью 1см^2 пропускает при перепаде давления в 1 атм. (0,1 Мпа) 1 см^3 жидкость вязкостью в $1\text{Па}\cdot\text{с}$).

Вопросы для самоконтроля

1. Дайте характеристику элементного состава нефти.
2. Охарактеризуйте вещественный состав нефти.
3. Какие классификации нефти Вы знаете?
4. Какие физико-химические свойства нефти?
5. Какие газы относятся к природным нефтяным газам?
6. На какие виды подразделяются пластовые воды по отношению к нефтегазоносным горизонтам?
7. Какую пластовую воду называют связанной?
8. Какими физическими показателями характеризуют пластовые воды?
9. Какие породы называются коллекторами? Флюидоупорами (покрышками)?
10. Какими свойствами характеризуют породу-коллектор?

Тема 2. Понятие о нефтяной залежи, нефтяном месторождении. Источники пластовой энергии. Режимы разработки нефтяных залежей

2.1. Нефтяная залежь, нефтяное месторождение

Нефть и газ скапливаются в пластах-коллекторах, в так называемых ловушках, образовавшихся в результате ряда геологических процессов (рис.1.2.1):

- 1) изгибов земной коры;
- 2) выклинивания пласта;
- 3) запечатывание пласта другими непроницаемыми породами.

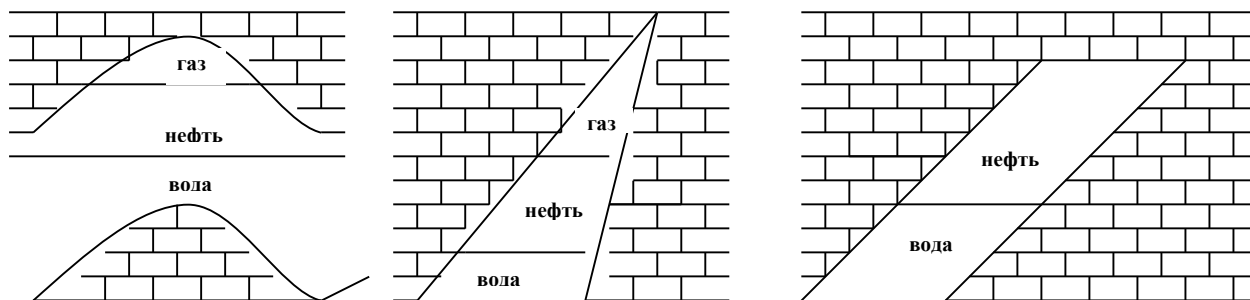


Рис. 1.2.1 Типы ловушек для газожидкостных природных флюидов

Различают следующие типы ловушек:

- антиклинальные;
- тектонически экранированные;
- литологически экранированные;
- стратиграфически экранированные;
- комбинированные.

Скопление нефти и газа в ловушке одного или нескольких гидродинамически связанных пластов-коллекторов называется **залежью**.

Пласты-коллекторы состоят из проницаемых горных пород, которые переслаиваются с непроницаемыми горными породами, верхняя граница – *кровля*, нижняя граница – *подошва*. Складки, обращенные выпуклостью вверх, называются **антиклиналями**, а складки, направленные выпуклостью вниз, – **синклиналями**.

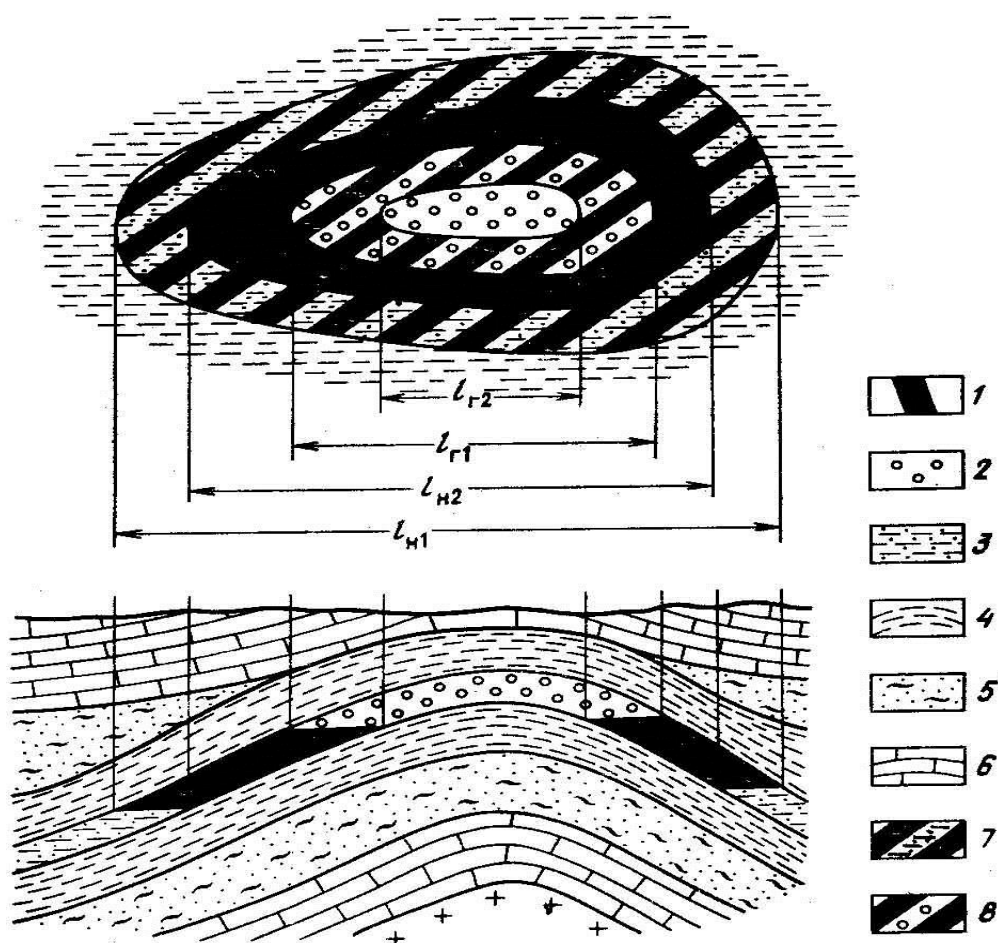


Рис 1.2.2 Положение контуров газоносности и нефтеносности.

Части пласта: 1 – нефтенасыщенная; 2 – газонасыщенная; 3 – водонасыщенная; 4 – глины; 5 – алевриты; 6 – известняки; зоны: 7 – водонефтяного контакта, 8 – газонефтяного контакта; L_{H1} , L_{H2} – внешний и внутренний контуры нефтеносности; L_{r1} , L_{r2} – то же, газоносности.

Типовое расположение углеводородов, подземных вод и пород различной проницаемости в антиклинали более подробно показано на рис.1.2.2. Из рисунка также понятны положения сформированных контуров газоносности и нефтеносности.

Самая высокая точка антиклинали называется ее **вершиной**, а центральная часть – **сводом**. Наклонные боковые части складок (антиклиналей и синклиналей) образуют **крылья**. Антиклиналь, крылья которой имеют углы наклона, одинаковые со всех сторон, называется **куполом**.

Газ, нефть и вода располагаются внутри ловушки под воздействием гравитационного фактора в зависимости от величины их плотностей.

Граница между нефтью и водой называется **водонефтяным контактом (ВНК)**, между газом и нефтью – **газонефтяным контактом (ГНК)**, между газом и водой – **газоводяным контактом (ГВК)**.

Залежи классифицируются:

- по геологическому строению (рис.1.2.3):

1) пластовые;

- 2) сводовые;
 - 3) литологически экранированные;
 - 4) тектонически экранированные.
- по насыщающему их флюиду (рис.1.2.4):

- 1) нефтяные;
- 2) нефтегазовые;
- 3) газовые;
- 4) газонефтяные;
- 5) газоконденсатные.

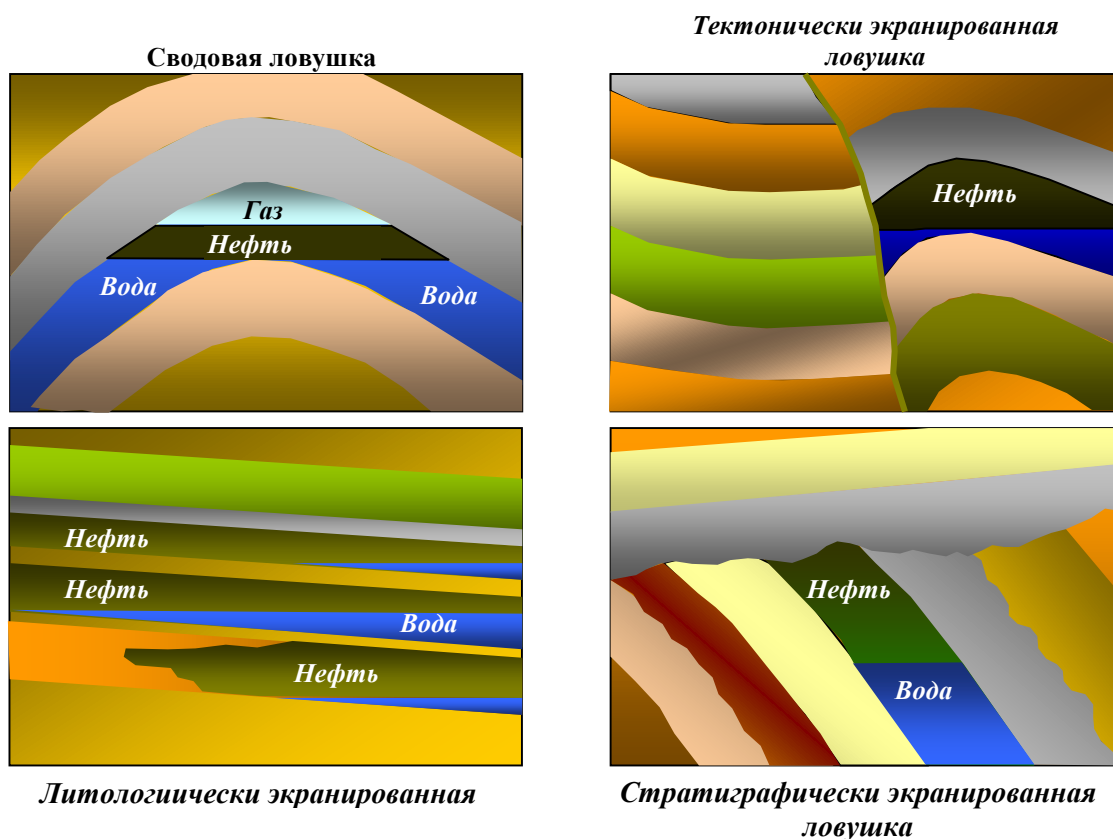


Рис. 1.2.3 Типы залежей по геологическому строению

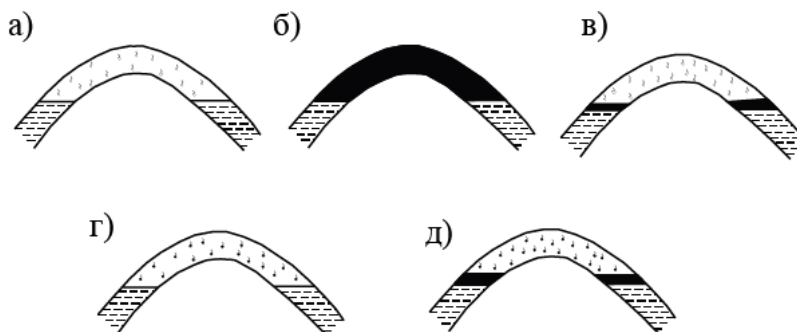


Рис. 1.2.4 Типы залежей по насыщающему флюиду

а) – газовая; б) – нефтяная; в) – газонефтяная; г) – газоконденсатная; д) – нефтегазоконденсатная.



Совокупность залежей нефти и газа в разрезе отложений на одной и той же площади называется **месторождением**.

В пластовых условиях жидкость и газ, насыщающие поровое пространство коллекторов, как и сами коллекторы, находятся под давлением, которое называется **пластовым**.

Пластовое давление в различных точках залежей переменное, поэтому его определяют как средневзвешенное значение (при одинаковой глубине) по всем скважинам данного пласта и именуют «приведенным». Пластовое давление обычно соответствует гидростатическому давлению столба воды в скважине до глубины залегания данного пласта.

Температура нефти или газа в пластовых условиях называется **пластовой температурой**. Она возрастает с увеличением глубины скважины. Повышение температуры пласта на 1°C в метрах от устья скважины (по вертикали) называется **геотермической ступенью**. Изменение температуры на каждые 100 м углубления в недра называется **геотермическим градиентом**. В среднем геотермический градиент равен 3°C . Однако в расчетах дебитов скважин нужно учитывать, что геотермический градиент может изменяться при разной геологии в довольно широких пределах ($0,5\text{--}6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$).

2.2. Источники и характеристики пластовой энергии

2.2.1. Распределение энергий в пластах

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

Потенциальная энергия положения:

$$E_{\text{п}} = Mgh_{\text{ст}}, \quad (1.2.1)$$

где M – масса тела (пластовой или закачиваемой с поверхности воды, нефти, свободного газа); g – ускорение свободного падения; $h_{\text{ст}}$ – высота, на которую поднято тело по сравнению с произвольно выбранной плоскостью начала отсчета (для жидких тел это гидростатический напор).

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

$$E_{\text{п}} = V\rho gh_{\text{ст}} = Vp, \quad (1.2.2)$$

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

Потенциальная энергия упругой деформации

$$E_{\text{д}} = P\Delta l, \quad (1.2.3)$$

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

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

$$E_d = p\Delta V. \quad (1.2.4)$$

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

$$\beta = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.2.5)$$

тогда

$$E_d = \beta V p \Delta p \quad (1.2.6)$$

Следовательно, чем больше упругость и объем V среды (воды, нефти, газа, породы), давление p и возможное снижение давления Δp , тем больше потенциальная энергия упругой деформации. Количество пластовой воды и свободного газа определяется соответственно размерами водоносной области и газовой шапки, а количество растворенного в нефти газа – объемом нефти V_n и давлением p_n насыщения нефти газом (по закону Генри) или газосодержанием (газонасыщенностью) пластовой нефти Γ_o (объемное количество растворенного газа, измеренного в стандартных условиях, которое содержится в единице объема пластовой нефти):

$$V_r = \alpha_p p_n V_n = \Gamma_o V_n, \quad (1.2.7)$$

где α_p – коэффициент растворимости газа в нефти.

Отсюда следует, что основными источниками пластовой энергии служат:

1. Энергия напора краевых и подошвенных вод.
2. Энергия напора газа, находящегося в газовой шапке.
3. Энергия расширения выделившегося газа из нефти, первоначально растворенного в ней.
4. Упругая энергия пород и жидкостей.
5. Гравитационная энергия (сила тяжести).

2.2.2. Понятие пластового давления

Основными источниками пластовой энергии являются: напор краевой и подошвенной вод, давление газа газовой шапки и растворенного газа в нефти после его выделения из раствора, сила тяжести, упругость пласта и насыщающих его флюидов (нефти, воды, газа). Эти силы проявляются совместно или раздельно.

Таким образом, энергетические ресурсы пласта характеризуются существующим в нем давлением. Чем оно выше, тем полнее может быть использована залежь нефти.

В процессе эксплуатации для рационального использования энергии пласта необходим постоянный контроль распределения пластового давления в залежи. Осуществляется это путем систематических замеров забойных и пластовых давлений и построением карт изобар.

Изобара – это линия, соединяющая точки с одинаковыми значениями пластовых давлений, приведенных к условной уровненной поверхности.

Под *забойным давлением* понимается давление на забое скважины, которое замеряется во время установившейся работы скважины. Ему соответствует динамический уровень в скважине.

Под *пластовым давлением* понимают давление в пласте между скважинами, установившееся во время работы всех скважин.

Это давление берется за основу при вычислении коэффициента продуктивности скважины и проницаемости пласта, а также используется при анализе разработки месторождения и в гидродинамических расчетах.

Значения $P_{пласт}$ в различных точках залежи неодинаковы. Они меняются как во времени, так и в процессе разработки. За начальное пластовое давление принимают статистическое забойное давление первой скважины, вскрывшей пласт, замеренное до отбора из пласта какого-нибудь значительного количества пластовой жидкости. Эти единичные замеры, возможные лишь в определенных точках залежи, не могут быть приняты для всей залежи в целом. Поэтому для определения среднего $P_{пласт}$ полученные замеры по первым скважинам пересчитывают на среднюю точку объема залежи, на середину этажа нефтеносности. Если размеры залежи значительны, то желательно иметь данные о начальном $P_{пласт}$ по скважинам, расположенным в центральной ее части и замеры $P_{пласт}$ по каждой скважине, пробуренной в период пробной эксплуатации.

При извлечении из залежи нефти или газа $P_{пласт}$ падает и оказывается ниже начального (в случае естественной разработки, без воздействия на пласт). Поэтому, чтобы определить $P_{пласт}$ на любую дату, определяют текущее пластовое давление, т.е. статистическое забойное давление, замеренное по состоянию на ту или иную дату в скважине, в которой после ее остановки установилось относительное статистическое давление. Все другие скважины являются рабочими, в пласте не устанавливается относительное статистическое равновесие. Поэтому в качестве текущего пластового давления замеряют динамическое пластовое давление.

Для наблюдения за процессом разработки пласта необходимо систематически замерять пластовое давление в эксплуатационных скважинах. Эти

замеры производятся глубинными манометрами. Их использование (когда измерение идет манометром по стволу скважины) дает возможность определить истинную плотность жидкости и газа при данных давлении и температуре с учетом наличия растворенного газа в водонефтяной смеси.

При фонтанном или компрессорном способе эксплуатации (когда невозможно применять глубинный манометр) $P_{пласм}$ определяют расчетным путем.

2.2.3. Температура в нефтяных пластах

Известно, что в недрах месторождений температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой. Продуктивные пласты имеют природную (начальную) температуру, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние углеводородов в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации. В процессе разработки залежей природные термические условия могут претерпевать устойчивые или временные изменения в связи с нагнетанием в больших объемах в пласты различных агентов, имеющих температуру, большую или меньшую начальной пластовой.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и не закрепленными ими. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20–25 суток для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4–6 часов после остановки скважины. В процессе бурения температуру обычно замеряют в скважинах, временно остановленных по техническим причинам.

В эксплуатационных скважинах замеры температуры производят после подъема насоса; эти замеры оказываются надежными лишь для интервала глубин залегания продуктивного (эксплуатационного) пласта. Для получения надежных температурных данных в других интервалах пласта скважину необходимо заполнить глинистым раствором и остановить на более или менее длительный срок (иногда на 20 суток). Для этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные эксплуатационные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим возможное понижение естественной температуры.

Данные замеров температур могут быть использованы для определения *геотермической ступени и геотермического градиента*.

Геотермическую ступень – расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°C, определяют по формуле:

$$G = \frac{H - h}{T - t},$$

(1.2.8)

где G – геотермическая ступень, $\text{м}/^\circ\text{C}$;

H – глубина места замера температуры, м;

H – глубина слоя с постоянной температурой, м;

T – температура на глубине, $^\circ\text{C}$;

T – средняя годовая температура воздуха на поверхности, $^\circ\text{C}$.

Природная геотермическая характеристика месторождения служит фоном для выявления всех проявляющихся при разработке вторичных аномалий температуры. Процесс изучения природного теплового режима месторождения включает температурные измерения в скважинах, построение геотерм и геотермических разрезов скважин, определение значений геотермического градиента и геотермической ступени, определение температуры в кровле продуктивных пластов, построение геолого-геотермических профилей и геотермических карт.

Для получения природной геотермической характеристики температурные замеры должны проводиться до начала или в самом начале разработки залежей по возможно большему числу скважин, равномерно размещенных по площади.

Сверху вниз по стволу скважины высокоточным электрическим, самопишущим и другими приборами, а также максимальным ртутным термометром проводят измерение температуры с определенным шагом, равным единицам метров в продуктивных интервалах разреза и десяткам метров в остальной его части.

По данным температурных исследований строят термограмму, т.е. кривую, отражающую рост естественной температуры пород с увеличением глубины. Такие термограммы называют геотермами G_0 .

Геотермический градиент Γ характеризует изменение температуры при изменении глубины на 100 м и определяется по формуле:

$$\Gamma = \frac{(T - t)100}{H - h}, \quad (1.2.9)$$

Таким образом, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением:

$$\Gamma = \frac{100}{G}, \quad (1.2.10)$$

2.2.4. Движение подземных вод и пластовых флюидов.

Приток жидкости и газа к скважинам

Кинетические энергии движения нефти и газа значительно меньше, чем кинетические энергии движения подземных вод. Кинетические энергии движения подземных вод рассчитывают по классическим формулам, а начальные кинетические энергии нефти и газа в ловушках принимают равными нулю.

При эксплуатации скважины движение пластовой жидкости осуществляется

в трех системах: пласт–скважина–коллектор, которые действуют независимо друг от друга, при этом они взаимосвязаны между собой.

Приток жидкости в скважины происходит под действием разницы между пластовым давлением и давлением на забое скважины. Разность между пластовым давлением и забойным давлением называется *депрессией на пласт*.

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}, \quad (1.2.11)$$

Так как движение жидкости в пласте происходит с весьма малыми скоростями, то оно подчиняется линейному закону фильтрации – закону Дарси. При постоянной толщине пласта и открытом забое скважины жидкость движется к забою по радиально сходящимся направлениям. В таком случае говорят о плоскорадиальной форме потока. Если скважина достаточно продолжительно работает при постоянном забойном давлении, то скорость фильтрации и давление во всех точках пласта перестает изменяться во времени и поток является установившимся.

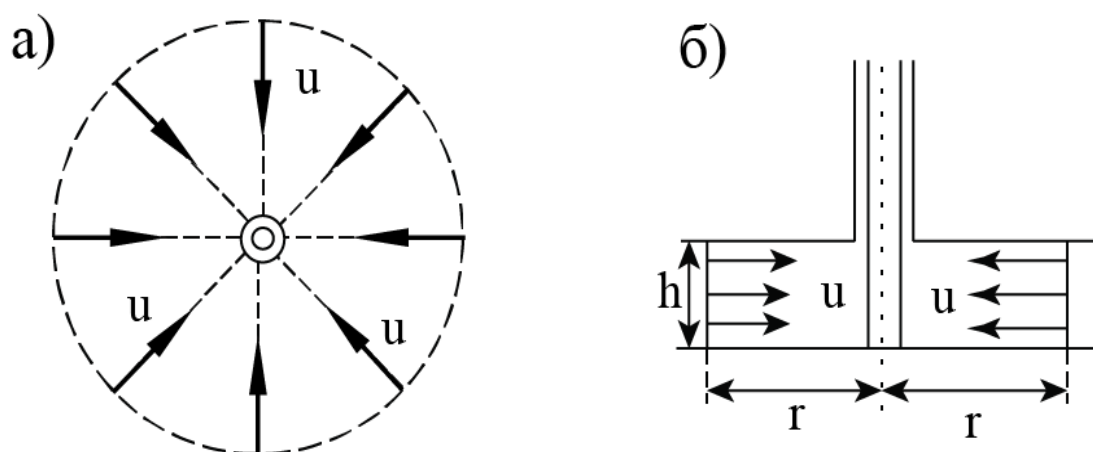


Рис. 1.2.5 Схема плоскорадиального потока в пласте:
а) горизонтальное сечение; б) вертикальное сечение

Для установившегося плоскорадиального потока однородной жидкости по закону Дарси дебит скважины можно определить по формуле:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1.2.12)$$

где Q – дебит скважины;

k – проницаемость пласта;

h – толщина пласта;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление в скважине;

μ – вязкость жидкости;

R_k – радиус контура питания (равен половине расстояния между соседними

скважинами);

r_c – радиус скважины.

Анализ приведенной формулы показывает, что на дебит скважины влияют:

- 1) проницаемость пласта – чем она больше, тем выше дебит скважины;
- 2) толщина пласта – чем она больше, тем выше дебит скважины;
- 3) депрессия на пласт – чем она больше, тем выше дебит скважины;
- 4) вязкость жидкости – чем она больше, тем ниже дебит скважины;
- 5) отношение радиуса контура питания к радиусу скважины – чем больше это отношение, тем выше дебит скважины

2.3. Режимы работы нефтяных залежей

Под *режимом работы* нефтяных залежей понимают характер проявления движущих сил в залежи, обеспечивающих продвижение нефти в пластах к забоям эксплуатационных скважин.

Показателем эффективности разработки залежи является **коэффициент нефтеотдачи** – отношение количества извлеченной из залежи нефти к общим запасам ее в пласте.

В зависимости от вида энергии, под влиянием которой нефть и газ вытесняются из пласта, различают следующие виды **режимов эксплуатации нефтяных месторождений**:

1. Водонапорный режим
2. Газонапорный режим
3. Режим растворенного газа
4. Упругий режим
5. Гравитационный режим
6. Смешанные режимы

Водонапорный режим – движение нефти в пласте к скважинам происходит под воздействием напора краевой (контурной) воды, которая в процессе разработки залежей стремится продвинуться в зону пониженного давления – к забоям скважины. Эффективность напора краевых вод тем выше и тем активнее питание пласта (атмосферные осадки, подрусловые воды рек и т.д.), чем больше проницаемость пород и меньше вязкость пластовой жидкости. В этом случае поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемые нефть и газ.

При этом режиме удается извлечь 50–70%, а иногда и больше от общего количества нефти, содержащейся в недрах до начала разработки залежи. Коэффициент нефтеотдачи для пластов с водонапорным режимом может быть в пределах 0,5–0,7 и более.

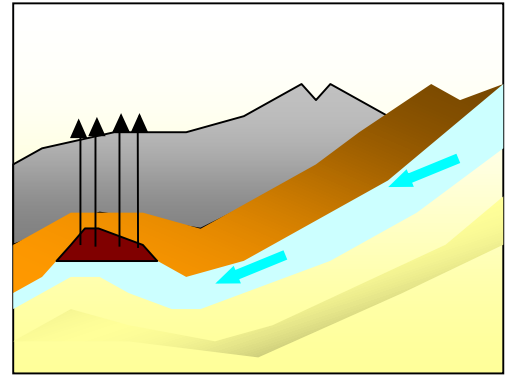


Рис. 1.2.5 Водонапорный режим

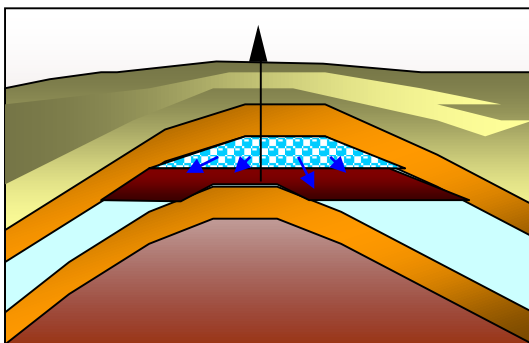


Рис. 1.2.6 Газонапорный режим

Газонапорный режим – движение нефти в пласте происходит за счет напора расширяющегося газа, сосредоточенного в сводовой части залежи (газовой шапке). В чистом виде газонапорный режим проявляется в гидродинамической изоляции. Хотя запасы энергии газовой шапки достаточно большие, эффективность работы залежи ниже, чем при водонапорном режиме из-за плохой вытесняющей способности газа. Кроме того,

дебиты скважин нужно ограничивать вследствие прорыва в них газа из газовой шапки. Коэффициент нефтеотдачи для залежей нефти с газонапорным режимом колеблется в пределах 0,5–0,6.

Режим растворенного газа. При эксплуатации залежей в режиме растворенного газа, когда пластовое давление становится меньше давления насыщения, происходит выделение пузырьков газа из нефти, которые распределяются равномерно по всему поровому пространству и, расширяясь, вытесняют нефть из пласта. Коэффициент нефтеотдачи при этом режиме составляет 0,2–0,4.

Упругий режим – за счет упругого расширения горных пород и находящихся в них жидкостей. При снижении давления объем пластовой жидкости увеличивается, а объем порового пространства уменьшается за счет расширения скелета породы-коллектора. Все это обуславливает вытеснение жидкости из пласта в скважину.

Сжимаемость пород-коллекторов и жидкостей невелика, но при значительных объемах пласта, особенно его водоносной части, за счет упругих сил в скважины могут быть вытеснены большие объемы жидкости.

Этот режим проявляется в гидродинамически изолированных залежах при пластовых давлениях выше давления насыщения. Коэффициент нефтеотдачи – 0,5–0,6.

Гравитационный режим – нефть движется по пласту к забоям скважин под действием силы тяжести. Этот режим проявляется в том случае, когда в пласте

давление снизилось до атмосферного, а в нефти не содержится растворенный газ. В этом случае нефть стекает в скважины только под действием гравитационной силы (силы тяжести). При гравитационном режиме добыча нефти из пласта ведется в основном механизированным способом до тех пор, пока эксплуатационные расходы окупаются стоимостью добытой нефтью. Коэффициент нефтеотдачи – 0,1–0,2.

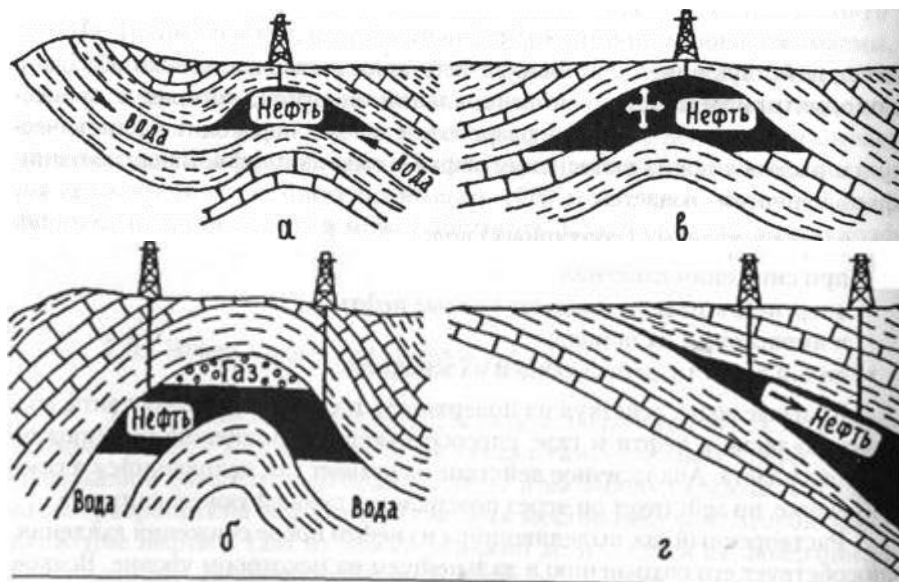


Рис. 1.2.7 Сравнение водонапорного режима (а) и режима растворенного газа (в); газонапорного (б) и гравитационного режима (г)

Смешанные режимы. Режим, при котором возможно одновременное проявление энергий растворенного газа, упругости и напора воды, называют смешанным. Его часто рассматривают как вытеснение газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении $P_{заб}$ ниже P_n . Давление на контуре нефтеносности может равняться P_n или быть выше него. 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, которая на карте передается линией) условно делится на зону, разрабатываемую при газонапорном режиме, и зону, разрабатываемую при водонапорном режиме.

Обобщение и реализация режимов. Режимы 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. Водо-, газонапорный и смешанный режимы называют режимами вытеснения (напорными режимами), а остальные – режимами истощения (истощения пластовой энергии).

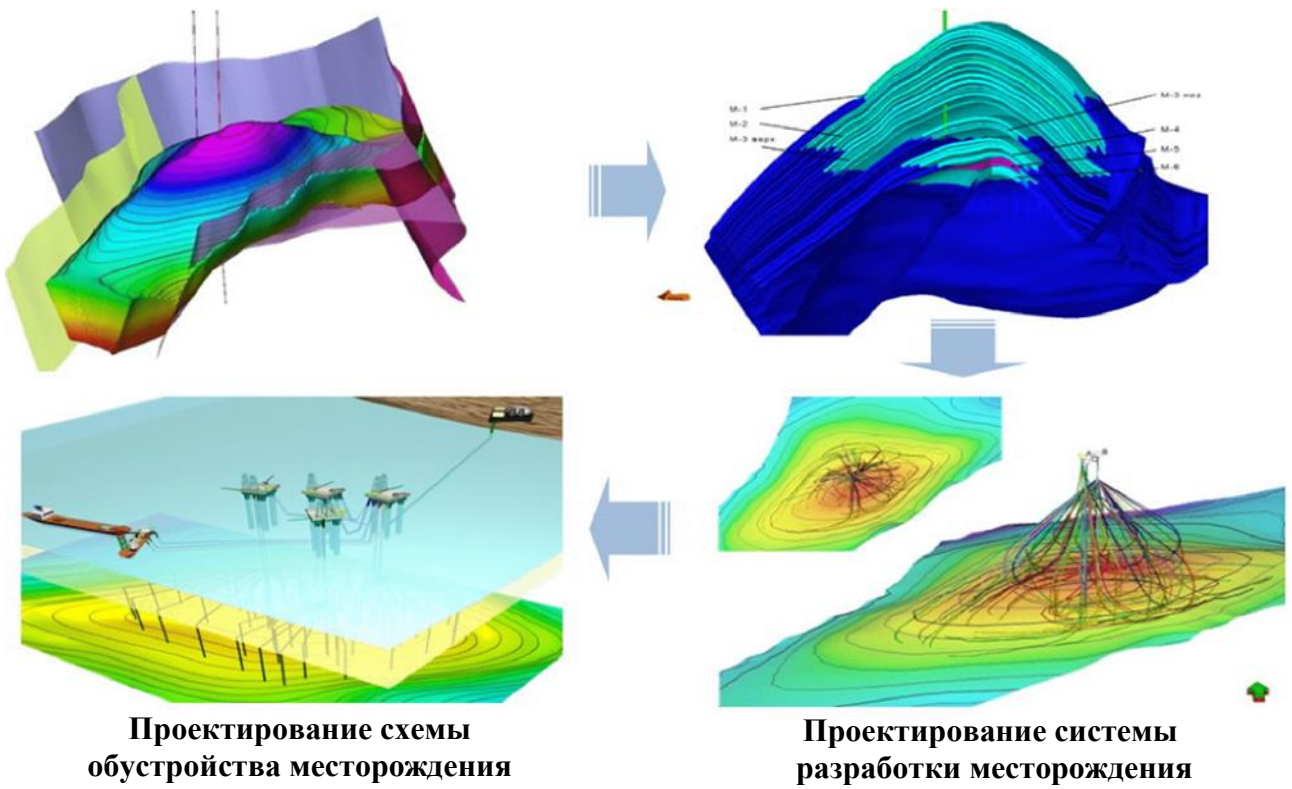
Названные выше режимы рассмотрены в плане их естественного проявления (естественные режимы). Природные условия залежи лишь способствуют развитию определенного режима работы. Конкретный режим можно установить, поддержать или заменить другим путем изменения темпов отбора и суммарного отбора жидкости, ввода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

2.4. Системы разработки нефтяных месторождений

Под системой разработки нефтяных месторождений и залежей понимают форму организации движения нефти в пластах к добывающим скважинам. В процессе проектирования системы разработки нефтяных месторождений определяют следующие характеристики: порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку; сетки размещения скважин на объектах, темп и порядок ввода их в работу; способы регулирования баланса и использования пластовой энергии. Следует различать системы разработки многопластовых месторождений и отдельных залежей (однопластовых месторождений). Различные типы залежей на нефтегазовых месторождениях, основные типы ловушек, а также последовательность разработки и обустройства месторождения показана на рис. 1.2.8. Из рисунков можно видеть, что разработка даже самых простых нефтегазовых месторождений требует продуманного системного подхода.

**Построение структурной
геологической модели**

**Построение гидродинамической
модели**



**Проектирование схемы
обустройства месторождения**

**Проектирование системы
разработки месторождения**

Рис. 1.2.8 Система разработка месторождения.

2.4.1. Схематизация формы залежи

При предварительных подсчетах для получения показателей разработки при разных вариантах усредняют геолого-физические данные и упрощают геометрию пласта.

Для гидродинамических расчетов любая конфигурация залежи должна быть приведена к более правильной геометрической форме. Вытянутая овальная залежь, имеющая соотношение короткой и длинной осей $a:b < 1:3$, в расчетах заменяется равновеликой по площади полосой. На полосе ряды эксплуатационных скважин параллельны (рис.1.2.9)

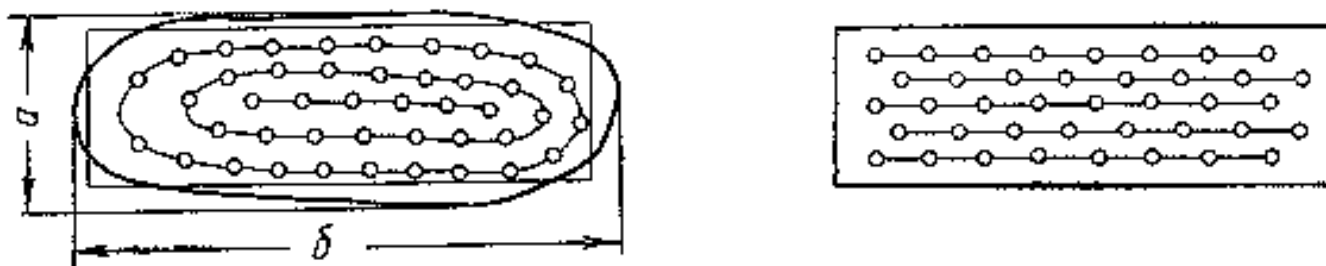


Рис. 1.2.9 Схематизация вытянутой овальной залежи

На схеме и на залежи должно быть одинаковое число скважин и рядов. Расстояние между рядами и скважинами на схеме обычно несколько занижены по сравнению с расстояниями на залежи. Определяемые дебиты скважин будут также занижены, так как чем ближе эквиваленты друг к другу, тем больше степень их взаимодействия.

Овальная залежь, имеющая соотношение осей $1:3 < a:b < 1:2$, должна быть в расчетах заменена равновеликим по площади кругом (рис. 1.2.10), имеющим тот же периметр контура нефтеносности, что и на карте.

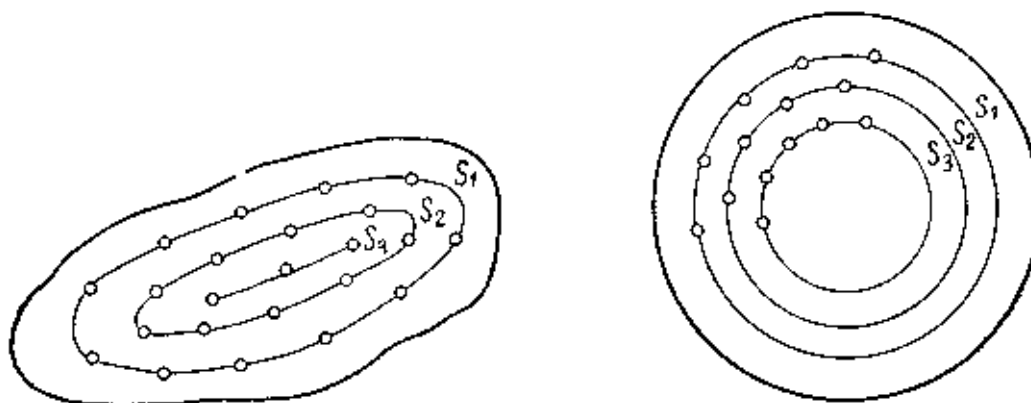


Рис. 1.2.10 Схематизация замены овальной залежи равновеликим по площади кругом

Ряды скважин и скважины также размещают на карте реальной нефтяной залежи. На схеме ряды скважин размещаются концентрическими окружностями. Площадь между начальным контуром нефтеносности и первым рядом скважин, а также площади между последующими рядами на карте залежи и на схеме должны быть одинаковыми. Таким образом, последний ряд скважин, расположенный по

оси структуры, на схеме будет представлен окружностью, внутри которой пласт отсутствует. Тогда запасы реальной залежи и круга будут, с определенной степенью достоверности, равными.

На схеме и на карте должно быть одинаковое число рядов и скважин. Дебиты на первых этапах разработки будут несколько занижены по сравнению с реальными, а на последних – завышены, но в среднем они не очень отклоняются от фактических данных.

Залежь, имеющую соотношение осей $a/b \approx 1$, можно схематично заменить равновеликим по площади кругом при сохранении числа скважин.

Залежь, имеющую одностороннее ограничение притока, можно схематизировать полосой с односторонней областью питания.

Залежь заливообразную (зональную) можно рассматривать как сектор круга.

Максимальное расхождение суммарных расчетных и реальных дебитов не превышает 5–7%. При сложной конфигурации залежи для получения более точных данных рекомендуется использовать электродинамическую модель.

2.4.2. Схематизация контура нефтеносности

Для определения продолжительности работы скважины необходимо следить за перемещением контура нефтеносности. Начало обводнения произойдет при подходе к скважинам внутреннего контура нефтеносности, а полное обводнение скважин – при подходе внешнего контура нефтеносности.

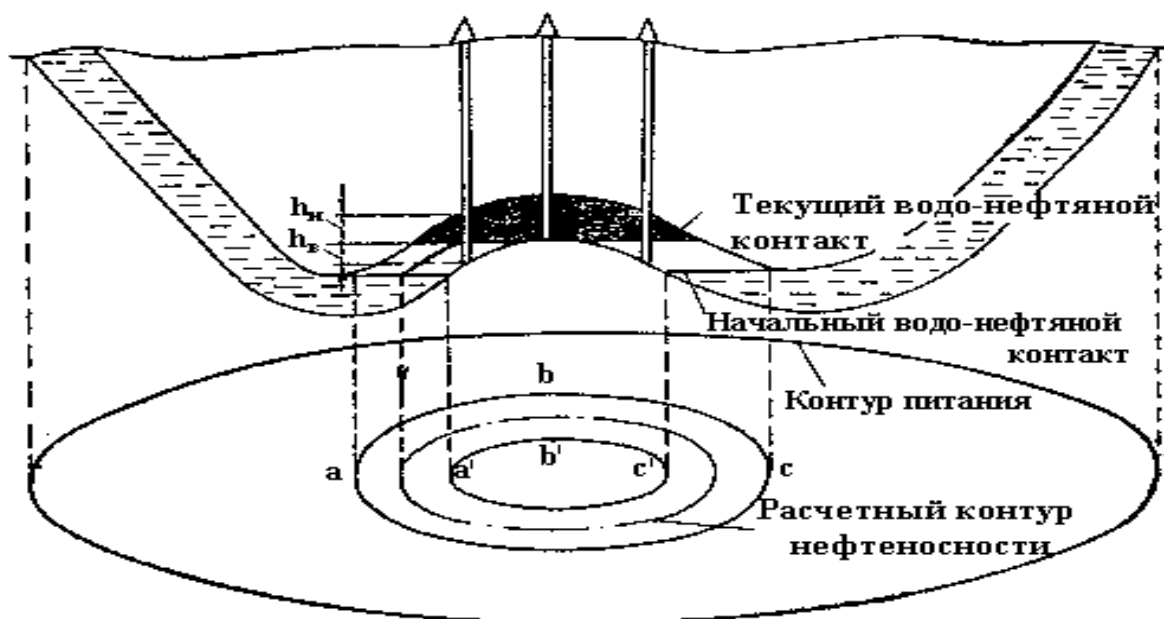


Рис. 1.2.11 Расчетный контур нефтеносности

В условиях непрерывного пласта нецелесообразно эксплуатировать скважины внешних рядов до полного их обводнения, так как они экранируют передачу пластовой энергии внутренним рядам, находящимся в данное время в чисто нефтяной зоне пласта, а обводненность продукции скважины будет большой. При отключении обводненных скважин дебиты скважин внутренних рядов

увеличатся, и содержание воды в добываемой продукции уменьшится, а нефть, оставшаяся перед остановленным рядом, можно будет отобрать скважинами последующих рядов. Только осевой ряд, или центральная группа скважин, в условиях непрерывного пласта будет работать до максимального обводнения, величину которого устанавливают, исходя из экономических соображений. На рис. 1.2.11 приведен расчетный контур нефтеносности, находящийся между внутренними (a' , b' , c') и внешними (a , b , c) контурами.

Местоположение расчетного контура нефтеносности устанавливается путем геометрического построения после определения соотношения мощностей нефтеносной h_n и водоносной h_v частей пласта в момент остановки скважин внешнего ряда с заданным процентом обводнения:

$$\frac{h_n}{h_v} = \frac{\Delta_n}{\Delta_v} \cdot \frac{K_v}{K} \cdot \frac{\mu_n}{\mu_v}, \quad (1.2.13)$$

где Δ_n , Δ_v – доля нефти и воды в общем дебите скважины, при которых они отключаются (определяются из экономических и геологических соображений);

K_v – фазовая проницаемость для воды в зоне замещения нефти водой;

K – проницаемость пласта;

μ_n , μ_v – вязкость нефти и воды в пластовых условиях.

В условиях непрерывного пласта для определения продолжительности работы рядов скважин достаточно проследить за перемещением расчетного контура. После остановки скважин 1-го ряда внешними работающими становятся скважины второго ряда.

Обычно пласты неоднородны, расчленены и содержат пропластки, не прослеживающиеся по всей залежи.

В условиях неоднородного пласта нефть, не отобранная скважинами остановленного ряда, не будет извлечена из пласта. Для получения наибольшей нефтеотдачи из такого пласта скважины каждого ряда следует эксплуатировать до обводнения, степень которого устанавливают экономическими расчетами.

2.4.3. Параметры оценки нефтеотдачи пластов

Опыт применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов показывает, что эффективность процессов зависит от того, насколько выбранный метод, запроектированная система размещения скважин и реализованная технология процесса учитывали реальное состояние остаточных запасов нефти, а также детерминированное распределение нефтенасыщенности и свойств нефти по всему объему залежи. Многие проекты применения методов увеличения нефтеотдачи пластов были безуспешными или с низким показателем эффективности потому, что перед их началом были неправильные представления о состоянии остаточной нефтенасыщенности, т.е. неправильные представления о том, как остаточная нефть сосредоточена в пласте и каковы ее свойства.

Для заводненных пластов эта проблема приобретает очень большое значение, в связи с тем, что нефть и вода в пластах, как несмешивающиеся жидкости, по-разному взаимодействуют с породой, с активными рабочими агентами и между собой в зависимости от насыщенности, компонентного состава нефти, минералогического состава воды, вещественного состава пород и структуры пористой среды. Заводнение нефтяных залежей при разработке может быть естественным, когда извлекаемая из пластов нефть замещается пластовой водой – контурной или подошвенной, подпирающей нефть, и искусственным, когда нефть из пластов вытесняется водой, нагнетаемой с поверхности или других водоносных пластов через специальные скважины. Различие между этими видами заводнения нефтяных скважин могут быть очень большими, но выражаются они одними и теми же показателями:

- коэффициент дренирования залежей ($\eta_{др}$),
- коэффициент охвата пластов заводнением ($\eta_{охв}$),
- коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды ($\eta_{выт}$).

Этих трех показателей достаточно для полной характеристики эффективности заводнения любого нефтеносного пласта, в целом – нефтеотдачи пласта, как произведения трех указанных коэффициентов и отдельных элементов ее при детальном изучении. При этом в каждый коэффициент вкладывается следующий физический и гидродинамический содержательный смысл.

Коэффициент дренирования залежей ($\eta_{др}$), – определяет долю из общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин ($V_{дрен}$) и выражается отношением:

$$\eta_{др} = \frac{V_{дрен}}{V_{зал}} \quad (1.2.14)$$

Коэффициент охвата пластов заводнением ($\eta_{охв}$) определяет долю объема дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой ($V_{зав}$) и выражается отношением:

$$\eta_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{дрен}} \quad (1.2.15)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды ($\eta_{\text{выт}}$) определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и выражается отношением:

$$\eta_{\text{выт}} = \frac{1 - \sigma_{\text{св}} - \sigma_{\text{н.ост}}}{1 - \sigma_{\text{св}}}, \quad (1.2.16)$$

где $\sigma_{\text{св}}$ – начальная насыщенность пористой среды водой,

$\sigma_{\text{н.ост}}$ – остаточная нефтенасыщенность пористой среды в зоне, занятой водой.

На показатели эффективности заводнения влияют следующие факторы:

- I.** На коэффициент дренирования залежей:
 1. Расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов.
 2. Условия залегания нефти, газа и воды в пластах.
 3. Размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов.
 4. Состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.
- II.** На коэффициент охвата пластов заводнением:
 1. Макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств).
 2. Трещиноватость, кавернозность (тип коллектора).
 3. Соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.
- III.** На коэффициент вытеснения нефти водой:
 1. Микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость).
 2. Смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды.
 3. Межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

Знание всех перечисленных факторов и степени их влияния на эффективность заводнения месторождения очень важно на стадии прогноза заводнения, для обоснования методов повышения нефтеотдачи, систем размещения скважин и технологий извлечения остаточных запасов нефти.

Для успешного применения того или иного метода извлечения остаточных запасов следует точно знать, за счет какого показателя, в какой мере и за счет какого фактора снизилась эффективность заводнения.

2.4.4. Системы разработки многопластовых месторождений

2.4.4.1. Выделение эксплуатационных объектов

В многопластовом месторождении выделяется несколько продуктивных пластов. Продуктивный пласт может разделяться на пропластки, прослой пород-коллекторов, которые развиты не повсеместно. Надежно изолированный сверху и снизу непроницаемыми породами отдельный пласт, а также несколько пластов, гидродинамически связанных между собой в пределах рассматриваемой площади месторождения или ее части, составляют элементарный объект разработки. Это понятие – синоним понятия «залежь».

Эксплуатационный объект (объект разработки) – это элементарный объект или совокупность элементарных объектов, разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин при обеспечении контроля и регулирования процесса их эксплуатации. Эксплуатационные объекты выделяют на основе геологического, технологического и экономического анализов в период проектирования разработки. При решении вопросов выделения эксплуатационных объектов рекомендуется учитывать следующее: диапазон нефтегазоносности по разрезу (толщину продуктивного разреза); число продуктивных пластов в разрезе; глубину залегания продуктивных пластов; толщину промежуточных непродуктивных пластов и наличие зон слияния продуктивных пластов; положение водонефтяных контактов по пластам; совпадение залежей в плане; литологическую характеристику продуктивных пластов; коллекторные свойства (особенно проницаемость и эффективную толщину), диапазон их изменения; различие типов залежей по пластам; режимы залежей и возможное их изменение; свойства нефтей в пластовых и поверхностных условиях; запасы нефти по пластам.

Если эти условия не препятствуют совмещению пластов в единый объект, то проводят гидродинамические расчеты по определению технологических показателей с учетом способов регулирования баланса пластовой энергии, контроля и регулирования процесса разработки, а также технических средств добычи нефти. Затем определяют экономическую эффективность различных вариантов сочетания отдельных пластов в эксплуатационные объекты. Научно обоснованное выделение эксплуатационных объектов служит важным рычагом экономии и повышения эффективности разработки.

Существуют три системы разработки многопластового нефтяного месторождения:

1. Система разработки «снизу вверх», при которой нефтяные пласты (залежи) вводятся в разработку последовательно: каждый вышележащий после разработки нижележащего, причем тот пласт, с которого начинают разработку, носит название базисного, или опорного горизонта (пласта). Базисный горизонт (пласт) выбирается по признаку высокой продуктивности и сортности нефти, причем пласт должен быть хорошо изучен на значительной площади и залегать в условиях, благоприятных для быстрого разбуривания. На месторождениях с очень большим количеством нефтяных пластов может быть выделено несколько

базисных пластов, при этом нефтяные пласты подразделяются на столько групп, сколько принято базисных пластов.

2. Система разработки «сверху вниз», при которой пласты вводятся в разработку: каждый нижележащий после разработки вышележащего. Эта система широко применялась в период, когда преобладал ударный способ бурения. В настоящее время система разработки «сверху вниз» допускается как исключение при разработке неглубоко залегающих нефтяных пластов, разбуриваемых легкими передвижными станками, при условии, что верхние пласты являются слабо проницаемыми и, при прохождении их последующими скважинами на нижележащие пласты, исключается поглощение глинистого раствора, а сама пачка верхних пластов разрабатывается по системе «снизу вверх».

3. Система одновременной разработки двух и более пластов (залежей) предусматривает, что каждый из пластов разбурируется одновременно отдельной сеткой скважин. Эта система применяется при условии, что нефтяные пласты являются высокопродуктивными с хорошо выраженным напорным режимом, разбуриваются быстрыми темпами и эксплуатируются при поддержании пластового давления.

2.4.4.2. Уточнение запасов нефти и растворенного газа

Одним из определяющих экономических аргументов для разработки месторождений нефти по каждому из выделенных объектов является величина запасов.

Для примера рассмотрим формулу расчета запасов нефти собственно объемным методом для сводовой залежи простого строения (на ненарушенной структуре):

$$Q_r = F h_{эф} m \gamma b f, \quad (1.2.17)$$

где Q_r – геологические запасы нефти, т;

F – площадь нефтеносности, м² (по ВНК);

$h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность, м;

m – открытая пористость, доли единицы;

γ – плотность нефти, кг/м³;

b – нефтенасыщенность, доли единицы;

f – коэффициент усадки, доли единицы (поправка для перевода объема нефти пластовых условий в поверхностные).

$$Q_m = Q_r K_n, \quad (1.2.18)$$

где Q_m – извлекаемые запасы нефти;

K_n – коэффициент нефтеотдачи.

Подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа по газовому фактору (подсчет газонасыщенности нефти) проводится по формуле:

$$V_0 = Q_0 r_0 - Q_{извл} b_0 p_k \alpha_k f - Q_{извл} (b_0 - b) p_k \alpha_k f - Q_{неизвл} r_k, \quad (1.2.18)$$

где Q_0 , $Q_{извл}$, $Q_{неизвл}$ – соответственно балансовые, извлекаемые и неизвлекаемые запасы нефти, м³;

b_0 , b – объемный коэффициент пластовой нефти на начальную (при давлении p_0) и конечную (при остаточном, конечном, давлении p_k) даты разработки;

α_k – поправка на коэффициент сжимаемости газа при давлении p_k ;
 r_0 – первоначальный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 f – поправка на температуру для приведения к стандартным условиям;
 r_k – остаточное (конечное) количество газа, растворенного в нефти при давлении p_k , $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Балансовые запасы газа определяются по газовому фактору, измеренному по пластовым пробам нефти.

2.4.4.3. Определение продуктивности нефтяных скважин

На этом этапе строятся уравнения, которые показывают зависимость между дебитом и депрессией давления для каждой или средней скважины:

$$Q = \eta(P_{пл} - P_{зав})^n, \quad (1.2.19)$$

где Q – дебит скважины; η – коэффициент продуктивности скважины; $P_{пл}$ – пластовое динамическое давление; $P_{зав}$ – забойное давление; n – показатель закона фильтрации.

Для уточнения дебитов и прогнозирования разработки нефтяных месторождений используют формулу Дюпюи, которая определяет дебит гидродинамически совершенной скважины при плоскорадиальном подтоке к ней однородной несжимаемой жидкости в условиях напорного режима и линейного закона фильтрации:

$$Q_r = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (1.2.20)$$

где k – коэффициент проницаемости, Дарси;

h – мощность пласта, см;

P_k и P_c – давление на контуре питания и в скважине, атм;

R_k и R_c – радиусы контура питания и скважины, см;

μ – вязкость жидкости, сантипуазы;

Q_r – дебит скважины, $\text{см}^3/\text{с}$.

Формула очень широко применяется в нефтепромысловом деле.

Уравнение дебита и теоретическая формула Дюпюи дополняются уравнениями лифтинга и транспорта нефти по сборным линиям.

Рассмотрим пример расчета транспорта нефти по трубопроводу:

Цель расчета: Определение конечного давления в трубопроводе (P_k) и коммерческого расхода нефтепродукта ($Q_{ком}$).

Исходные данные:

Конструкция трубы:

Диаметр трубопровода $D = 0.1$ (м)

Абсолютная шероховатость..... $\Delta = 0.14 \cdot 10^{-4}$ (м)

Длина(для скважины соотв. перепаду высот)..... $L_t = 3000$ (м)

Геометрия укладки:

Высота начальная..... $H_n = 245$ (м)

Высота конечная.....	$H_k = 235$ (м)
<u>Режимные данные:</u>	
Расход.....	
Начальное давление.....	$Q = 0.005$ (м ³ /сек)
Температура.....	$P_n = 30 \cdot 10^5$ (Па)
Давление атм.....	$T_{sr} = 288$ (К)
<u>Физические свойства жидкости:</u>	
Упругость.....	$P_a = 113200$ (Па)
Плотность при нормальных условиях	$K_{upr} = 10^9$
Вязкость при T.....	$\rho_n = 748$ (кг/м ³)
Температура расширения по таблице для T.....	$\gamma = 0.6 \cdot 10^{-6}$ (м ² /сек)
	$\xi = 0.001118$ (1/К)

1. В этом пункте последовательно будем считать характеристики потока жидкости, а именно: число Рейнольдса (Re) и скорость (v).

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \gamma} = 1.061 \cdot 10^5$$

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = 0.637 \left(\frac{м}{с}\right)$$

2. В данном пункте определяем коэффициент гидравлического сопротивления (λ):

$$\lambda = (Re < 2320) \cdot \frac{64}{Re} + \left(Re > \frac{500 \cdot D}{\Delta}\right) \cdot 0.11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D}\right)^{0.25} +$$

$$+ (2320 < Re < 10^4) \left[\frac{64 \cdot (e^{-0.2 \cdot (Re-2320)})}{Re} + \frac{0.3164 \cdot (1 - e^{-0.2 \cdot (Re-2320)})}{\sqrt[4]{Re}} \right] +$$

$$+ \left[\frac{27}{\left(\frac{\Delta}{D}\right)^{1.143}} < Re < \frac{500 \cdot D}{\Delta} \right] \cdot 0.11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D} + \frac{68}{Re}\right)^{0.25} +$$

$$\left[10^4 < Re < \frac{27}{\left(\frac{\Delta}{D}\right)^{1.143}} \right] \cdot \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0.018$$

3. На этом этапе определяем плотность (ρ) при начальном давлении (P_n) и падение давления в первом приближении

$$\rho = \rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{P_n - P_a}{K_{upr}} \right] = 526.041 \left(\frac{кг}{м^3}\right).$$

Поправки при фактическом давлении и температуре (Дарси – Вейсбах)

$$P_k = P_n - \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L_t \cdot v^2}{2 \cdot D} = 2.944 \cdot 10^6 \text{ (Па)}.$$

4. В этом пункте мы просчитываем конечное давление (P_{kn}), добавляя изменение давления за счет уклона (подставляем среднюю плотность) при среднем давлении

$$P_{sr} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] = 2.972 \cdot 10^6 \text{ (Па)}$$

Давление с учетом разности веса столба жидкости

$$P_{kn} = P_k + \rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{P_{sr} + P_a}{K_{upr}} \right] \cdot 9.81 \cdot (H_n - H_k) = 2.996 \cdot 10^6 \text{ (Па)}.$$

5. В данном пункте мы производим итерационные вычисления (с помощью программы Mathcad) для получения нужной точности конечного давления (P_k).

$$P_k = P_n - \lambda \cdot \frac{\rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{\frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] - P_a}{K_{upr}} \right] \cdot L_t \cdot v^2}{2 \cdot D} + \rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{\frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] - P_a}{K_{upr}} \right] \cdot 9.81 \cdot (H_n - H_k)$$

$$P_{kn}(P_n, Q, D, L_t, T_{sr}) = \text{Find}(P_k)$$

$$P_{kn}(P_n, Q, D, L_t, T_{sr}) = 2.996 \cdot 10^6 \text{ (Па)}.$$

6. В финальном пункте производим подсчет коммерческого массового расхода (Q_{kom}).

$$Q_{kom} = Q \cdot 0.001 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot \left[\rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{\frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] - P_a}{K_{upr}} \right] \right] =$$

$$= 227.24 \left(\frac{\text{т}}{\text{сут}} \right).$$

Таким образом, в ходе расчета наклонного нефтепровода были определены интересующие нас параметры: конечное давление (P_k) с учетом всех поправок, а также коммерческий расход (Q_{kom}).

2.4.4.4. Определение сетки скважин, размещение их на эксплуатационном объекте и порядок ввода скважин в эксплуатацию

Размещение скважин на объектах может быть равномерным на залежах с неподвижными контурами нефтеносности при наличии подошвенных вод или вообще при отсутствии пластовых вод. На месторождениях с перемещающимися контурами нефтеносности скважины на объектах размещаются рядами параллельно контурам нефтеносности.

Расстояния между скважинами и рядами скважин выбираются с учетом геологического строения эксплуатационного объекта так, чтобы охватить разработкой все участки продуктивных пластов, а также по экономическим соображениям. Необходимо стремиться разбуривать объекты редкой сеткой, чтобы не было интерференции между нефтедобывающими скважинами. Это обеспечит высокую производительность каждой скважины. Однако при этом из-за литологической неоднородности продуктивных пластов возможно оставление невыработанных целиков нефти.

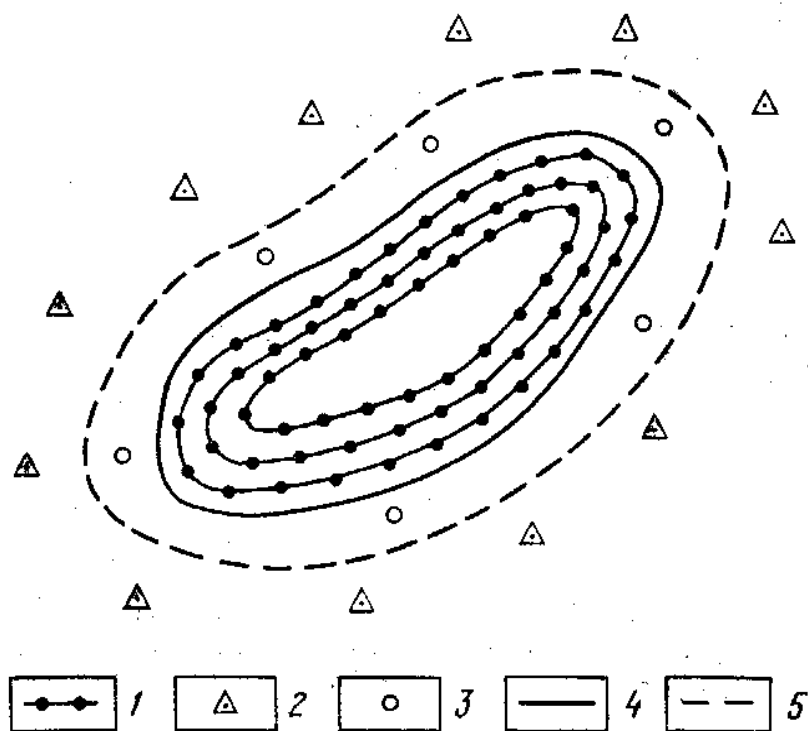


Рис. 1.2.12. Схема расположения скважин при перемещающихся контурах нефтеносности.

- 1 — нефтяные скважины, 2 — нагнетательные скважины, 3 — контрольные скважины, 4 — внутренний контур нефтеносности, 5 — внешний контур нефтеносности

2.5. Рациональная система разработки

Для одного и того же месторождения можно назвать множество систем разработки, отличающихся по числу добывающих скважин, по их расположению,

по методу воздействия на продуктивные пласты и т.д., поэтому возникает необходимость введения понятия **рациональной системы разработки**.

В качестве критериев рациональной системы разработки принимаются следующие основные положения:

1. Рациональная система разработки должна обеспечивать наименьшую степень взаимодействия между скважинами.

2. Рациональная система разработки должна обеспечить наибольший коэффициент нефтеотдачи.

3. Рациональная система разработки должна обеспечить минимальную себестоимость нефти.

Поэтому понятие рациональной системы разработки в окончательном виде формулируется так: рациональная система разработки должна обеспечить заданную добычу нефти при минимальных затратах и по возможности с наибольшими значениями коэффициентов нефтеотдачи. Проектирование разработки заключается в подборе такого варианта, который бы отвечал требованиям рациональной системы разработки. Процесс разработки залежей нефти характеризуется **технологическими и технико-экономическими показателями**. К ним относятся:

- текущая (среднегодовая) добыча жидкости;
- суммарная добыча жидкости;
- обводненность добываемой жидкости;
- текущий и накопленный водонефтяной фактор;
- текущая и накопленная закачка воды;
- компенсация отбора закачкой;
- коэффициент нефтеотдачи;
- число скважин;
- пластовое и забойное давление;
- текущий газовый фактор;
- средний дебит добывающих скважин;
- приемистость нагнетательных скважин;
- себестоимость продукции;
- производительность труда;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы;
- приведенные затраты;
- потребность в кредите;
- плата за кредит;
- возврат кредита.

Экономико-географические параметры имеют основное значение при решении вопросов размещения и развития нефтедобывающих районов. Под экономико-географическими параметрами понимают территориальное расположение месторождения, которое характеризуется удаленностью площади месторождения от экономически развитых районов; климатом, рельефом местности, характером почв и растительности, сейсмичностью района; ресурсами

местных строительных материалов, воды, электроэнергии; экономической освоенностью района.

Экономическая освоенность – это обжитость территории в хозяйственном отношении (наличие промышленных предприятий, запасов других полезных ископаемых, продуктов питания, и т.п.), плотность населения, наличие трудовых ресурсов (свободной рабочей силы), транспортных магистралей, систем энергоснабжения.

Социально-экономические параметры связаны с социальным и экономическим развитием общества и в основном устанавливаются народнохозяйственными планами, а также решениями и постановлениями директивных органов.

2.5. Стадии разработки нефтяных месторождений

При разработке нефтяной залежи выделяют четыре стадии:

- I – нарастающая добыча нефти;
- II – стабилизация добычи нефти;
- III – падающая добыча нефти;
- IV – поздняя стадия эксплуатации залежи.

На **первой стадии** нарастание объемов добычи нефти обеспечивается в основном введением в разработку новых эксплуатационных скважин в условиях высоких пластовых давлений. Способ добычи нефти в этот период фонтанный, обводненность отсутствует. Продолжительность I стадии составляет около 4–6 лет.

Вторая стадия – стабилизация нефтедобычи – начинается после разбуривания основного фонда скважин. В этот период добыча нефти сначала несколько нарастает, а затем начинает медленно снижаться. Увеличение добычи нефти достигается:

- 1) сгущением сетки скважин;
- 2) увеличением нагнетания воды или газа в пласт для поддержания пластового давления;
- 3) проведением работ по воздействию на призабойные зоны скважин и по повышению проницаемости пласта и др.

Обводненность продукции может достигать 50 %. Продолжительность II стадии составляет около 5–7 лет.

Третья стадия – падающая добыча нефти – характеризуется снижением нефтедобычи, увеличением обводненности продукции скважин и большим падением пластового давления. В этот период все скважины работают на механизированных способах добычи. Этот этап заканчивается при достижении 80 – 90 % обводненности.

Четвертая стадия – поздняя стадия эксплуатации залежи – характеризуется сравнительно низкими объемами отбора нефти и большими отборами воды. Обводненность продукции достигает 90–95 % и более. Этот период является самым длительным и продолжается 15–20 лет.

Общая продолжительность разработки любого нефтяного месторождения составляет от начала до конечной рентабельности 40–50 лет.

На рис. 1.2.13. показаны стадии разработки нефтяных месторождений.

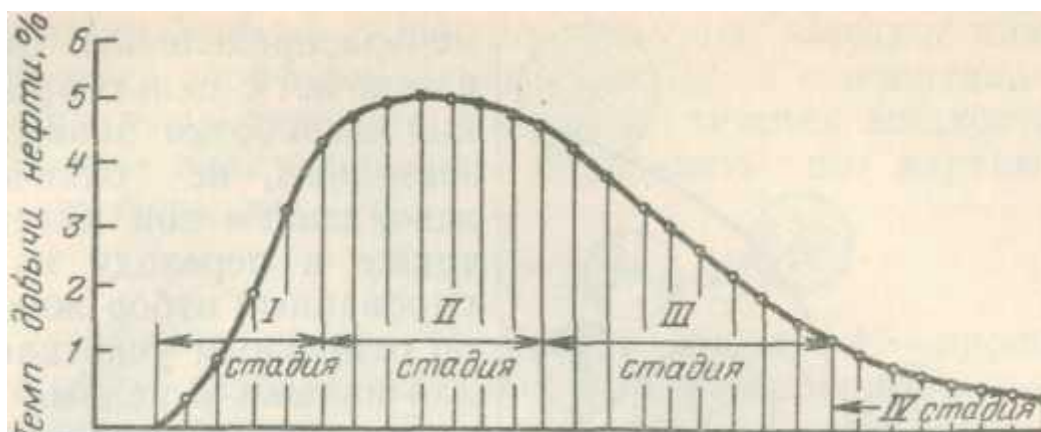


Рис. 1.2.13. Стадии разработки нефтяных месторождений

2.7. Основные требования технологических документов на разработку нефтяных месторождений

К технологическим проектным документам, по которым нефтегазодобывающие предприятия и объединения осуществляют пробную эксплуатацию, промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений и проводят опытно-промышленные работы по испытанию новых технологий и методов повышения извлечения нефти из пластов, относятся:

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

Во всех технологических проектных документах на разработку должно быть предусмотрено:

- равномерное разбуривание месторождения (залежи);
- рациональное и эффективное использование утвержденных запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов;
- недопущение выборочной отработки наиболее продуктивных участков месторождения (залежи), приводящей к потерям балансовых запасов;
- осуществление доразведки месторождения;

- обоснование выделения эксплуатационных объектов для самостоятельной разработки.

Основными документами служат технологическая схема разработки и проект разработки. Технологическая схема разработки определяет предварительную систему промышленной разработки эксплуатационного объекта, на основе данных его разведки и пробной эксплуатации. Проект разработки предусматривает комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю за процессом разработки, обеспечению безопасности населения, охране недр и окружающей среды.

В проектных документах на разработку обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;
- порядок ввода объектов в разработку;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- вопросы, связанные с особенностями применения физико-химических, тепловых и других методов повышения извлечения нефти 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, качеству используемых агентов;
- 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, пожарной безопасности при применении методов повышения извлечения нефти из пластов.

Вопросы для самоконтроля

1. *Сравните понятия «залежь» и «месторождение».*
2. *Что такое ГНК? ВНК?*
3. *Что такое геотермическая ступень? Геотермический градиент?*
4. *Какие силы обуславливают движение нефти и газа в пласте?*
5. *Что понимают под режимом разработки?*
6. *Что является показателем эффективности разработки залежи?*

7. *Что такое пластовое давление? Какие факторы определяют его величину? Что такое забойное давление?*
8. *В чем состоит процесс изучения природного теплового режима месторождения?*
9. *Что такое «депрессия пласта»? «Депрессия скважины»?*
10. *От чего зависит дебит скважины?*
11. *Какими бывают режимы эксплуатации нефтяных месторождений? Охарактеризуйте каждый режим.*
12. *Сравните водонапорный режим и режим растворенного газа.*
13. *Какие режимы работы нефтяных залежей характеризуются перемещающимися контурами нефтеносности, а какие – неподвижными?*
14. *Какие режимы работы нефтяных залежей называют режимами вытеснения? Какие – режимами истощения?*
15. *При каком режиме разработки пластовое давление не падает?*
16. *При каком режиме разработки надо применять искусственные методы поддержания давления?*
17. *Что понимают под системой разработки нефтяных месторождений и залежей?*
18. *Приведите примеры схематизации формы залежи.*
19. *Как меняется контур нефтеносности в процессе разработки пласта?*
20. *Какие коэффициенты характеризуют эффективность заводнения нефтеносного пласта? Какие факторы влияют на величину каждого из них?
Что называют эксплуатационным объектом (объектом разработки)?*
21. *Какие системы разработки многопластового нефтяного месторождения Вам известны?*
22. *Порядок действий при выборе системы разработки многопластовых месторождений?*
23. *Каковы критерии рациональности системы разработки нефтяного месторождения (залежи)?*
24. *Охарактеризуйте стадии разработки нефтяных месторождений.*
25. *Какие технологические документы на разработку нефтяных месторождений Вы знаете? Какие показатели в них обосновываются?*

Тема 3. Бурение скважин. Конструкции нефтегазовых скважин. Геофизические исследования скважин.

3.1. Назначение скважин. Краткие сведения о бурении скважин

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка в земной коре, имеющая при малом поперечном сечении весьма значительную длину и предназначенная для извлечения полезных ископаемых на поверхность.

Начало скважины (на поверхности) называют *устьем*, ее конец – *забоем*. Все полое пространство от устья до забоя называется *стволом*.

Скважины могут быть *вертикальными* или *наклонно-направленными*. В отдельных случаях бурят *горизонтальные* скважины.

По назначению скважины делятся на:

- 1) опорные;
- 2) параметрические;
- 3) поисковые – для поисков новых залежей;
- 4) разведочные – для изучения геологического строения и свойств продуктивных пластов с целью получения информации, необходимой для установления площадных размеров залежей и подсчетов запасов в них полезных ископаемых, а также для проектирования систем разработки;
- 5) добывающие (эксплуатационные) – для извлечения из недр нефти и газа;
- б) нагнетательные – для закачки в недра воды, воздуха или газа со специальными целями (поддержание пластового давления);
- 7) наблюдательные и контрольные – для наблюдения за ходом разработки залежи (для контроля $P_{пл}$, положения ВНК, ГНК) при помощи различных приборов, спускаемых в скважину);
- 8) специальные:
 - а) *оценочные* – для оценки нефтенасыщенности пластов, уточнения положения контуров нефтеносности и т.д.;
 - б) *водозаборные* – для водоснабжения буровых установок и систем нагнетания воды в продуктивные пласты;
 - в) *поглощающие* – для сброса сточных вод в глубоко залегающие пласты, чтобы не загрязнять поверхностные водоемы;
 - г) *зажигательные* – для образования очагов подземного горения нефти при использовании тепловых методов разработки.

Способы бурения: *механическое, термическое, физико-химическое, электроискровое*. Широкое применение получили механические способы бурения: *ударный, ударно-вращательный, вращательный*.

Вращательное бурение. Скважина высверливается непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы породы в процессе бурения выносятся на поверхность непрерывно циркулирующей струей бурового раствора.

В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на: **роторное** – двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое колонной буровых труб; и бурение с **забойным**

двигателем (турбиной), гидравлическое или при помощи электрического бура – двигатель переносится к забою скважины и устанавливается над долотом.

Процесс бурения состоит из следующих операций:

- **спускоподъемных работ** (опускание буровых труб с долотом в скважину до забоя и подъем буровых труб с отработанным долотом из скважины);
- **работы долота на забое** (разрушение породы долотом).

Эти операции периодически прерываются для спуска обсадных труб в скважину, чтобы предохранять стенки скважины от обвалов и разобшить нефтяные и водяные горизонты.

Пробуриив с поверхности земли скважину на глубину 30–600 м, в нее спускают кондуктор, служащий для перекрытия слабых (неустойчивых) пород или верхних притоков воды и для создания вертикального направления ствола скважины при дальнейшем бурении. После спуска кондуктора проводят цементирование (тампонаж), т.е. закачивают цементный раствор через обсадные трубы в кольцевое пространство между ними и стенками скважины. Цементный раствор, поднимаясь вверх, заполняет затрубное пространство. После затвердения цементного раствора бурение возобновляется.

В скважину спускают долото, диаметр которого меньше диаметра предыдущей обсадной колонны. Затем в пробуренную до проектной глубины скважину опускают колонну обсадных труб (эксплуатирующих колонну) и цементируют ее.

Если при бурении под эксплуатационную колонну возникают большие осложнения, то после кондуктора спускают одну или две промежуточные (технические) колонны.

Полный цикл строительства скважины:

- 1) Подготовительные работы – устройство подъездного пути, планировка площади, устройство фундаментов и т.п.
- 2) Строительно-монтажные работы – строительство или перетаскивание вышки, монтажно-бурового оборудования, установка его на фундаменте.
- 3) Подготовительные работы и бурение скважины.
- 4) Бурение скважины – проходка и крепление.
- 5) Испытание скважины на приток нефти и газа (освоение).
- 6) Демонтаж бурового оборудования.

Буровая установка – сложный комплекс машин, механизмов, аппаратуры, металлоконструкций, средств контроля и управления, расположенных на поверхности.

В комплект буровой установки входят:

- вышка для подвешивания талевого системы и размещения буровых труб,
- оборудование для СПО,
- оборудование для подачи и вращения инструмента,
- насосы для прокачивания промывочной жидкости,
- силовой привод, механизмы для приготовления и очистки промывочной жидкости,
- механизмы для автоматизации и механизации СПО,

- КИПиА.

В комплект буровой установки входят также металлические основания, на которые монтируется оборудование.

Различные условия и цели бурения при наличии большого разнообразия глубин и конструкций скважин не могут быть удовлетворены одним типоразмером буровой установки, поэтому предусмотрены разные буровые установки.

Из-за особенных природных условий (сильная болотистость, лесистость) применяется кустовое бурение на насыпных островах. При этом виде бурения устья скважин размещаются на площадке по одной прямой через каждые 3–5 м. Если в кусте более 6–8 скважин, то они обычно разделяются противопожарным разрывом в 50 м.

В настоящее время широко применяется бурение наклонно направленных скважин и «зарезки» вторых стволов в существующих скважинах.

В случае, если наклонно направленная скважина заканчивается горизонтальным участком, то она называется **горизонтальной**. Процесс бурения называется **горизонтальным**.

Для вскрытия продуктивных пластов (горизонтов) с целью их эксплуатации или опробования в эксплуатационной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи перфорации. Широкое применение получила перфорация фокусированными струями газов, которые возникают при взрывекумулятивных зарядов.

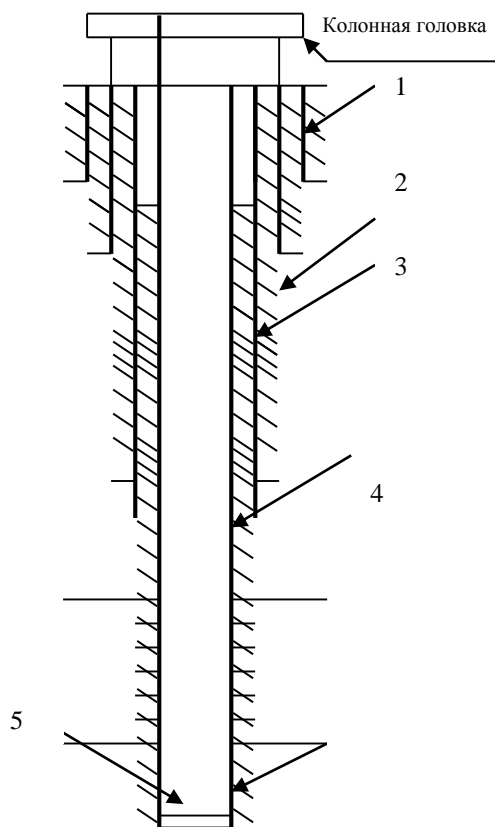
Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию – вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового давления. Поэтому все работы по освоению скважины заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, бурового раствора и песка. Эти работы осуществляются разными способами в зависимости от характеристики пласта, величины пластового давления, количества газа, технической оснащенности.

После бурения боковых стволов и повторной перфорации скважину так же **осваивают** – вызывают приток в нее нефти и газа, поэтапно уменьшая давление бурового раствора или технологической жидкости на забой одним из следующих способов:

- **промывка** – это замена бурового раствора, заполняющего ствол скважины после бурения, более легкой жидкостью – водой или нефтью;
- **поршневание** (свабирование) – это снижение уровня жидкости в скважине путем спуска в насосно-компрессорные трубы (НКТ) и подъема на стальном канате специального поршня (сваба). Поршень имеет клапан, который открывается при спуске и пропускает через себя жидкость, заполняющую НКТ. При подъеме же клапан закрывается, и весь столб жидкости, находящийся над поршнем, выносится на поверхность.

3.2. Понятие о конструкции скважин

Число спущенных в скважину обсадных колонн и их размеры, а также диаметры ствола под каждую колонну в совокупности с интервалами их цементирования определяют понятие конструкции скважин. В целом конструкция ствола скважины представлена в зависимости от геологических и технологических факторов несколькими концентрически спущенными на различную глубину колоннами обсадных труб (рис. 1.3.1.):



Направление (1) – для крепления верхнего интервала ствола скважины, вскрывающего рыхлые слабоустойчивые породы. Диаметр колонны – 426 мм, глубина спуска до 50 м.

Кондуктор (2) – для крепления верхних слабоустойчивых пород разреза, изоляции верхних водоносных горизонтов от загрязнения. Диаметр колонны – 324 мм, глубина спуска – до 500 м.

Промежуточная (техническая) (3) колонна – для крепления стенок скважины и разобщения пластов. Диаметр колонны – 219 мм, глубина спуска – до 2000 м.

Эксплуатационная (4) колонна – для крепления стенок разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов. Основное назначение – извлечение нефти и газа на поверхность. Диаметр колонны – 146; 139,7; 146; 168; 178 мм, спускается на глубину на 50 м ниже проектного горизонта.

Глубина цементного стакана, остающегося в скважине после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем (5).

Рис. 1.3.1. Базовые элементы конструкции скважин

Верхняя часть обсадных труб всех скважин заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных труб с целью герметизации всех межтрубных пространств, контроля и управления межтрубными проявлениями, и служит основанием для устьевого оборудования.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой, которая подключается к шлейфам, технологическим и выкидным трубопроводам. На рис. 1.3.2. показаны типовые схемы организации обвязки устья скважин. Организованная фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать в себя один или два тройника либо крестовину. Сверху елка заканчивается буфером с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину глубинных приборов вместо буфера ставится лубрикатор.

В качестве запорных органов для перекрытия потока используют либо проходные пробковые краны, либо прямоочные задвижки с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

Манифольды предназначены для обвязки фонтанной арматуры с выкидным шлейфом, подающим продукцию на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).

Фонтанную арматуру выбирают по необходимому рабочему давлению, схеме, числу рядов труб, климатическому и коррозионному исполнению.

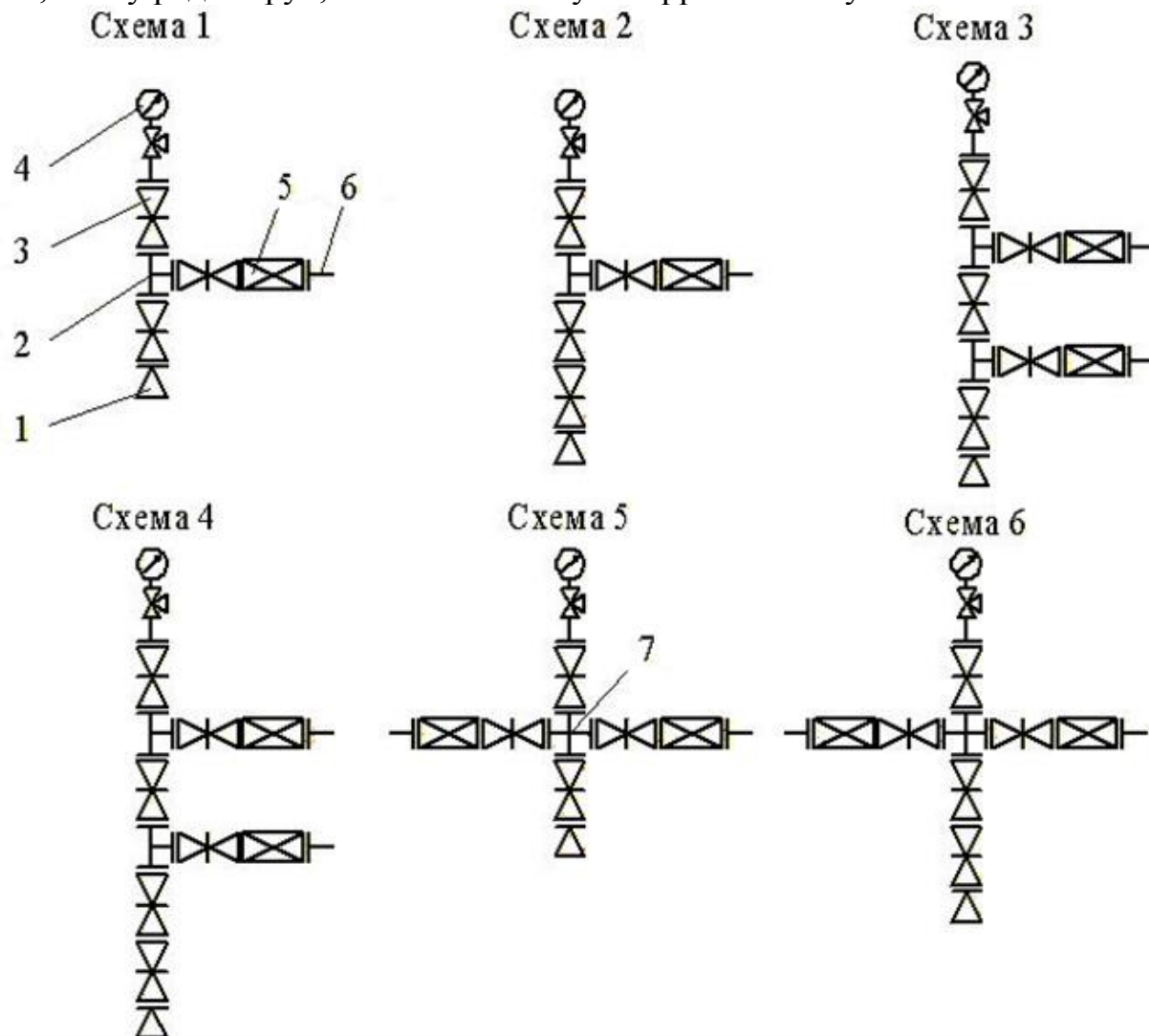


Рис. 1.3.2. Типовые схемы фонтанных «елок»

1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник; 3 – запорное устройство (задвижка, кран); 4 – манометр; 5 – дроссель; 6 – фланец; 7 – крестовина

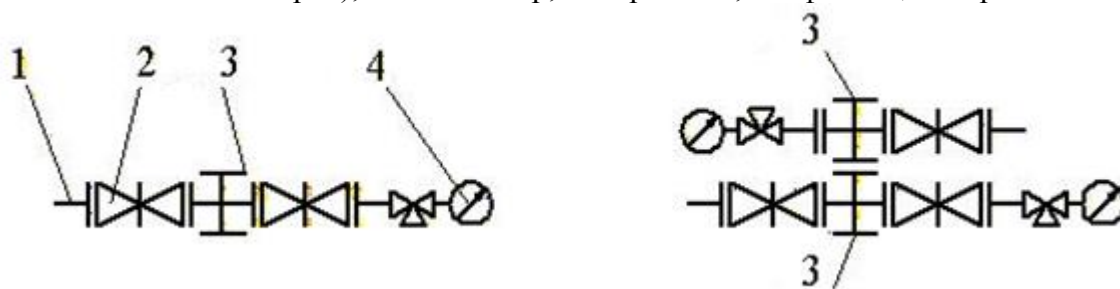


Рис. 1.3.3. Типовые схемы трубных обвязок фонтанных арматур
1– фланец; 2 – запорное устройство (задвижка, кран); 3 – трубная головка

В отличие от устьевого оборудования скважины, организация которой строится, исходя из режимных, механических и различных «наземных» факторов, построение оборудования забоя больше всего зависит от особенностей глубинной геологии, призабойной литологии, фактической местной флюидодинамики на забое.

3.3. Методы повышения нефтеотдачи пластов

Разработка на естественных режимах эксплуатации дает низкий коэффициент конечной нефтеотдачи. Поэтому применяют следующие искусственные методы повышения нефтеотдачи:

1. Гидродинамические методы:

- искусственное заводнение;
- циклическое заводнение.

2. Физико-химические методы:

- заводнение с водорастворимыми поверхностно активными веществами (ПАВ) – для снижения поверхностного натяжения нефть-вода
- заводнение полимерами (загустители) – для выравнивания подвижности нефти и воды;
- заводнение мицеллярными растворами (микроэмульсии) – для снижения поверхностного натяжения между пластовыми жидкостями и жидкостями, используемыми для заводнения;
- заводнение растворами щелочей – для снижения поверхностного натяжения на границе нефть-щелочь, способность щелочных растворов образовывать стойкие водонефтяные эмульсии, которые обладают более высокой вязкостью, способствуют выравниванию подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов. Область применения ограничивается при наличии в пластовых водах ионов Ca^{+} (при реакции со щелочью образуется хлопьеобразный осадок);
- вытеснение нефти газом высокого давления – создание в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью;
- заводнение углекислотой – двуокись углерода CO_2 растворяясь в нефти, увеличивает ее объем и уменьшает вязкость, а растворяясь в воде, наоборот, повышает ее вязкость; тем самым выравниваются подвижности нефти и воды;
- сернокислотное заводнение – комплексное воздействие концентрированной серной кислоты как на минералы скелета пласта, так и на содержащиеся в нем нефть и воду; взаимодействие серной кислоты с ароматическими углеводородами приводит к образованию сульфокислот, которые являются анионами ПАВ).

3. Тепловые методы:

- вытеснение нефти паром или горячей водой;
- внутрипластовое горение – образование и перемещение по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которых

- тепло генерируется в результате экзотермических реакций между нефтью в пласте и кислородом, содержащемся в нагнетаемом воздухе;
- обработка нефти подогретым газообразным или жидким растворителем;
 - одновременное воздействие горячей водой, паром, нагретыми растворителями.

3.4. Методы интенсификации притока

Для увеличения суммарного объема добычи нефти из пласта, поддержания темпа добычи и увеличения качества добываемой продукции проводят работы по интенсификации притока. По характеру воздействия на призабойную зону пласта методы делятся на химические, тепловые, механические и комплексные (физико-химические).

Основное назначение – увеличение проницаемости призабойной зоны за счет очистки поровых каналов, образования новых и расширения старых пор, улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной.

Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных коллекторах. Их успешно применяют в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные цементирующие вещества. Наибольшее применение среди химических методов имеют солянокислотная обработка (СКО) и глинокислотная обработка (ГКО).

СКО основана на способности соляной кислоты проникать вглубь пласта, растворяя карбонатные породы. В результате на значительном расстоянии от ствола скважин развивается сеть расширенных поровых каналов, что значительно увеличивает фильтрационные свойства призабойной зоны пласта и приводит к повышению продуктивности скважин. Применяется 6–20 % водный раствор соляной кислоты.

ГКО наиболее эффективна в коллекторах, состоящих из песчаников с глинистым цементом, представляет собой смесь плавиковой и соляной кислоты. При взаимодействии этой смеси с породой растворяются глинистые составляющие и частично кварцевый песок. Смесь содержит водный раствор: 8–10% соляной кислоты и 3–5% плавиковой кислоты.

Разновидности кислотных обработок:

- *кислотные ванны: простые и динамические (СКВ, ГКВ, ДСКВ, ДГКВ)* – для очистки забоя, стенок скважины, перфорационных каналов от загрязнения;
- *простые кислотные обработки (СКО, ГКО)* – для очистки и расширения поровых каналов в призабойной зоне под давлением закачки, не превышающим давления опрессовки эксплуатационной колонны;
- *кислотные обработки под давлением* – под давлением закачки 15 – 30 МПа с применением пакерирующих устройств – для более глубокого проникновения в пласт кислотного раствора;
- *пеннокислотные обработки* – применения аэрированного раствора кислоты для более глубокого проникновения в пласт кислотного раствора.

Тепловые методы воздействия применяются для удаления со стенок поровых каналов парафина, смол, а также интенсификации химических методов обработки призабойных зон. К ним относятся:

- *закачка теплоносителей*: нагретая нефть и нефтепродукты, вода с ПАВ, закачка пара (применение парогенераторных установок);
- *спуск электронагревателей (ТЭН)*.

К *механическим* методам воздействия относятся:

- *гидравлический разрыв пласта* – образование и расширение в пласте трещин длиной до 50 – 100 м путем создания высоких давлений на забое скважины жидкостью, закачиваемой в скважину с поверхности. Для предотвращения смыкания полученных трещин в пласт вводится крупнозернистый песок или пропант, в результате чего значительно увеличивается дренируемая скважиной зона и повышается производительность скважин;
- *гидропескоструйная перфорация* – разрушение колонны и цементного кольца в виде канала или щели, создаваемые за счет абразивного и гидромониторного эффектов подачи жидкости с песком с высокой скоростью из насадок гидроперфоратора;
- *виброобработка забоев* – создание колебаний различной частоты и амплитуды путем резких изменений расхода жидкости, прокачиваемой через вибратор, присоединенный к НКТ и спущенный в скважину, в результате которых в пласте расширяются поровые каналы, образуется сеть микротрещин.

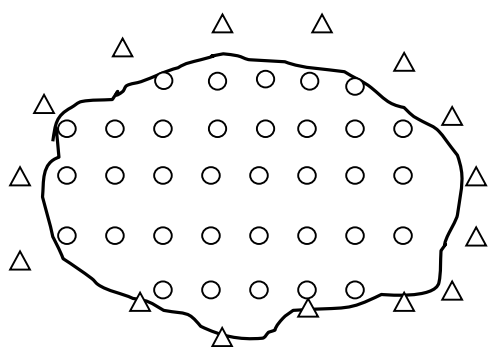
Комплексное (физико-химическое) воздействие – комплексное сочетание по механизму действия в одном технологическом приеме. К ним относятся:

- *термокислотные обработки* – воздействие на призабойную зону горячей кислотой, нагретой за счет теплового эффекта экзотермической реакции металлического магния с раствором соляной кислоты (применения специальных наконечников в виде перфорированной трубы, наполненной магниевой стружкой), расплавление и удаления агрегатных структур, образованных асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями;
- *внутрипластовая термохимическая обработка* – комплексное сочетание элементов ГРП, СКО и тепловой обработок;
- *термогазохимическое воздействие* – сжигание на забое порохового заряда, спускаемого на кабеле, в результате которого образуются новые трещины и расширяются существующие под давлением пороховых газов и расплавляются асфальтосмолистые, парафиновые отложения от нагретых пороховых газов. Используют бескорпусные пороховые генераторы давления ПГД-БК (давление до 100 МПа) и аккумуляторы давления скважинные АДС-5 и АДС-6.

3.5. Назначение системы поддержания пластового давления

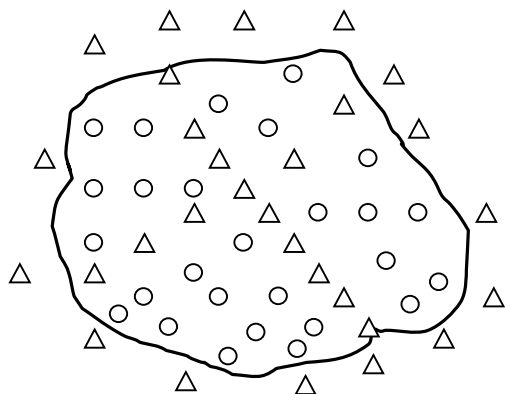
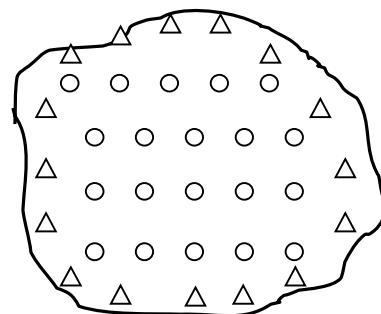
Поддержание пластового давления (ППД) относится к гидродинамическим методам повышения нефтеотдачи и, кроме повышения нефтеотдачи, обеспечивает интенсификацию процесса разработки, поддерживает или повышает пластовое давление.

На практике применяются следующие **системы заводнения**:



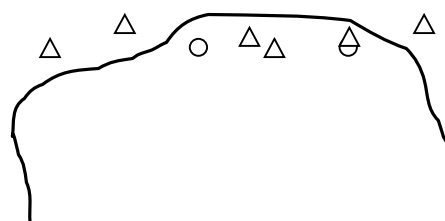
1) **Законтурное заводнение** – применяют на сравнительно небольших по размерам залежах с литологически однородными коллекторами, с хорошей проницаемостью в законтурной части. Нагнетательные скважины располагаются на расстоянии 1000 – 1200 м от внешнего ряда добывающих скважин в случае однородных по проницаемости пород, для неоднородных пород с низкой проницаемостью – на расстоянии 600 – 700 м.

2) **Приконтурное заводнение** – применяется при низкой проницаемости пород-коллекторов. Нагнетательные скважины размещают на небольшом расстоянии от контура нефтеносности или непосредственно на этом контуре в более проницаемых частях залежи.

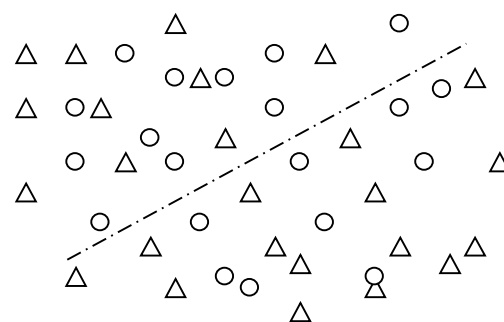


3) **Внутриконтурное заводнение** – применяется при разработке значительных по размерам нефтяных залежей. Площадь залежи разрезается рядами нагнетательных скважин, которые разрабатываются как самостоятельные участки. При закачке воды на линии нагнетательных скважин образуются зоны повышенного давления. Очаги, которые образуются возле нагнетательных скважин, сливаются в валы, передвижение которых можно регулировать.

4) **Блоковое заводнение** – залежь разрезают



на самостоятельные участки рядами нагнетательных скважин, расположенных перпендикулярно оси структуры (5 рядов добывающих скважин, каждый нагнетательный ряд действует на 2,5 ряда добывающих скважин).



5) **Очаговое заводнение** – в сочетании с внутриконтурным заводнением, когда на отдельных участках падает P_{nm} и снижаются объемы отбираемой нефти.

3.6. Блочные кустовые насосные станции

Системы водоснабжения для систем ППД состоят из подсистем, включающих водозаборные сооружения, напорные станции, блочные кустовые насосные станции (БКНС), водораспределительные гребенки, нагнетательные скважины.

Кустовые насосные станции предназначены для создания необходимого напора и закачки воды через нагнетательные скважины в продуктивные горизонты с целью поддержания пластового давления. Вода нагнетается в пласт под давлением 10–20 МПа с помощью специальных центробежных насосов.

Насосное оборудование кустовых насосных станций (КНС) подбирают в зависимости от объема закачиваемой воды и требуемого давления нагнетания. Число кустовых насосных станций на месторождении определяется многими факторами: объемом закачиваемой воды, системой нагнетательных водоводов, числом нагнетательных скважин и их приемистостью, площадью месторождения, системой разработки месторождения.

3.6.1. Устьевая арматура для нагнетательных скважин

Эта арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по улучшению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки.

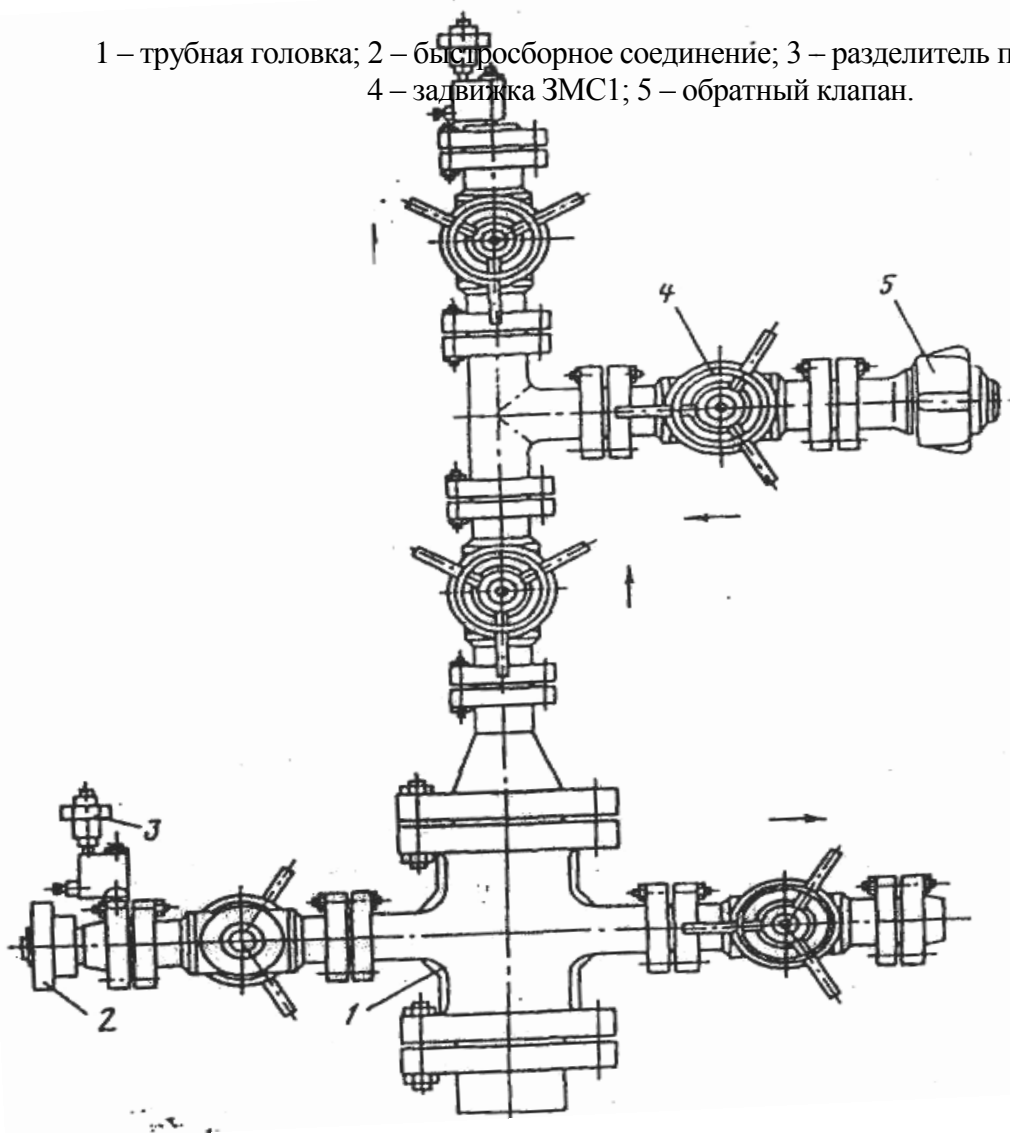
Основные части арматуры – трубная головка и елка. Трубная головка предназначена для герметизации затрубного пространства, подвески колонны насосно-компрессорных труб и проведения некоторых технологических операций, исследовательских и ремонтных работ. Она состоит из крестовины, задвижек и быстросборного соединения.

Елка служит для закачки жидкости через колонну насосно-компрессорных труб и состоит из стволовых задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана. Для оборудования устья нагнетательных скважин часто применяется арматура типов АНК1-65Х210 и АНК1-65Х350.

В качестве запорного устройства в арматуре используется прямоочная задвижка типа ЗМС1. Детали затвора, шпindel (шток) и уплотнительная прокладка фланцевых соединений изготовлены из коррозионностойкой стали. В остальном детали задвижки и арматуры унифицированы с соответствующими деталями задвижки и фонтанной арматуры. Обратный клапан, установленный на боковом отводе елки, служит для исключения возможности обратного перетока жидкости из скважины при временном прекращении нагнетания или повреждения водовода. Обратный клапан состоит из корпуса, седла, хлопушки, двух возвратных пружин и переводного фланца, с помощью которого клапан присоединяется к задвижке на боковом отводе елки. Под

Рис. 1.3.4. Устьевая арматура типа АНК1 для нагнетательных скважин

- 1 – трубная головка; 2 – быстросборное соединение; 3 – разделитель под манометр;
4 – задвижка ЗМС1; 5 – обратный клапан.



действием потока жидкости, закачиваемой в скважину, хлопушка обратного клапана поворачивается на оси, скручивая пружины. В случае прекращения закачки или при повреждении водовода поток жидкости из скважины в возвратные пружины возвращают хлопушку в исходное положение, и она,

прижимаясь уплотнительной поверхностью к седлу клапана, перекрывает поток жидкости.

На отводе трубной головки арматуры устанавливают быстросборное соединение, предназначенное для подключения нагнетательной линии к затрубному пространству при проведении ремонтных и профилактических работ (промывки скважины, мероприятий по увеличению приемистости скважины и др.).

Для предотвращения нарушений показаний манометров, вызванных засорением отводов в арматуре, предусмотрены разделители под манометры.

Модификация арматуры – ЛНК1-65Х21 – малогабаритная арматура типа АНК-65Х21 с прямоточными задвижками типа ЗМ.

Подземное оборудование нагнетательной скважины: колонна НКТ и пакер, предназначенный для герметизации затрубного кольцевого пространства во избежание вредного влияния высокого давления закачки на эксплуатационную колонну.

3.7. Понятие о геофизических исследованиях скважин

В процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин проводят циклы специальных геофизических исследований.

Геофизические исследования, проводимые для изучения геологического разреза скважин, называются *каротажем*, который осуществляется электрическими, электромагнитными, магнитными, акустическими, радиоактивными (ядерно-геофизическими) и др. методами. При каротаже с помощью приборов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле, измеряются геофизические характеристики, зависящие от одного или совокупности физических свойств горных пород и их расположения в разрезе скважины. В скважинные приборы входят каротажные зонды (устройства, содержащие источники и приёмники наблюдаемого поля), сигналы которых по кабелю непрерывно или дискретно передаются на поверхность и регистрируются наземной аппаратурой в виде кривых (рис. 1.3.5.) или массивов цифровых данных.

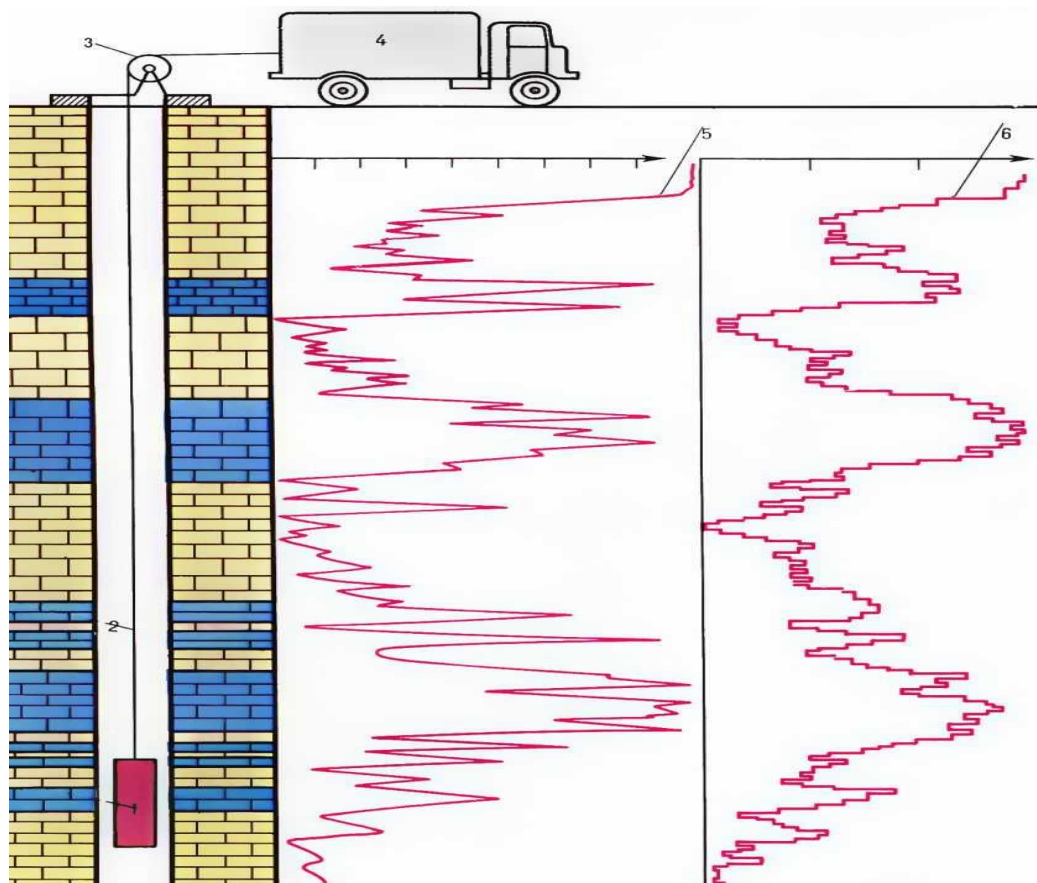


Рис. 1.3.5. Схема проведения геофизических исследований в скважине:

1 – скважинный прибор; 2 – кабель; 3 – блок-баланс; 4 – каротажная лаборатория; 5 – кривая диэлектрического каротажа, характеризующая изменение фазы электромагнитного поля; 6 – кривая акустического каротажа, характеризующая изменение коэффициент пористости.

Вопросы для самоконтроля

1. *Что такое скважина? Опишите конструкцию скважины? Какое назначение имеет каждая ее составляющая?*
2. *Какими бывают скважины по назначению?*
3. *Какие способы бурения Вы знаете?*
4. *Из каких операций состоит процесс бурения скважины?*
5. *Что понимают под освоением скважины? Какие способы освоения скважин Вы знаете?*
6. *Назовите и кратко охарактеризуйте искусственные методы повышения нефтеотдачи пласта.*
7. *Какие бывают методы интенсификации притока нефти к забою скважины? Какое их назначение?*
8. *Какое назначение системы поддержания пластового давления?*
9. *Назовите системы заводнения нефтяной залежи. Коротко охарактеризуйте каждую из них.*
10. *Какое оборудование обеспечивает работу системы поддержания пластового давления (ППД)?*
11. *Что такое каротаж? Его назначение? Какие методы каротажа Вы знаете?*

Тема 4. Техника и технология процесса добычи нефти и газа. Сбор и транспортировка нефти и газа

4.1. Фонтанный способ добычи нефти

На месторождениях для подъема жидкости из продуктивных пластов используются как фонтанный, так и механизированные способы.

Способ эксплуатации, при котором подъем нефти на поверхность происходит только за счет пластовой энергии, называется **фонтанным**.

Количество добываемой из скважин жидкости за определенный промежуток времени называется **дебитом** жидкости скважины. В промышленной практике дебит принято измерять в кубических метрах за сутки.

При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Фонтанный способ наиболее экономичен и, как естественный, его применяют на вновь открытых, энергетически не истощенных месторождениях. Фонтанный способ добычи занимает незначительную долю как по числу скважин, так и по объему добычи.

Если скважины не могут фонтанировать, то их переводят на один из механизированных способов добычи нефти: газлифтный или насосный с расходом дополнительной, искусственно вводимой в скважину энергии. При газлифтном способе добычи нефти в скважину для подъема нефти на поверхность подают (или закачивают с помощью компрессоров) сжатый газ, т.е. подают энергию расширения сжатого газа.

Из механизированных способов наиболее широко распространены насосные способы. Среди насосных способов в бывшем СНГ предпочтение отдается установкам ЭЦН и ШГН.

В насосных скважинах жидкость поднимают на поверхность с помощью спускаемых в скважину насосов – скважинных штанговых насосов (ШГН) и погружных электронасосов (ЭЦН).

В зависимости от соотношения забойного давления и устьевого с давлением насыщения нефти газом (давления начала выделения газа из нефти) можно выделить три вида фонтанирования:

- *артезианское* фонтанирование: $P_{заб} > P_{нас}$; $P_{уст} > P_{нас}$, т.е. фонтанирование происходит за счет гидростатического напора. В скважине происходит перелив, движется негазированная жидкость. Газ выделяется из нефти за пределами скважины в выкидной линии.

- *газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе* скважины: $P_{заб} > P_{нас}$; $P_{уст} < P_{нас}$. В пласте движется негазированная жидкость, а по стволу скважины – газожидкостная смесь.

- *газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте*: $P_{заб} < P_{нас}$; $P_{уст} < P_{нас}$. В пласте движется газожидкостная смесь, на забой и к башмаку НКТ поступает также газожидкостная смесь.

После начала притока основная масса газа увлекается потоком жидкости и поступает в насосно-компрессорные трубы. Часть газа отделяется (сепарируется) и поступает в затрубное пространство, где газ всплывает. В затрубном пространстве

накапливается газ, уровень жидкости снижается и достигает башмака насосно-компрессорных труб. Со временем наступает стабилизация, и при $P_{заб} < P_{нас}$ уровень жидкости всегда устанавливается у башмака насосно-компрессорных труб – затрубное давление высокое, почти достигает $P_{заб}$.

Оборудование скважины подразделяется на *подземное* и *наземное*. К подземному оборудованию относятся *насосно-компрессорные трубы (НКТ)*.

По ГОСТ 633-80 НКТ выпускаются четырех конструкций:

- гладкие и муфты к ним;
- с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В);
- гладкие высокогерметичные и муфты к ним (тип НКМ);
- безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (тип НКБ).

Для подъема жидкости из скважины используются гладкие НКТ. Гладкие НКТ в колонне соединяются при помощи муфт.

Трубы и муфты делят по группам прочности (маркам стали), маркируются (по возрастанию): *Д, К, Е, Л, М, N, Р*. Выпускаются НКТ длиной от 5,5 м до 10 м и наружным диаметром 27; 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 мм и толщиной стенки от 3 до 7 мм. Предельная глубина спуска НКТ в скважине в зависимости от диаметра и группы прочности составляет 1780 – 4250 м, минимальный зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной стенкой муфты НКТ 12–15 мм.

К *наземному* оборудованию относятся *фонтанная арматура*, выкидная линия для подключения скважины к системе промыслового сбора, манифольд.

Фонтанная арматура предназначена для:

- герметизации кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и НКТ;
- подвески колонн подъемных труб;
- направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию;
- создания противодействия на устье;
- для проведения необходимых технологических операций, контроля и регулирования режима эксплуатации скважины.

Фонтанная арматура состоит из двух узлов: *трубной головки* и *фонтанной елки*.

Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов НКТ и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной.

Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать в себя один или два тройника либо крестовину. Сверху елка заканчивается буфером с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину глубинных приборов вместо буфера ставится лубрикатор.

В качестве запорных механизмов для перекрытия потока используют либо проходные пробковые краны, либо прямоточные задвижки с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

Манифольды предназначены для обвязки фонтанной арматуры с выкидным шлейфом, подающим продукцию на АГЗУ.

Фонтанную арматуру выбирают по необходимому рабочему давлению, схеме, числу рядов труб, климатическому и коррозионному исполнению.

В зависимости от условий эксплуатации фонтанные арматуры изготавливаются для коррозионных и некоррозионных сред, а также для холодной климатической зоны.

Фонтанные арматуры классифицируют:

- 1) по рабочему давлению (7;14;16,5;21;70;105 МПа);
- 2) по схемам исполнения (6 схем);
- 3) по числу спускаемых в скважину труб (один или два концентрических ряда труб);
- 4) по конструкции запорных устройств (затвора или краны);
- 5) по размерам проходного сечения по стволу (50–100 мм) и боковым отводам (50–100 мм).

В зависимости от типа месторождения используется фонтанная арматура тройникового типа из расчета на рабочее давление 14,0 и 21,0 МПа: АФК1-65*14СУ и АФК1-65*21СУ.

А – арматура;

Ф – фонтанная;

К – подвеска подъемной колонны НКТ на резьбе переводника трубной головки;

65 – условный проход ствола и струн, мм;

14,0; 21,0 – рабочее давление, МПа;

СУ – исполнение для холодной климатической зоны.

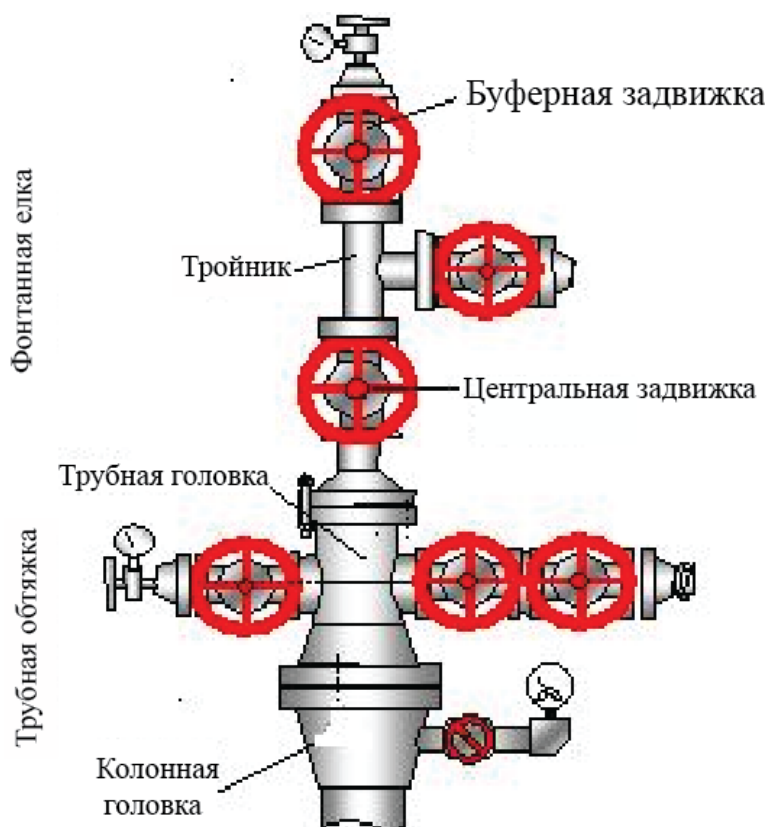


Рис. 1.4.1. Фонтанная арматура тройникового типа

К запорным устройствам фонтанной арматуры относятся проходные пробковые краны с ручным управлением (КППС-65*14СУ) для арматур с рабочим давлением 14,0 МПа и прямоочными затворами с ручным управлением с

принудительной подачей смазки (ЗМС1-65*21СУ) или автоматической подачей смазки (ЗМАД-65*21).

ЗМ – задвижка с уплотнением «металл по металлу»;

С или А – уплотнительная смазка принудительная или автоматическая;

1 или Д – одно или двухшиберное уплотнение;

65 – условный проход ствола и струн, мм;

21,0 – рабочее давление, МПа.

Регулирующие устройства предназначены для регулирования режима работы скважины путем дросселирования (установка штуцера) потока рабочей среды изменением площади проходов боковых отводов фонтанной арматуры.

Штуцера представляют собой насадку с относительно небольшим проходным сечением от 2 до 20 мм.

Меры безопасности при обслуживании фонтанных скважин

Опасные факторы: *избыточное давление, замазученность и загазованность территории, работа на высоте* при обслуживании лубрикаторов и штуцерных камер.

Важное условие безопасности – соблюдение технологического режима. Для этого должен быть установлен контроль за всеми проявлениями в скважине и изменениями ее работы. Обязательна проверка манометров.

4.2. Глубиннонасосная эксплуатация

Прекращение или отсутствие фонтанирования вынудило искать другие способы подъема нефти на поверхность. Сначала применяли тартальные способы, при которых жидкость поднималась механическими устройствами: колодезная добыча, подъем желонкой, поршневание. Это прародители скважинной насосной установки.

Разработано и применяется много типов насосов: ШГН, ЭЦН, ЭВНТ, ГПН, ЭДН, ГИН и т.д.

Отличительная особенность штанговой глубинной насосной установки (ШГНУ) состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг. ШГНУ включает оборудование:

- *наземное* (станок-качалку, редуктор, электродвигатель, блок управления скважиной);

- *устьевое*;

- *подземное* (НКТ, насосные штанги, штанговый глубинный насос и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

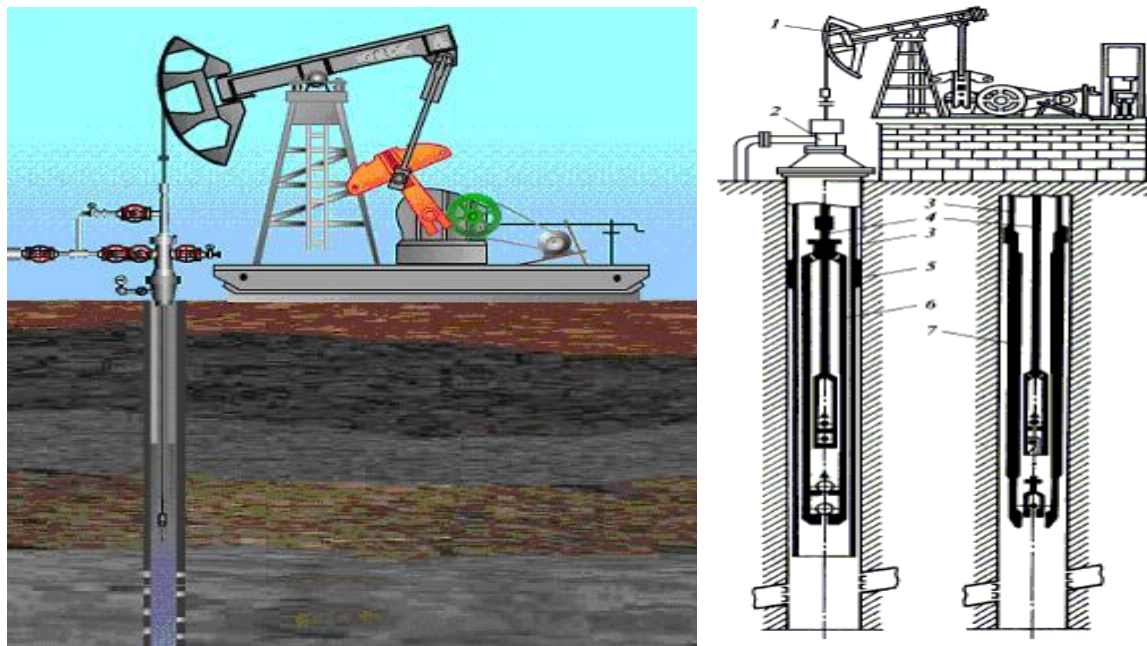


Рис. 1.4.2. Скважинный штанговый насос

ШГН предназначены для откачивания из скважин жидкостей с температурой не более 130 °С, обводненностью не более 99% по объему, вязкостью до 0,3 Па·с, содержанием механических примесей до 350 мг/л, свободного газа на приеме не более 25%.

Штанговый насос состоит из цельного неподвижного цилиндра, подвижного плунжера, всасывающего и нагнетательных клапанов, замка (для вставных насосов), присоединительных и установочных деталей.

4.2.1. Принцип действия скважинных штанговых насосов

В скважину на колонне подъемных труб спускают плунжерный насос, состоящий из цилиндрического корпуса 1 (цилиндра), внутри которого имеется пустотелый поршень 2 (плунжер). В верхней части плунжера установлен нагнетательный клапан 3. В нижней части неподвижного цилиндра устанавливается всасывающий клапан 4. Плунжер подвешен на колонне насосных штанг 5, которые передают ему возвратно-поступательное движение от специального механизма (станка-качалки), установленного на поверхности.

При ходе плунжера вверх жидкость из скважины поступает через всасывающий (приемный) клапан в цилиндр насоса, так как под плунжером создается давление намного меньше, чем в скважине.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается под действием давления жидкости под плунжером, и объем жидкости из цилиндра через полый канал плунжера и открытый нагнетательный клапан, открытие которого происходит от давления жидкости, находящейся под плунжером и полем канале плунжера, поступает в подъемные трубы.

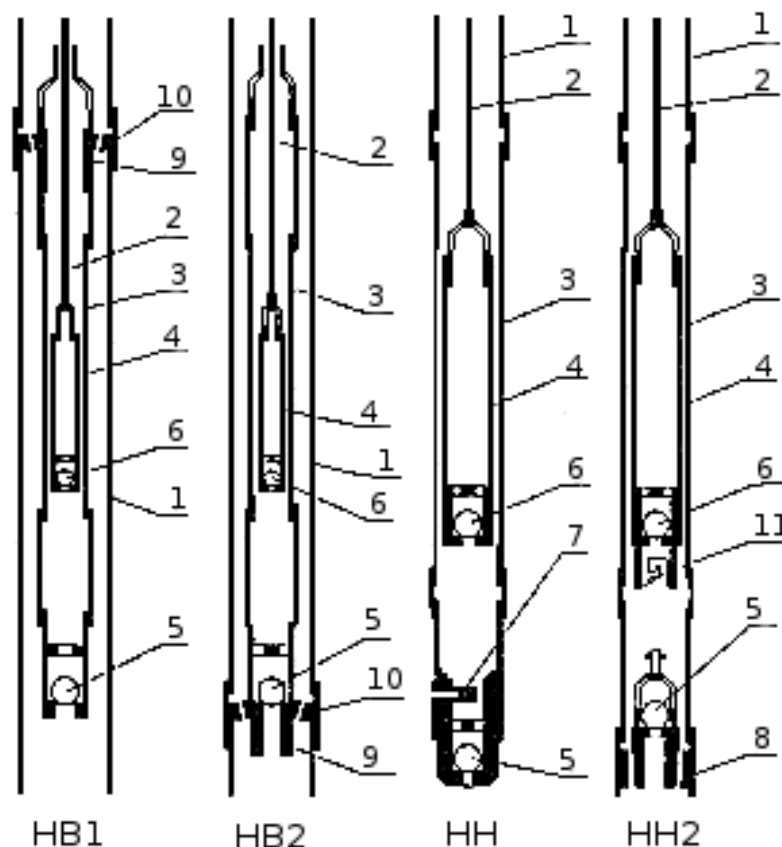


Рис. 1.4.3. Скважинный штанговый насос (ШГН)

1 – насосно-компрессорная труба, 2 – насосная штанга, 3 – цилиндр с удлинителями, 4 – плунжер, 5 – всасывающий клапан, 6 – нагнетающий клапан, 7 – сбивной штифт, 8 – седло конуса, 9 – замок, 10 – замковая опора, 11 – ловитель

В процессе непрерывной работы насоса жидкость заполняет объем подъемных труб, а затем направляется на поверхность.

Наиболее широко распространены насосы двух видов: вставные и невставные (трубные).

4.2.2. Дополнительное оборудование

Для повышения надежности работы установка ШГН комплектуется необходимым дополнительным оборудованием:

- *газо-песочный вихревой якорь* (ГПВЯ), предназначенный для предотвращения попадания свободного газа и механических примесей в насос. Применяются ГПВЯ в скважинах с большим газовым фактором и выносом механических примесей. Монтируется ГПВЯ ниже приема насоса в скважинах с обводненностью менее 75% (при использовании для защиты от газа);

- *фильтр-заглушка* устанавливается на приеме штангового насоса (вворачивается в корпус всасывающего клапана) и служит для защиты насоса от попадания в него наиболее крупных посторонних предметов в конце плунжера насоса;

- *центраторы* насосных штанг применяются для предупреждения истирания НКТ и штанговых муфт в процессе эксплуатации наклонных скважин. Монтируются центраторы на штангах в местах, наиболее подверженных истиранию;

- *скребки-центраторы* применяются с целью очистки лифтовых труб и тела штанг от отложений парафина и истирания НКТ и штанговых муфт при эксплуатации ШГН в наклонно-направленных скважинах. Длина колонны штанг со скребками-центраторами выбирается исходя из глубины отложений парафина в НКТ.

4.2.3. Оборудование устья насосных скважин

Для подвески насосных труб, вывода продукции скважины в выкидную линию, герметизации устья, а также для отбора газа из затрубного пространства на устье скважины устанавливается специальное оборудование. Наиболее распространенным оборудованием устья скважин на промыслах является устьевой сальник. Это оборудование состоит из *шайбы*, имеющей по центру внутреннюю цилиндрическую резьбу, *патрубка*, *муфты* и *тройника-сальника*. Шайба навинчивается на патрубок, который имеет на концах резьбу под НКТ. На верхний конец патрубка навинчивается муфта, а к нижнему подвешиваются НКТ. В собранном виде шайба, патрубок и муфта носят название *планшайбы*, которую устанавливают на фланец эксплуатационной колонны (колонную головку).

В верхнюю муфту труб ввинчивают тройник для отвода нефти. Выше тройника для его герметизации и пропуска сальникового штока устанавливают сальник, набивку которого уплотняют сверху крышкой. Применяют устьевые сальники с самоустанавливающейся головкой с одинарным или двойным уплотнением (СУСГ1-73-31, СУСГ2-73-31), рассчитанные на рабочее давление до 4,0 МПа при подвижном сальниковом штоке. Сальник СУСГ2 с двойным уплотнением состоит из двух основных узлов: самоустанавливающейся шаровой головки и уплотнительной набивки. В шаровой головке помещены нижняя и промежуточная (средняя) втулки, нижний манжетодержатель и нижняя сальниковая набивка. Сальниковую набивку подтягивают крышкой, навинченной на корпус. В верхней части крышки предусмотрен резервуар для масла, служащий для смазки трущихся поверхностей сальникового штока и вкладыше.

Устьевой сальник с самоустанавливающейся головкой с двойным уплотнением позволяет заменять изношенные сальниковые набивки без разрядки скважины.

4.3. Основные узлы станка-качалки

Станок-качалка (СК) – индивидуальный механический привод ШГН.

Основными элементами СК являются: рама *13* с подставкой под редуктор и поворотной плитой *12*; стойки *3*; балансир *2* с головкой и опорой, траверс *15*; двух шатунов *4*; два кривошипа *5* с противовесами *14* (при комбинированном или кривошипном уравновешивании); редуктор *6*; тормоз *16*; клиноременная передача *7*, *8*; электродвигатель *9*; подвеска устьевого штока *1* с канатом; ограждение *11* кривошипно-шатунного механизма.

На месторождениях часто применяются следующие типоразмеры СК:

1. СК8-3-4000 («бакинка»).

8 – максимальная допустимая нагрузка, т (1т – 10 кН).

3 – максимальная длина хода устьевого штока, метр.

4000 – наибольший крутящий момент на валу, кН·м.

2. ПФ8-3,5-4000 («тюменка»).
Аналогично «бакинке».
3. UP 9Т-2500-3500 («румынка»).
9 – максимальная допустимая нагрузка, т (1т – 10 кН).
2500 – максимальная длина хода устьевого штока, мм.
3500 – наибольший крутящий момент на валу, кН *м.
4. LAFKIN C320-173-120 («американка»).
320 – наибольший крутящий момент на валу, фунт/фут.
173 – максимальная допустимая нагрузка, фунт.
120 – максимальная длина хода устьевого штока, дюймов.
5. LEGRAND C-456-213-120 («Канада»).
Аналогично «американке».

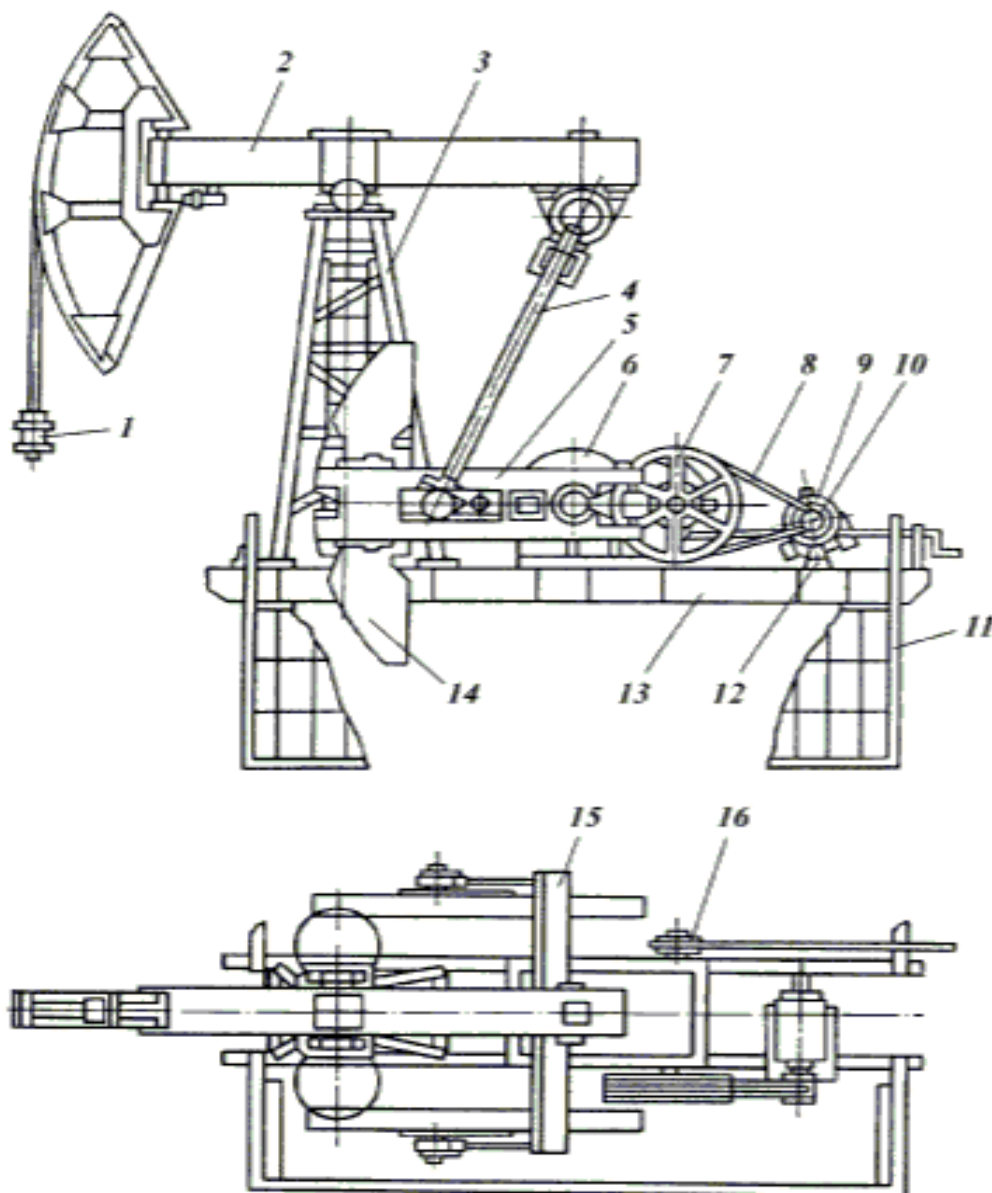


Рис. 1.4.4. Станок-качалка типа СК

- 1 – подвеска устьевого штока, 2 – балансир с опорой, 3 – стойка, 4 – шатун, 5 – кривошип, 6 – редуктор, 7 – ведомый шкив, 8 – ремень, 9 – электродвигатель, 10 – ведущий шкив, 11 – ограждение, 12 – поворотная плита, 13 – рама, 14 – противовес, 15 – траверса, 16 – тормоз

4.4. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов

Недостаточно высокая подача штанговых насосов, необходимость установки громоздкого оборудования, опасность обрыва штанг при больших глубинах подвески и добыче вязких нефтей и другие причины ограничивают область их применения. Для эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин широко применяются погружные центробежные электронасосы (УЭЦН). Отличительная черта таких насосных установок – расположение двигателя непосредственно у насоса и устранение штанг.

4.4.1. Основные узлы установки электроцентробежных насосов

Установка погружного центробежного насоса блочно состоит из погружного агрегата 1,2,3, спускаемого в скважину на насосно-компрессорных трубах 5, кабеля 4, арматуры устья 6, станции управления 7 и автотрансформатора 8.

Погружной агрегат включает в себя электроцентробежный насос 5, гидрозащиту и электродвигатель 3 (рис. 1.4.5.). Он спускается в скважину на колонне НКТ 7, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования 11, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны 1.

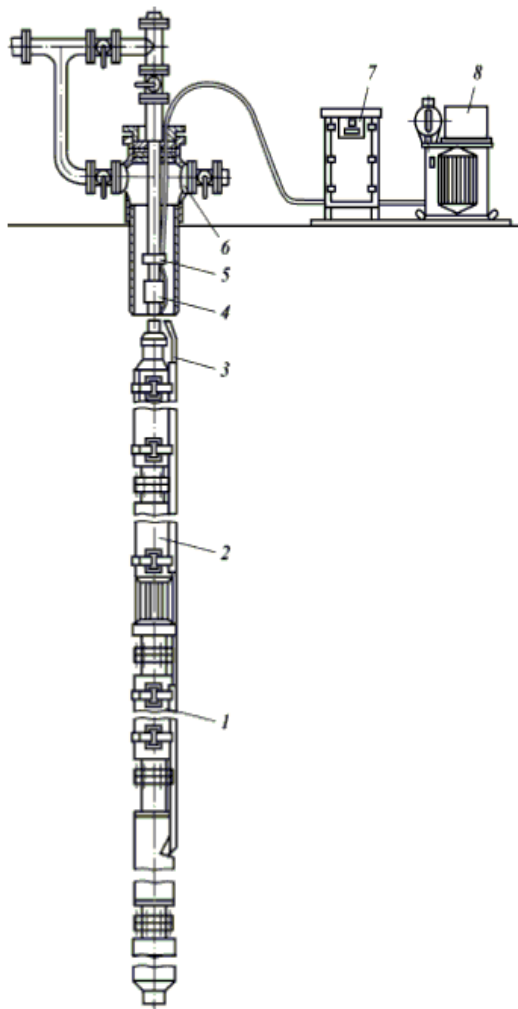


Рис. 1.4.5. Внешний вид УЭЦН

Электроэнергия от промышленной сети через трансформатор 14 и станцию управления 13 по кабелю 8, прикрепленному к наружной поверхности НКТ крепёжными поясами 9 (хомутами), подается на электродвигатель 8, с ротором которого связан вал центробежного электронасоса 5 (ЭЦН). ЭЦН подает жидкость по НКТ на поверхность. Выше насоса установлен обратный шаровой клапан 6, облегчающий пуск установки после ее простоя, а над обратным клапаном – спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме. Гидрозащита включает в себя компенсатор 2 и протектор 4.

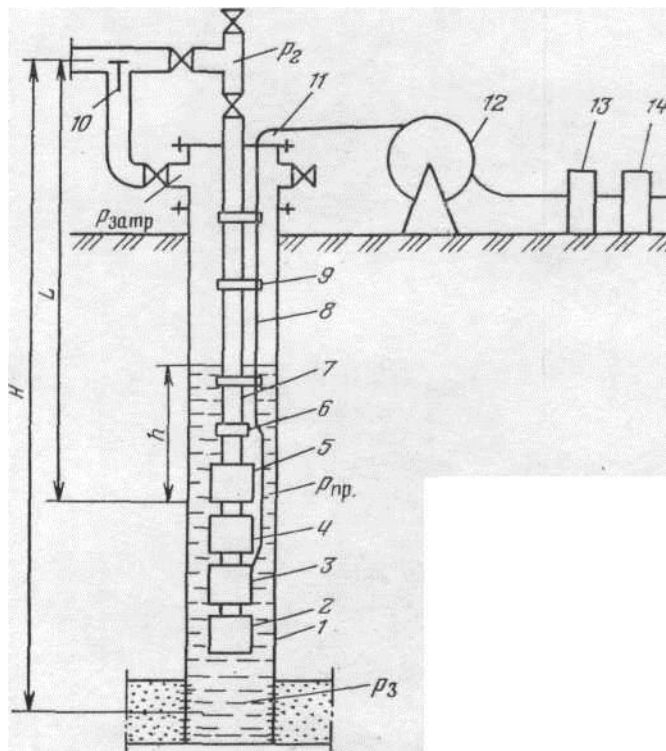


Рис. 1.4.6. Схема установки погружного центробежного электронасоса:

1 – эксплуатационная колонна; 2 – компенсатор; 3 – электродвигатель; 4 – протектор; 5 – центробежный электронасос; 6 – обратный и спускной клапаны; 7 – насосно-компрессорные трубы; 8 – электрический кабель; 9 – крепёжный пояс; 10 – обратный перепускной клапан;

Погружной агрегат включает в себя многоступенчатый электроцентробежный насос, гидрозащиту и электродвигатель. Он спускается в скважину на колонне НКТ. Электроэнергия от промышленной сети через автотрансформатор и станцию управления по кабелю подается на электродвигатель, с ротором которого связан вал электроцентробежного насоса через шпоночные соединения, и приводит в движение вал электроцентробежного насоса. Выше насоса установлен обратный шаровой клапан, облегчающий пуск установки после простоя и предотвращающий обратное вращение ротора электродвигателя под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках, а также для определения герметичности колонны НКТ; над обратным клапаном – спускной (сбивной) клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме и для облегчения глушения скважины.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН подразделяют на четыре условные группы: 5; 5А; 6; 6А с диаметрами соответственно 92, 103, 114 и 140,5 мм. Откуда следует, что соответствующие группы насосов

необходимо применять в скважинах с внутренним диаметром эксплуатационной колонны соответственно не менее 121,7; 130; 144,3; 148,3 мм.

Установки имеют следующие исполнения:

- обычное;
- коррозионностойкое;
- износостойкое;
- термостойкое.

Установки погружных ЭЦН предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, со следующими характеристиками:

- максимальное содержание попутной воды – 99%;
- максимальная плотность жидкости – 1400 кг/м³;
- максимальная массовая концентрация твердых частиц – 100 мг/л;
- максимальное содержание газа на приеме насоса – 25 %;
- максимальная концентрация сероводорода для насосов обычного исполнения (коррозионно стойкого исполнения) – 10 (1250) мг/л;
- максимальная температура – 90 °С;

ЭЦН – это погружной, центробежный, секционный, многоступенчатый насос. В корпус каждой секции вставляется пакет ступеней, представляющих собой собранные на валу на продольной призматической шпонке скользящей посадкой *рабочие колеса и направляющие аппараты*. Число ступеней колеблется в пределах 145 – 400.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из серого чугуна, насосов коррозионно стойкого исполнения – из модифицированного чугуна типа «ни ризист».

Рабочие колеса насосов обычного исполнения могут изготавливаться из полиакриламидной или из углепластиковой массы. Насосы в износостойком исполнении отличаются использованием более твердых и износостойких материалов.

Насос состоит из одной или нескольких секций (до четырех секций), корпуса которых соединены между собой при помощи фланцев, а валы при помощи шлицевых муфт. Секция имеет длину до 5,5 м.

Снизу в корпусе крепится основание насоса с приемными отверстиями и фильтросеткой, через которые жидкость из скважины поступает к первой ступени насоса. В верхней части насоса находится ловильная головка, к которой крепятся НКТ.

4.4.2. Характеристики работы центробежного насоса

Основные характеристики работы УЭЦН – его *подача* (м³/сут) и развиваемый *напор* (давление) при этой подаче. Напор насоса принято измерять в метрах водного столба. Его величина характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята данным насосом.

В паспортных данных обычно указывают значение подачи и напора при максимальном коэффициенте полезного действия и на воде. Вероятная характеристика работы насоса в конкретной скважине может существенно отличаться от паспортной вследствие отличия вязкости откачиваемой жидкости от вязкости воды и наличия в продукции скважины свободного газа.

Напор и подача – характеристики взаимозависимые: чем выше развиваемый данным насосом напор, тем ниже его подача.

При подборе УЭЦН руководствуются паспортной характеристикой насоса – зависимостями напора H , потребляемой мощности N и КПД от подачи насоса Q .

На практике не всегда удается подобрать насос с характеристикой, точно соответствующей характеристике скважины. Часто приходится прибегать к искусственному регулированию работы насоса, например, к ограничению его подачи. В промысловых условиях подачу насоса можно ограничить при помощи штуцера, но этот способ имеет существенные недостатки:

- резко снижает КПД насоса;
- устье скважины необходимо оборудовать арматурой повышенного давления;
- увеличивается осевая нагрузка на вал и рабочие колеса, что укорачивает срок службы насосной установки.

От этих недостатков свободен способ регулирования характеристик установки путем изменения числа рабочих ступеней насоса. Чем больше ступеней, тем выше развиваемый напор при той же подаче, но при этом необходимо извлечь установку из скважины.

Применяются УЭЦН как ближайших заводов изготовителей – «Алнас», «Лемаз», «Новомет», «Борец», так и дальнего зарубежья – «Центрилифт», «REDA».

Центробежный насос приводится во вращение специальным маслonaполненным погружным асинхронным трехфазным электродвигателем переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД.

4.5. Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промысле

Продукция скважин представляет собой смесь, содержащую, кроме нефти, нефтяной газ, воду, парафин, серу и другие примеси.

Для получения товарной нефти скважинная продукция транспортируется от скважины к пунктам сбора и подготовки нефти и далее – в товарные парки для учета и распределения потребителям.

Сбор нефти на промысле осуществляют по системе, в общем случае состоящей из мерника, насоса, труб и сырьевых резервуаров нефтесборного пункта. Однако перечисленные элементы не всегда являются обязательными, состав их может быть меньшим, например, могут отсутствовать насос, сырьевые резервуары, а мерник представлять элемент так называемой индивидуальной или групповой установки, в которой, кроме определения производительности скважины, осуществляется также и сепарация газа.

Систему, в которой имеются индивидуальные установки, называют системой сбора нефти с индивидуальными установками, а систему, в которой имеются групповые установки, называют системой сбора нефти с групповыми установками.

Система сбора нефти, в зависимости от требований нефтепереработки, может быть для каждого ее типа самостоятельной, исключая смешение нефти различных типов, добываемых на промысле. Иногда бывает целесообразно иметь на промысле отдельную систему для сбора необводненной нефти, что позволяет такую нефть, называемую чистой, сдать непосредственно нефтепроводному управлению, минуя процесс ее обезвоживания на нефтесборном пункте.

В общем смысле система сбора и подготовки нефти включает комплекс промышленных технических средств и установок, соединенных трубопроводами.

По характеру движения продукции скважин по трубопроводам системы сбора подразделяют на *негерметизированные двухтрубные самотечные системы* и на *высоконапорные герметизированные системы*.

4.5.1. Негерметизированная двухтрубная самотечная система

Нефть и газ разделяются в сепараторах на устье или на групповых пункта сбора и транспортируются отдельно по разным трубопроводам (двухтрубная) самотеком за счет разности геодезических отметок (рельефа).

Нефть и газ самотеком по нефтесборному трубопроводу поступают в резервуар группового сборного пункта, а из них перекачиваются насосами в сырьевые резервуары промышленного парка на центральный сборный пункт и далее насосами на установку подготовки нефти. Газ из трапа (газосепаратора) по газопроводу поступает на прием компрессорной станции и дальше на ГПЗ.

Недостатки *самотечной системы*:

1. В условиях гористой местности необходимо изыскивать необходимую трассу нефтепроводов, чтобы обеспечить необходимый напор, а, следовательно, и пропускную способность.

2. Сепарация газа недостаточная, поэтому есть возможность образования в нефтепроводах газовых мешков.

3. При низкой скорости в трубопроводах происходят отложения механических примесей, солей, парафина.

4. Так как система негерметизированная, то возникает возможность потерь от испарения легких фракций нефти до 3% от общей добычи.

5. Трудность автоматизации процесса из-за разбросанности технологических объектов.

Преимущество: сравнительно точное измерение по каждой скважине жидкости в мерниках, газа с помощью расходомеров.

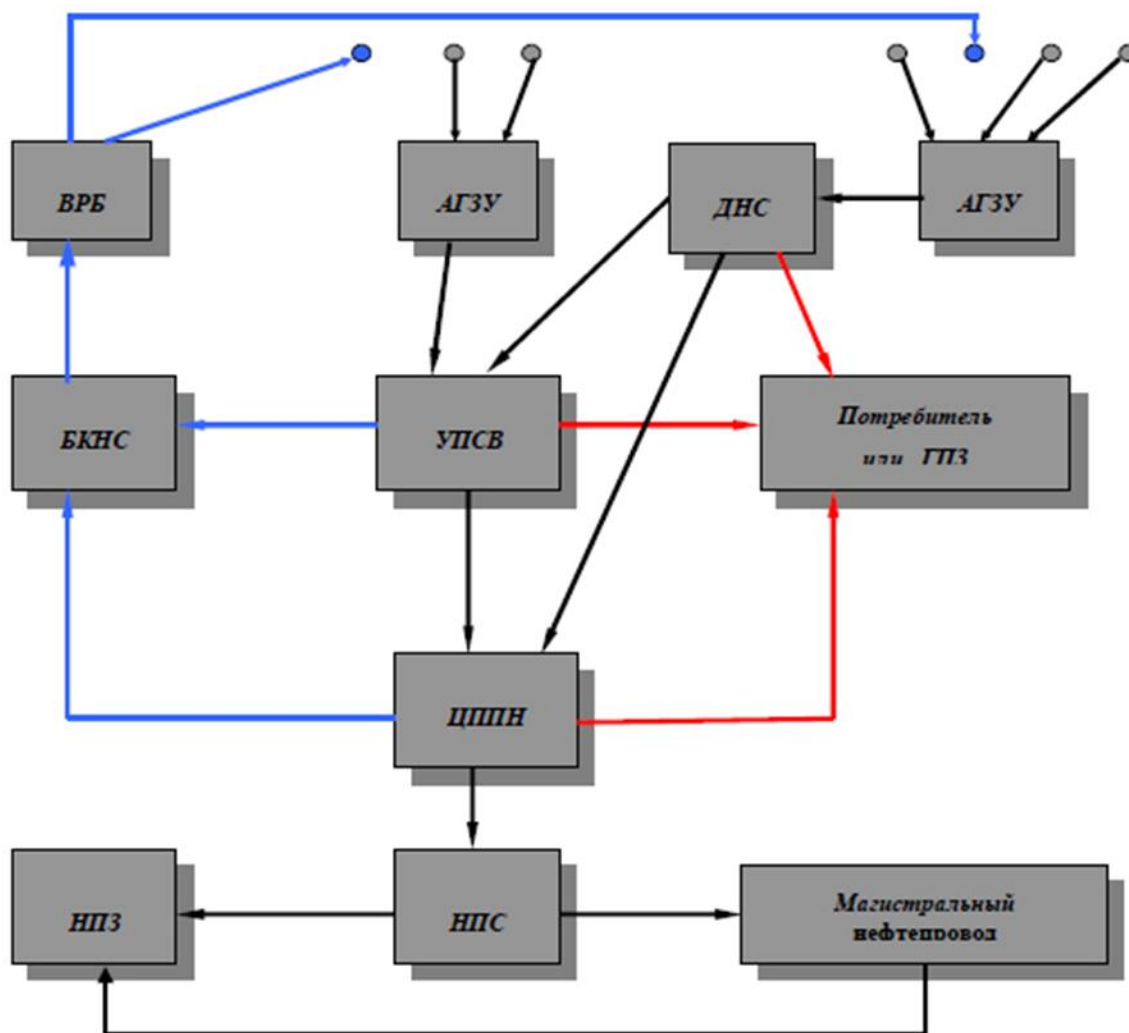







Рис. 1.4.7. Схема сбора и подготовки продукции скважин

-  Нефтяные скважины
-  Скважины ППД
-  Нефтепровод
-  Газопровод
-  Водопровод

4.5.2. Напорные герметизированные системы

В настоящее время обустройство нефтяных месторождений осуществляется с применением напорных *герметизированных систем сбора* и подготовки продукции скважин, основными элементами которых являются добывающие скважины, АГЗУ, ДНС (дожимные насосные станции), а также ЦППН (центральный пункт подготовки и перекачки нефти). Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов: от добывающих скважин к АГЗУ газожидкостная смесь подается по выкидным линиям диаметром 114 мм, дальнейшая транспортировка продукции осуществляется по коллекторам большого диаметра.

Схема сбора и подготовки зависит от площади месторождения, дебитов скважин, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости, рельефа местности и природных условий. Так, в одних случаях продукция разделяется на АГЗУ на обводненную и безводную, а в других она транспортируется после АГЗУ по единому коллектору. На некоторых месторождениях к ДНС подходят коллекторы от нескольких АГЗУ, на других на каждой АГЗУ установлен сепаратор первой ступени, и жидкость транспортируется на ЦППН либо дожимными насосами, либо за счет давления в линии. На небольших по площади месторождениях АГЗУ и ЦППН могут быть расположены на одной площадке.

Принцип работы элементов системы на всех месторождениях одинаковый: на АГЗУ фазы не разделяются.

Первая ступень сепарации осуществляется на ДНС, в результате газ отводится по отдельному коллектору. Кроме того, может проводиться предварительный сброс воды с закачкой ее в нагнетательные или поглощающие скважины, а вторая – на ЦППН.

Технологические процессы подготовки нефти для всех систем сбора аналогичны: сепарация или разделение фаз, деэмульсация продукции, обессоливание, стабилизация нефти.

Последний процесс обычно осуществляется параллельно с деэмульсацией и обессоливанием.

Исходя из физических процессов, протекающих при подготовке нефти, оборудование для систем изготавливают в блочном исполнении; вместо деэмульсионных и обессоливающих установок, в которых процессы нагрева и отстоя совмещены, сейчас выпускают нагреватели и отстойники. Комбинируя нагреватели и отстойники разной пропускной способности и различного исполнения, находят рациональный процесс подготовки нефти для условий данного месторождения.

Основным оборудованием системы сбора являются: выкидные линии и коллекторы, АГЗУ, путевые подогреватели, ДНС.

На ЦППН происходит дальнейшее отделение газа от нефти в нефтегазосепараторах второй, а по необходимости и третьей ступени сепарации, обезвоживание и обессоливание нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти применяются установки подготовки нефти УПН. Подготовленная нефть до товарной кондиции накапливается в резервуарах товарного парка и откачивается насосами в магистральный нефтепровод потребителю. Отделившаяся от нефти вода проходит дополнительную подготовку на установке подготовки воды и закачивается через кустовые насосные станции (КНС) обратно в продуктивные пласты. Газ, отделившись от нефти, с помощью компрессоров компрессорной станции (КС) по газопроводу доставляется на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ).

При герметизированной схеме нефтесбора достигается высокая степень централизации технологических объектов, их количество на месторождении сводится к минимуму, нефть нигде не контактирует с воздухом и потери от испарения сведены к минимуму (0,2%).

Новые месторождения чаще обустривают именно герметизированными системами сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, позволяющими полностью исключить потери легких фракций нефти (рис. 1.4.8.).

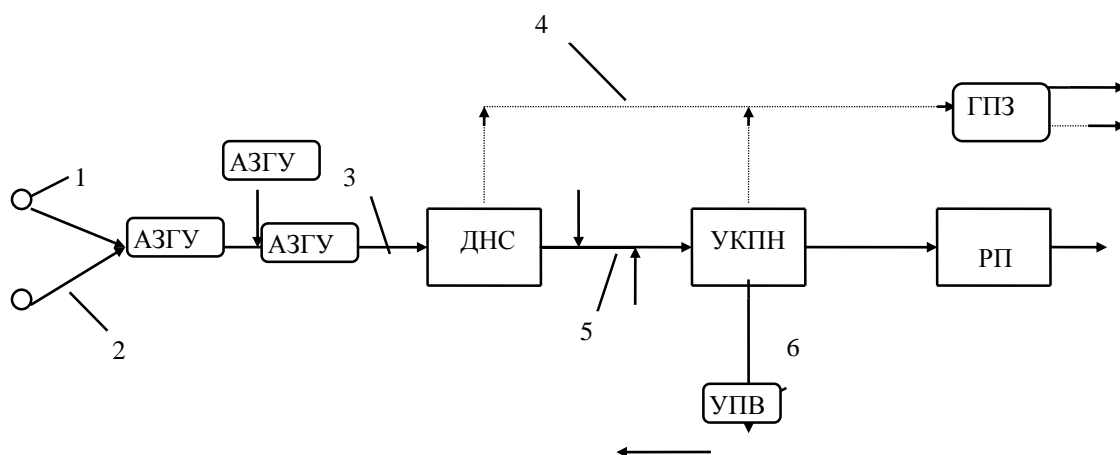


Рис. 1.4.8. Схема сбора и транспорта нефти:

1 – скважины, 2 – выкидные линии, 3 – сборный коллектор, 4 – газосборный коллектор, 5 – нефтесборный коллектор, 6 – водопровод, РП – резервуарный парк нефти.

Продукция скважин по выкидным линиям поступает в автоматические групповые замерные установки (АЗГУ), где производится поочередное измерение количества добываемых из каждой скважины нефти, газа и воды. Затем по сборному коллектору 3 совместно продукция скважин направляется в дожимную насосную станцию (ДНС). На этом этапе давление нефти снижается от 1,0–1,5 МПа на устье скважин до 0,7 МПа на входе в ДНС. На ДНС производится первая ступень сепарации до 0,3 МПа. Отсепарированный газ под собственным давлением направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а газонасыщенная нефть и вода по сборному коллектору 5 насосами перекачиваются на центральный пункт сбора (ЦПС). Здесь в установках комплексной подготовки нефти (УКПН) происходит окончательная стабилизация нефти и ее обезвоживание и обессоливание

Товарная нефть собирается в товарном резервуарном парке (РП). Вода, пройдя установку подготовки воды (УПВ), закачивается в пласт для поддержания в нем давления. Газ поступает на ГПЗ, где из него выделяются тяжелые углеводороды и «сухой» газ. Газ компрессорами и дожимными компрессорными станциями (ДКС) подается в магистральный газопровод. Жидкая часть разделяется на сжиженный углеводородный газ (СУГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), которые по магистральным нефтепродуктопроводам или по железной дороге направляются потребителям.

От газовых скважин газ собирается отдельно. Для обеспечения оптимальных условий и дальнейшего его транспорта газ должен поступать на УКПГ с давлением не ниже 4÷6 МПа, в зависимости от рабочего давления МГ (5,45 или 7,35 МПа). В начальный период разработки месторождения это давление обеспечивается высоким давлением газа в пласте. По мере отбора газа пластовое давление снижается и наступает период, когда пластового давления недостаточно для обеспечения минимального давления перед УКПГ. С этого момента должна вступить в работу дожимная компрессорная станция (ДКС). Помимо повышения давления на ДКС производится отделение жидкости от газа.

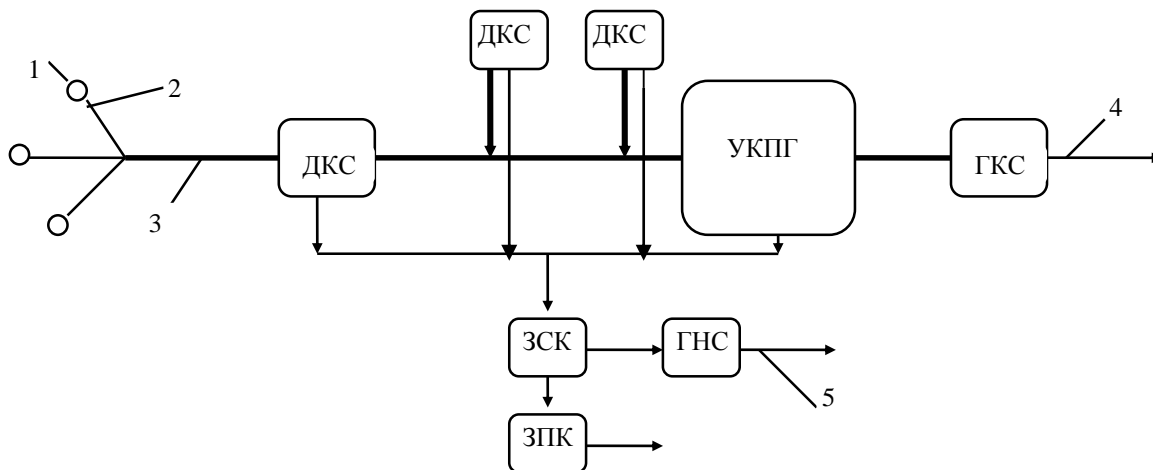


Рис. 1.4.9. Схема сбора и транспорта газа

1 – скважины, 2 – выкидные линии, 3 – сборный коллектор, 4 - магистральный газопровод, 5 – конденсатопровод

Конденсат, полученный на УКПГ и ДНС, содержит в своем составе большое количество легких углеводородов (этан, метан). Для отделения и утилизации этих фракций конденсат направляется на завод стабилизации конденсата (ЗСК). Стабилизированный конденсат закачивается головной насосной станцией (ГНС) в конденсатопровод 5. Часть газа перерабатывается в нефтепродукты на заводе переработки конденсата (ЗПК).

Для промышленных коммуникаций используют трубопроводы из бесшовных горячекатаных труб.

Трубопроводы на промысле классифицируются:

- по виду перекачиваемого продукта – нефте-, газо-, нефтегазо-, водо- и паропроводы, а также канализационные трубы;
- по назначению – самотечные, напорные и смешанные;
- по рабочему давлению – низкого (до 0,6 МПа), среднего (до 1,6 МПа), высокого (свыше 1,6 МПа) давления;
- по способу прокладки – подземные, надземные и подводные;
- по функции – выкидные (от устьев скважин до АГЗУ), сборные коллекторы (принимающие продукцию от нескольких трубопроводов) и товарные (транспортирующие товарную продукцию);
- по способу изготовления – сварные и сборные;
- по форме расположения – линейные (сборный коллектор представляет собой одну линию), кольцевые (сборный коллектор представляет собой замкнутую кольцевую линию) и лучевые (сборные коллекторы сходятся лучами к одному пункту).

На месторождениях наиболее распространены трубопроводы диаметром от 114 до 500 мм.

При монтаже некоторых узлов применяют фланцевые соединения.

Все промысловые трубопроводы в зависимости от назначения, рабочего давления, газового фактора, скорости коррозии подразделяются на 4 категории.

Трубопроводы 1, 2, 3 категории относятся к ответственным трубопроводам, поэтому с началом эксплуатации осуществляется визуальный и измерительный

контроль за их состоянием с ведением паспорта трубопровода. В паспорт вносятся результаты осмотра и ревизии, замеров толщины стенок, описание работ по ремонту ликвидаций аварий или отказов.

На каждый отказ (порыв) трубопровода оформляется акт технического расследования, который утверждается главным инженером ТПДН.

Трубопроводы от скважины до АГЗУ относятся к трубам 3 категории, а от АГЗУ – к 1 и 2 категориям.

Трубопроводная арматура разделяется на три группы: *запорная, регулирующая, предохранительная.*

Назначение запорной арматуры – разобщение участков трубопроводов и отключение от трубопроводов разных технологических установок. Она устанавливается в начале и конце каждого трубопровода, а также в местах соединения со сборными коллекторами.

К запорной арматуре относятся *задвижки, краны, вентили, обратные клапаны.*

Задвижка – запорное устройство, предназначенное для перекрытия потока жидкости, газа в трубопроводах, проходное сечение которого открывается и закрывается поднятием шибера (клина или плашки).

Классификация задвижек:

1) По способу присоединения:

- *фланцевая;*
- *резьбовая;*
- *раструбная;*
- *сварная (приварная).*

2) По прочности:

- *стальные* (на высокое давление);
- *чугунные* (на низкое давление).

3) По конструкции:

- *параллельные* (имеющие параллельные плоскости затвора (плашки));
- *клиновые* (имеющие в качестве затвора один сплошной клин или состоящий из двух половин).

Пример: Прямоточные задвижки

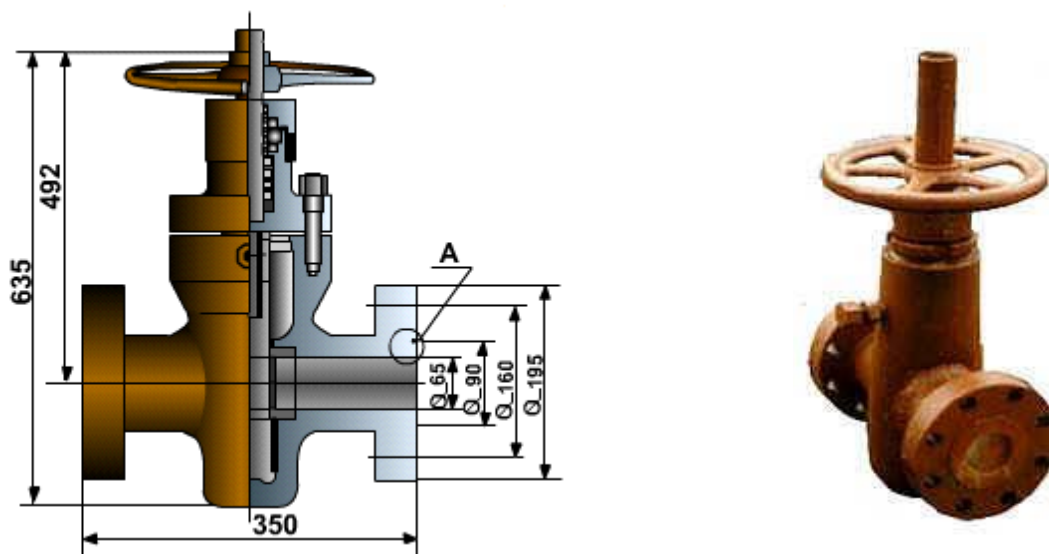


Рис. 1.4.10. Задвижка типа ЗМ – 65 ×21 с ручным приводом

Задвижка ЗМ-65х21 состоит из следующих составных частей: корпуса, шлицевой гайки, шпинделя, крышки подшипников, ходовой гайки, маховика, упорных шарикоподшипников, сальникового узла, шиберов, седел, тарельчатых пружин и нагнетательного клапана.

Первоначальная герметичность затвора осуществляется за счет создания необходимого удельного давления на уплотняющих поверхностях шиберов и седел с помощью тарельчатых пружин. Герметичность соединения корпуса с крышкой обеспечивается металлической прокладкой посредством затяжки шлицевой гайки; регулировка соосности проходных отверстий шиберов и корпуса осуществляется при помощи регулирующих гаек, завинчиваемых в верхний кожух.

Для облегчения управления задвижкой ходовая гайка опирается на упорные шарикоподшипники, резьба шпинделя и ходовой гайки вынесена из зоны контакта со средой, что улучшает условия ее работы. Уплотнение шпинделя осуществляется при помощи сальникового узла, в который для повышения его надежности предусмотрено нагнетание уплотнительной смазки.

В процессе сборки подшипниковый узел заполняется солидолом, а при эксплуатации подача солидола в узел производится через масленку; в верхнем кожухе задвижки имеются прорезы, позволяющие определить положение затвора (открыто-закрыто). В задвижке предусмотрена возможность подачи защитной смазки в корпус через нагнетательный клапан, что предохраняет его от загрязнений и коррозии.

Принцип работы задвижки состоит в том, что при вращении маховика возвратно-поступательное движение через шпиндель передается однопластинчатому шиберу, который открывает или закрывает проходное отверстие задвижки. Во избежание эрозионного и коррозионного износа не допускается работа задвижки в полуоткрытом положении затвора.

Таблица 1.4.1.

Основные технические характеристики задвижки

Условный проход, мм	65
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	21 (210)
Управление	Ручное
Макроклиматический район по ГОСТ 16350-80	Умеренный и холодный
Скважинная среда	Нефть, газ, конденсат, вода техническая, сточная нефтепромысловая
Температура скважинной среды, К (°С), не более	393 (120)
Габаритные размеры, мм	350x320x650
Масса, кг;	
В собранном виде	64
Полного комплекта	66

4.5.3. Дожимная насосная станция. Краткая характеристика и принцип работы

После автоматического измерения продукции по каждой скважине смесь жидкости и газа направляется по нефтесборному трубопроводу на дожимную насосную станцию.

Дожимная насосная станция (ДНС) предназначена для осуществления первой ступени сепарации, для дальнейшей транспортировки жидкости с помощью центробежных насосов до ЦППН, а газа под давлением сепарации до газоперерабатывающего завода, а также замера жидкости и газа, проходящих через нее.

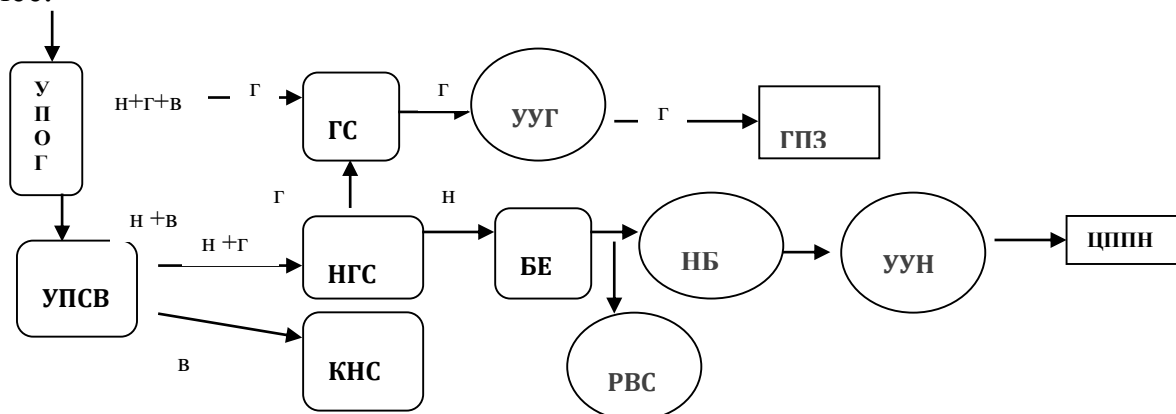


Рис. 1.4.11. Дожимная насосная станция

На дожимной насосной станции (ДНС) газоводонефтяная эмульсия поступает в сепараторы первой ступени сепарации (НГС), предварительно отобрав отделившийся свободный газ в узел предварительного отбора газа (УПОГ) и отделив воду от нефти в установке предварительного сброса воды (УПСВ), где она сепарируется от попутного нефтяного газа, затем в сепараторы-буферы БЕ. Из сепараторов-буферов

жидкость откачивается насосами внешней откачки насосного блока (НБ) на ЦППН. В случае невозможности внешней откачки (авария на напорном нефтепроводе, неисправность насосов ВО и т.п.) предусмотрено поступление нефти в аварийный резервуар.

Газ, выделившийся из газонефтяной эмульсии в сепараторах первой ступени, через газовый сепаратор ГС и узел учета газа УУГ под давлением газосепарации направляется на газопровод.

На УПСВ разгазированная водонефтяная эмульсия поступает на печи трубчатые для нагрева и далее в отстойники, где происходит разделение эмульсии. Для ускорения процесса в нефть дозируемыми насосами на вход установки подается деэмульгатор. Нефть из отстойников направляется в сепаратор (НГС). Выделившаяся в отстойниках из эмульсии подтоварная вода откачивается в систему ППД. Очищенная вода с содержанием нефтепродуктов до 40 мг/л подается на вход КНС.

Основные объекты и сооружения:

- узел предварительного отбора газа (УПОГ);
- сепараторы первой ступени (НГС);
- газовый сепаратор (ГС);
- установка предварительного сброса воды (УПСВ);
- технологические трубопроводы;
- напорный нефтепровод;
- насосный блок (НБ);
- узел учета газа (УУГ);
- узел учета нефти (УУН);
- узел учета воды (УУВ);
- газопровод;
- факельная система;
- дренажная система;
- резервуар вертикальный стальной (РВС);
- компрессорная;
- дизельная;
- операторная.

Вспомогательные помещения:

- административные помещения;
- слесарная мастерская;
- склады;
- столовая;
- котельная.

4.5.4. Узел учета нефти (УУН), узел учета воды (УУВ)

Узел учета предназначен для определения количества проходящей жидкости (суммарный дебит всех скважин).

Узел учета состоит из нескольких турбинных расходомеров типа «Норд» (рабочих и контрольного). Показания счетчиков выходят на пульт управления в операторной ДНС.

4.6. Схема автоматизированной системы управления технологическими процессами

В последнее время чаще применяют унифицированные технологические схемы подготовки (рис. 1.4.12.).

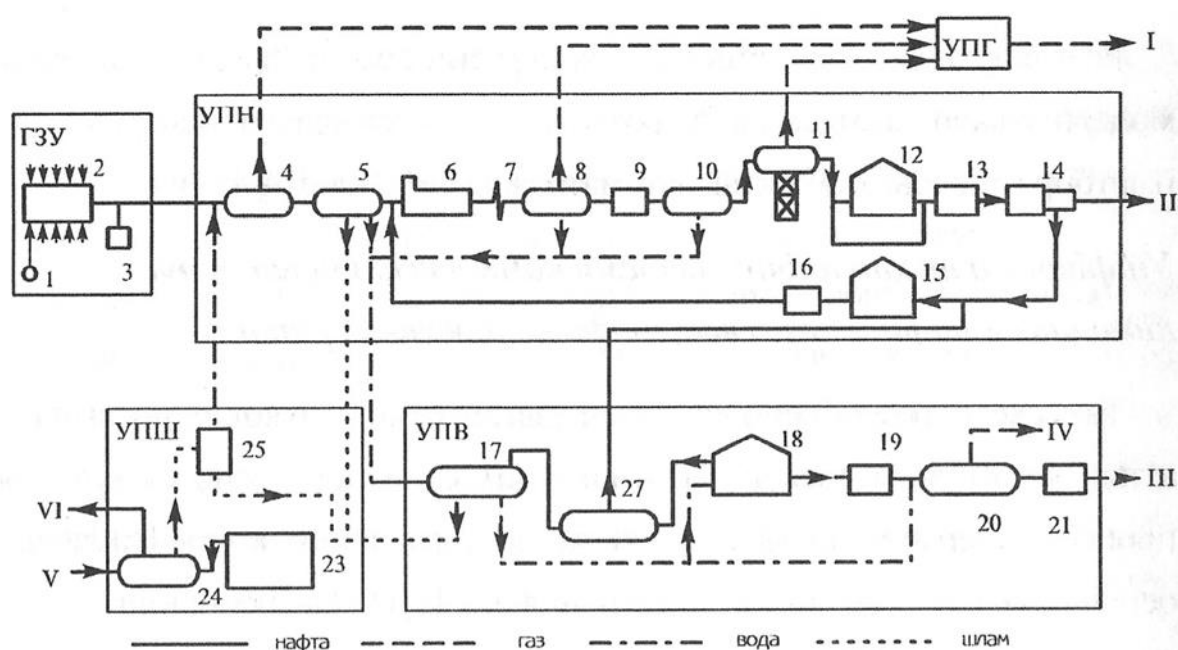


Рис. 1.4.12 Унифицированная технологическая схема комплекса сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтяного района

1 - скважина; 2 - автоматизированное групповое измерительное оборудование; 3 - блок подачи деэмульгатора; 4 - сепаратор I ступени; 5 - отстойник предварительного сброса воды; 6 - печь для нагрева эмульсии; 7 - каплеобразователь; 8 - отстойник глубокого обезвоживания и II ступени сепарации; 9 - смеситель для ввода пресной воды; 10 - электродегидратор для обессоливания; 11 - сепаратор III (горячей) ступени сепарации; 12 - резервуар товарной нефти; 13, 16, 19 - насосы; 14 - автомат по определению количества и качества товарной нефти; 15 - резервуар некондиционной нефти; 17 - блок очистки воды; 18 - резервуар очищенной воды; 20 - блок дегазатора воды с насосом; 21 - узел измерения расхода воды; 22 - блок приема и отпompывания пойманной нефти; 23 - емкость-шламонакопитель; 24 - блок приема и отпompывания стоков; 25 - мультигидроциклон для отделения от сточной (дождевой) воды механических примесей; I - товарный нефтяной газ; II - товарная нефть; III - очищенная вода на КНС; IV - пресная вода; V - промышленные ливневые стоки; VI - газ на свечу.

Технологическая схема автоматизированной системы подготовки воды и углеводородной продукции показана на рисунке 1.4.13.

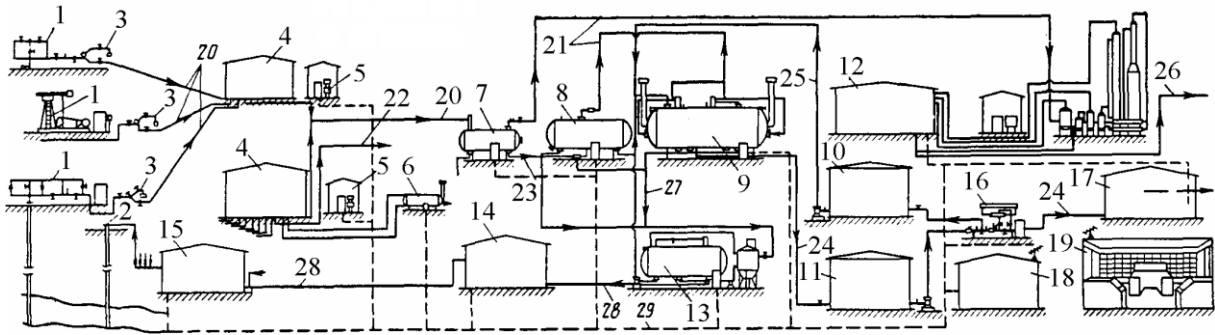


Рис. 1.4.13. Автоматизированная система промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды

1 – скважины эксплуатационные: фонтанные, со штанговыми и центробежными электронасосами; 2 – скважины нагнетательные; 3 – устройства запуска шаров для очистки выкидных линий от парафина; 4 – групповые замерные установки типа "Спутник"; 5 – блок местной автоматики групповых замерных установок; 6 – путевой подогреватель жидкости; 7 – сепарационная установка I ступени типа СУ; 8 – сепарационная установка с предварительным сбросом пластовой воды; 9 – установка для подготовки нефти (сепаратор-деэмульсатор); 10 – резервуар для некондиционной нефти; 11 – резервуар для товарной нефти; 12 – установка для подготовки газа; 13 – установка для подготовки воды; 14 – насосная для перекачки пластовой воды I подъема; 15 – кустовая насосная станция; 16 – установка автоматической сдачи товарной нефти; 17 – насосная для перекачки товарной нефти; 18 – диспетчерский пункт; 19 – вычислительный центр автоматизированной системы управления; трубопроводы для перекачки: 20 – газодонефтяной смеси; 21 – газа; 22 – газонефтяной смеси; 23 – обезвоженной и частично сепарированной нефти; 24 – товарной нефти; 25 – некондиционной нефти; 26 – товарного газа; 27 – подтоварной воды; 28 – воды, подготовленной для закачки в пласты; 29 – линии связи телемеханики.

Вопросы для самоконтроля

1. Сравните фонтанный и механизированный способы добычи нефти.
2. Назовите виды фонтанирования и условия, при которых возможен каждый из них.
3. Какое назначение имеют подземное и наземное оборудование скважины?
4. Опишите устройство и назначение фонтанной арматуры. Какие факторы влияют на выбор модификации фонтанной арматуры?
5. Какие существуют факторы риска для природной среды и человека при фонтанном способе добычи нефти?
6. Каковы назначение и принцип действия скважинного штангового насоса? Какие ограничения их применения? Какое оборудование входит в состав ШГНУ?
7. Какое дополнительное оборудование повышает надежность работы ШГНУ?
8. Охарактеризуйте назначение и область применения погружных центробежных электронасосов. Из каких узлов состоит установка погружного центробежного насоса (УЭЦН)?
9. Какие существуют системы сбора продукции на промысле? Какое назначение системы подготовки нефти?

10. *Охарактеризуйте самотечную систему сбора и подготовки нефти на промысле. Каковы недостатки самотечной системы?*
11. *Дайте характеристику напорной герметизированной системы сбора и подготовки продукции скважин. Каков принцип ее работы?*
12. *Какое назначение дожимной насосной станции? Опишите принцип работы ДНС. Какие объекты и сооружения входят в состав ДНС?*
13. *Какие возможности существуют для автоматизации системы управления технологическими процессами сбора и подготовки скважинной продукции?*

Тема 5. Регулирование режима работы скважин

5.1. Регулирование работы фонтанных скважин

Чтобы выдержать определенный дебит фонтанной скважины, необходимо регулировать степень использования пластовой энергии, поступающей на забой. Такое регулирование может быть достигнуто двумя способами:

- 1) создание противодействия на устье;
- 2) создание некоторого перепада давления у башмака подъемных труб.

Противодавление, как на устье, так и у башмака подъемных труб может быть создано путем установки диафрагмы с отверстием – штуцера. Меняя проходное сечение штуцера, можно изменять в условиях данной скважины отбор жидкости и газа из пласта.

Противодавление на устье можно создать также, направив фонтанную струю в особую емкость – газосепаратор, в котором газ отделяется от нефти и где можно поддерживать некоторое повышение давления.

Широкое применение забойные штуцера не получили из-за несовершенства их конструкций, вследствие чего затрудняется их смена и регулирование. Поэтому регулирование проводится в основном штуцерами, установленными на поверхности.

Для замены штуцера скважину останавливают, разряжают (снижают давление до атмосферного) в дренажную систему избыточное давление в линии и затрубье, выкручивают штуцерную камеру, выкручивают штуцер, закручивают другой. Вставляют обратно штуцерную камеру, запускают скважину в работу. Если применяется двухструнная конструкция фонтанной арматуры, то замена сужающего устройства проводится без остановки скважины с переводом фонтанной струи с рабочей струны на запасную.

Нормальная эксплуатация фонтанной скважины заключается в получении максимального дебита при небольшом газовом факторе, наименьших количествах воды и песка, бесперебойном фонтанировании.

При наблюдении за работой фонтанной скважины и ее обслуживании замеряют буферное и затрубное давления, рабочие давления на замерных установках, определяют дебит нефти, содержание воды и песка в продукции скважины. Кроме того, проверяют исправность устьевого оборудования, выкидных линий, скребков, применяемых для борьбы с образованием отложений парафина. Желательно все ремонтные работы с образованием отложений парафина проводить без остановки скважины.

5.2. Промысловые исследования скважин

Информацию, необходимую для подсчетов запасов, управления системой разработки получают путем измерения на поверхности дебитов скважин по нефти, воде, газу, контроля расходов количества рабочего агента, закачиваемого в пласт, а также путем исследования скважин, изучения свойств горных пород.

Основные цели и задачи геолого-промыслового анализа и контроля разработки месторождений нефти и газа.

Основными целями и задачи геолого-промыслового анализа и контроля разработки месторождений нефти и газа является оценка эффективности системы разработки, оценка эффективности применяемых технологий и мероприятий по выработке запасов нефти и газа.

Основные задачи геолого-промыслового анализа:

1. Прогноз технологических показателей разработки (дебитов скважин, пластовых и забойных давлений и т.п.). Оценка энергетического состояния залежей.
2. Уточнение геологического строения месторождений (залежей) нефти и газа и фильтрационно-емкостных параметров пластов в процессе их разработки. Анализ текущего состояния разработки.
3. Оценка выработки запасов по объектам разработки. Оценка остаточных извлекаемых запасов.
4. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий (методов повышения продуктивности скважин, увеличения нефтеотдачи пластов).

Основные задачи контроля за разработкой:

1. Получение и комплексирование геолого-промысловой информации, необходимой для управления процессом разработки. Выполнение геофизических, гидродинамических и геохимических исследований месторождений нефти и газа.
2. Установление соответствия текущих показателей разработки проектным.

Изучение продуктивных пластов, на всех стадиях разработки осуществляют лабораторными, промыслово-геофизическими, гидродинамическими методами.

К **лабораторным** относятся методы, основанные на изучении керна, проб пластового флюида, которые получают в процессе бурения и эксплуатации скважины.

Эти методы имеют большое практическое значение, особенно при подсчете запасов нефти.

К **промыслово-геофизическим** относятся методы, основанные на изучении электрических, радиоактивных, акустических свойствах горных пород. Проводятся при помощи приборов, спускаемых на кабеле, НКТ или бурильном инструменте.

По результатам геофизических исследований можно определить толщину продуктивного пласта, насыщенность флюидом (вода, нефть, газ), пористость и проницаемость. Данные методы исследования относятся к косвенным методам исследования пласта. С помощью лабораторных и промыслово-геофизических методов можно исследовать зону пласта, находящуюся вблизи ствола скважины. С удалением от ствола скважины параметры пласта могут меняться и, как правило, меняются. Степень достоверности геофизических и лабораторных исследований зависит от количества скважин, на которых проводились геофизические исследования или брались образцы керна.

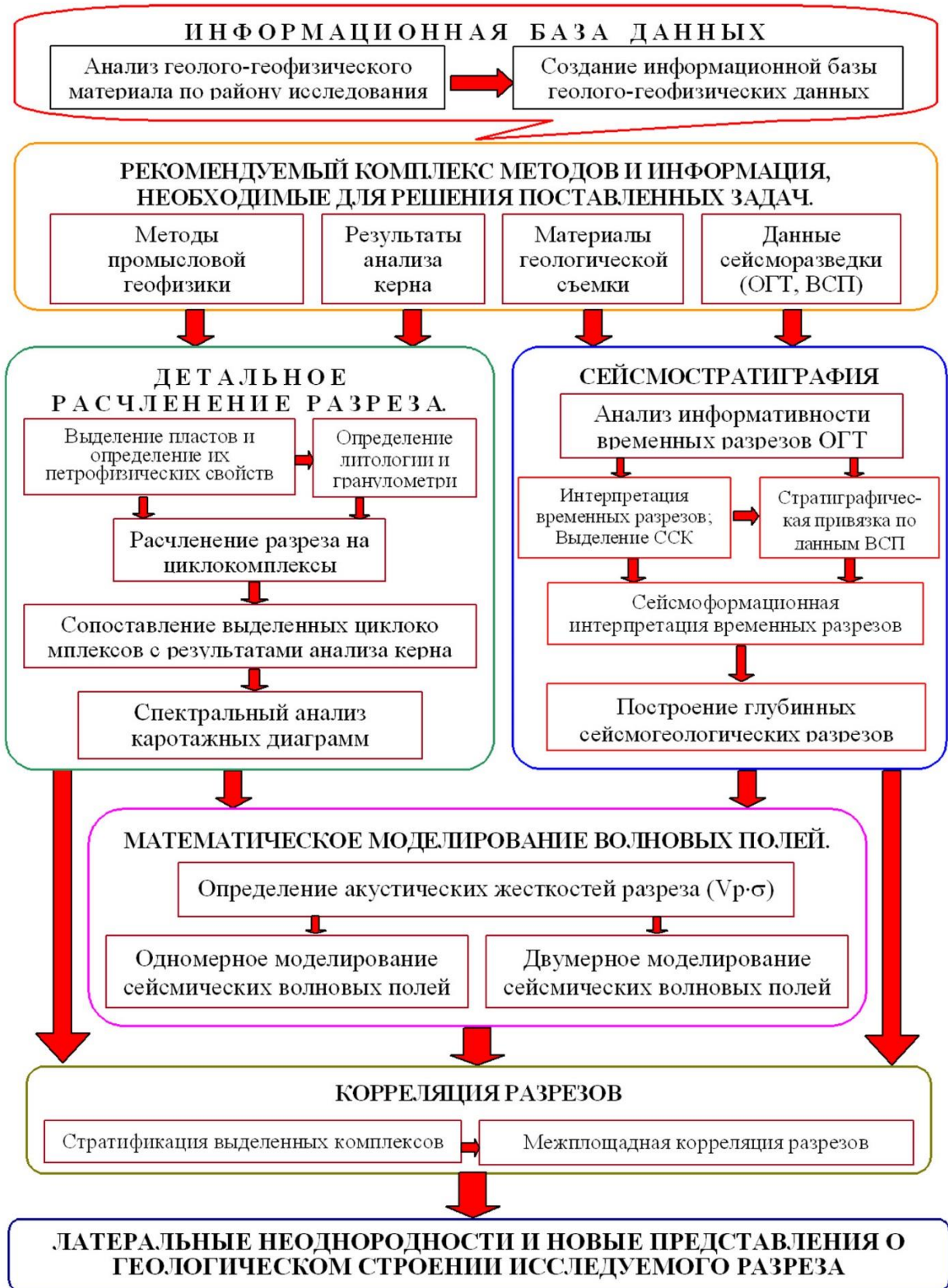


Рис. 1.5.1. Уточнение геологического строения продуктивных горизонтов по данным доразведки.



Рис. 1.5.2. Контроль режимных параметров скважины на устье. Проводится по стандартным либо с использованием электронных манометров и термометров

Геофизические исследования проводят для определения профилей притока или приемистости пласта, источника обводнения, нефтенасыщенности пластов и положения контуров нефтеносности, технического состояния эксплуатационной колонны. Пример сводного планшета геолого-геофизических материалов и результатов определения подсчетных параметров по продуктивной части разреза показан на рис. 1.5.3.

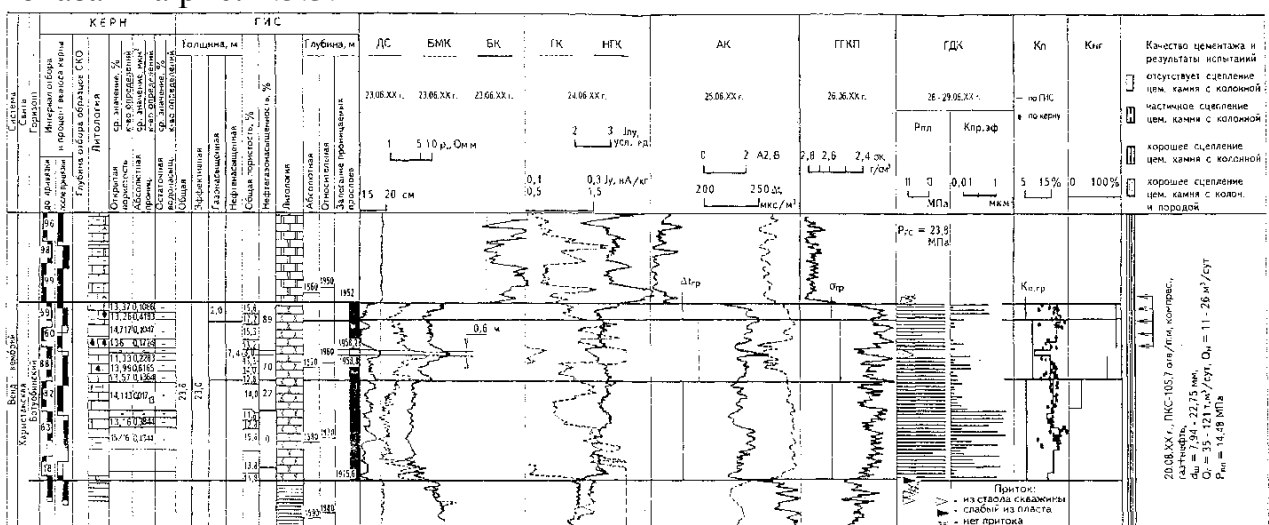


Рис. 1.5.3. Сводный планшет геолого-геофизических материалов и результатов определения подсчетных параметров по продуктивной части разреза.

Гидродинамические исследования скважин проводят с целью установления зависимости между дебитом жидкости и депрессией на пласт и последующего определения параметров пласта (метод исследования на установившихся режимах и неустановившихся режимах эксплуатации, гидропрослушивание).

Эксплуатация скважин может производиться при установившихся режимах или отборах, когда в период измерения дебита и давления они не меняются, и при неустановившихся отборах, когда дебит и давления изменяются.

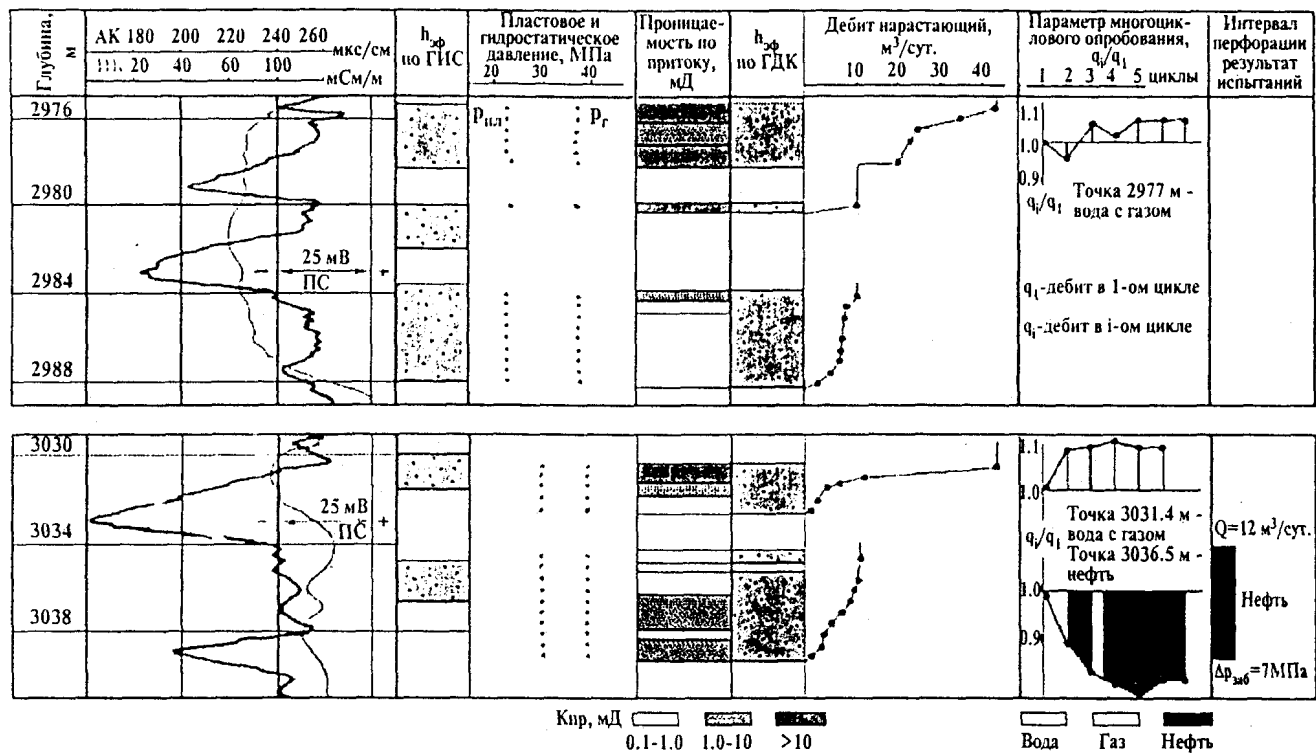


Рис. 1.5.4. Периодическая переинтерпретация результатов гидродинамического каротажа и испытания пластов.

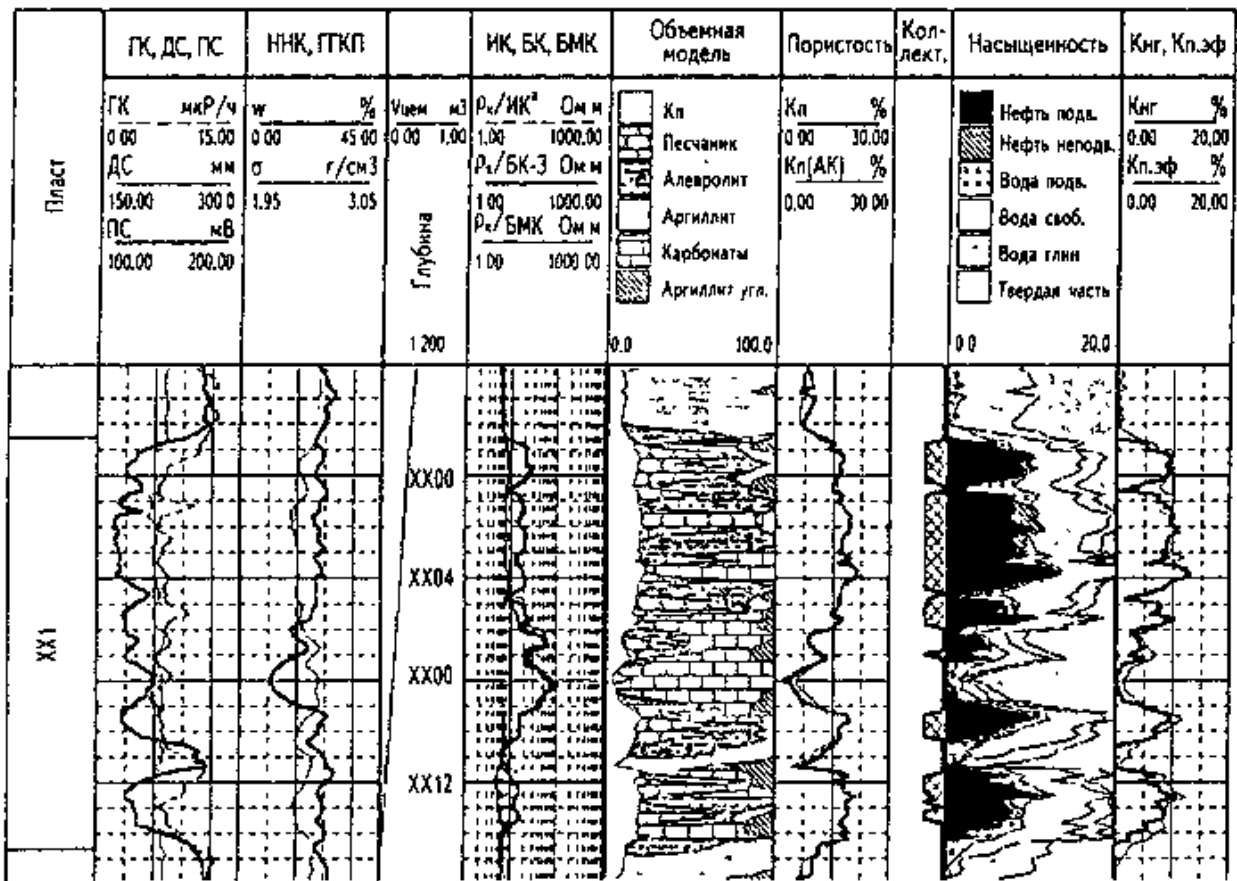


Рис. 1.5.5. Обновление результатов оперативной интерпретации данных ГИС.

5.3. Регулирование режимов скважин с учетом действующих геологических моделей. Комплексный подход к разработке месторождений.

По данным первичной разведки, текущим геолого-промысловым данным, данным проектов и корректировок проектов разработки месторождений создаются действующие геолого-промысловые объемные модели. В модель могут вноситься также данные доразведки по результатам дополнительного разведочного бурения либо по результатам работы отдельных скважин с нестабильными режимами работы. Геометрические модели продуктивных пластов и всей залежи заносятся в программы Petrel, Tempest MORE, IRAP RMS, Eclipse, DV-SeisGeo, ArcGIS или аналогичные.

Создание структурной геологической модели залежи осуществляется на основе имеющихся сейсмических, геологических горизонтов и разломов. Моделирование распространения петрофизических параметров и фильтрационно-емкостных свойств, влияющих на поведение флюидов в залежи, опирается на значения методов ГИС, результатов их интерпретации и их взаимосвязь с сейсмическими атрибутами. Таким образом, геометрическая модель наполняется структурными особенностями, которые определяют уже «внутреннюю» геометрию продуктивной области.

Конечной целью универсальных программных продуктов является переход от геологической и геофизической интерпретации, анализом керна и флюидов к динамическому моделированию с многомерной визуализацией и анализом результатов гидродинамического моделирования. При этом на последнем этапе

моделирования добавляется матрица фактических режимных и энергетических параметров пластов, горизонтов и скважин.

С точки зрения геометрического моделирования по всему телу залежи важными являются следующие задачи промыслового геолога:

- построение корреляционных профилей вдоль скважин
- построение пространственных геологических горизонтов с использованием геостатистических (кригинг и кокригинг) и стохастических методов (Гауссовские симуляции)
- построение пространственных геологических горизонтов с учетом нарушений
- построение пространственного каркаса (сетки) геологической модели по горизонтам с возможностью моделирования согласного залегания, прилегания, выклинивания (рис. 1.5.6.).

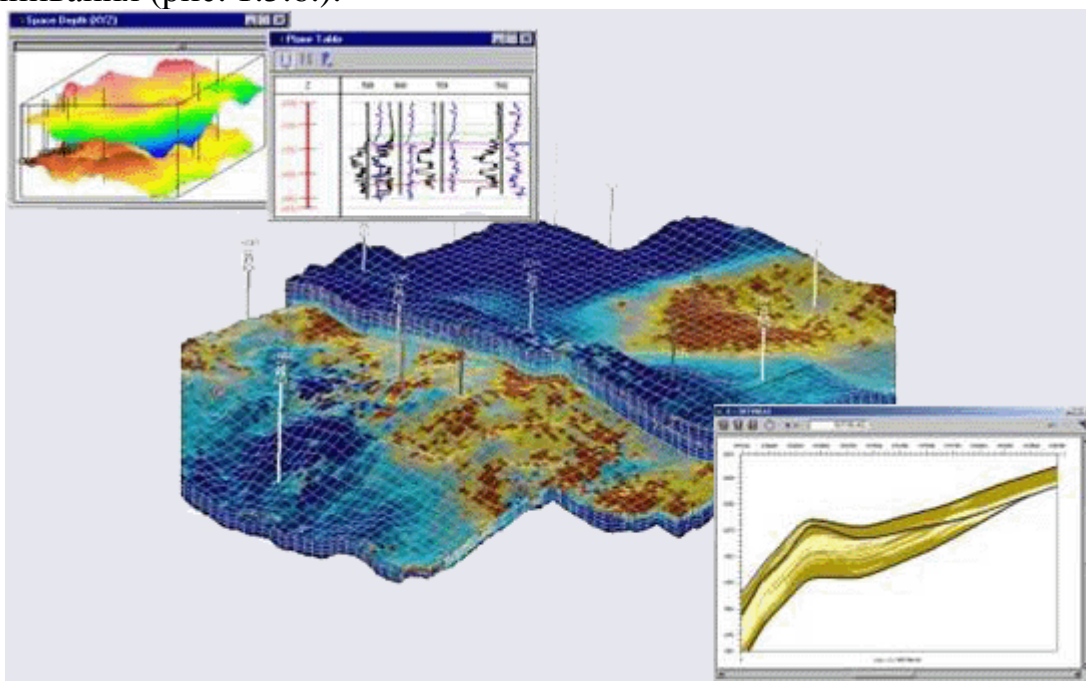


Рис. 1.5.6. Построение геологических 3D-каркасов в динамике

По имеющимся геометрическим данным каркасов можно с достаточно приемлемой точностью вычислять объем залежи и далее – ее продуктивный потенциал по углеводородному сырью (рис. 1.5.7.).

Необходимо понимать, что геологическое моделирование не прекращается на этапе разведки месторождения, а производится уточнение и даже трансформация геологических моделей в процессе разработки и эксплуатации.

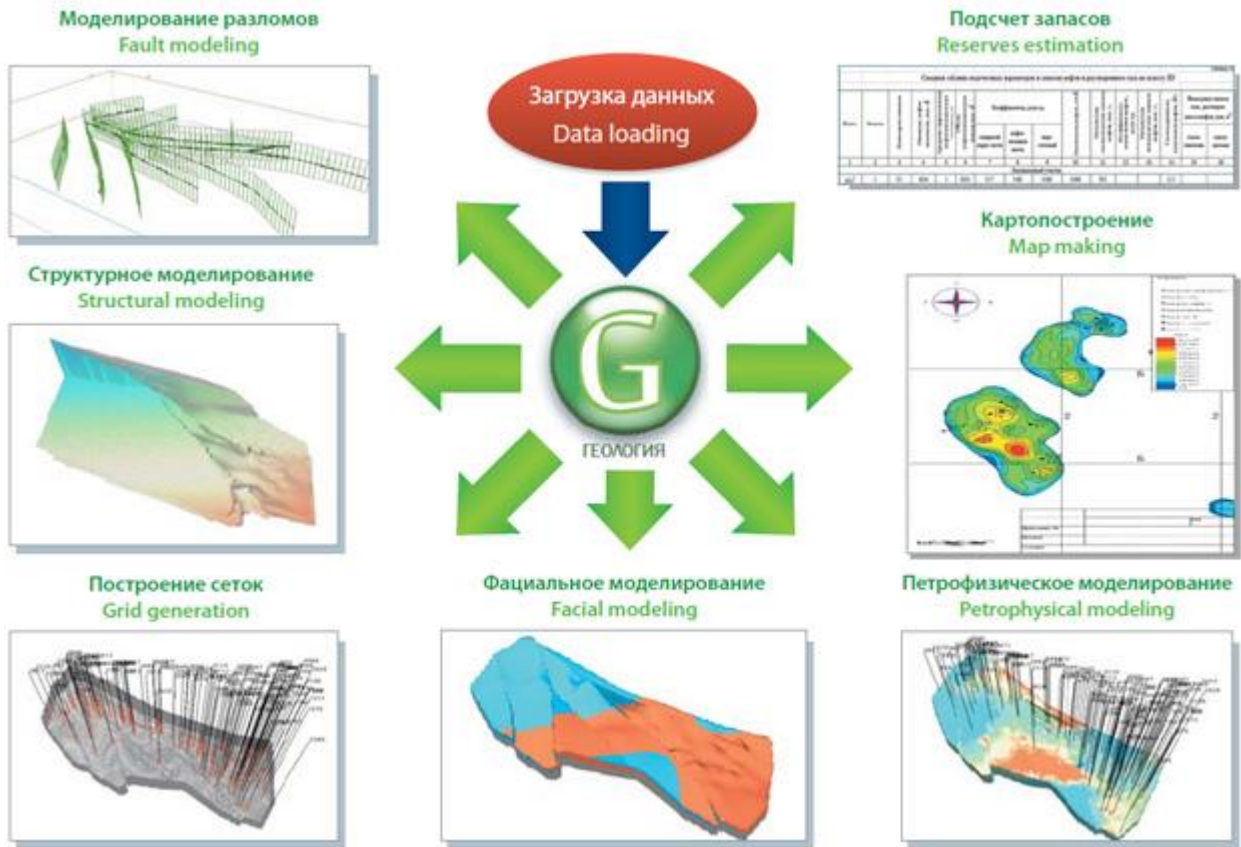


Рис. 1.5.7. Подсчет и корректировка запасов нефти и газа по динамическим данным

Учет особенностей интенсификации добычи нефти и газа достигается более детальной проработкой и увеличением иерархий данных в модели. На рисунке 1.5.8. показана схема данных при интенсификации с ГРП.

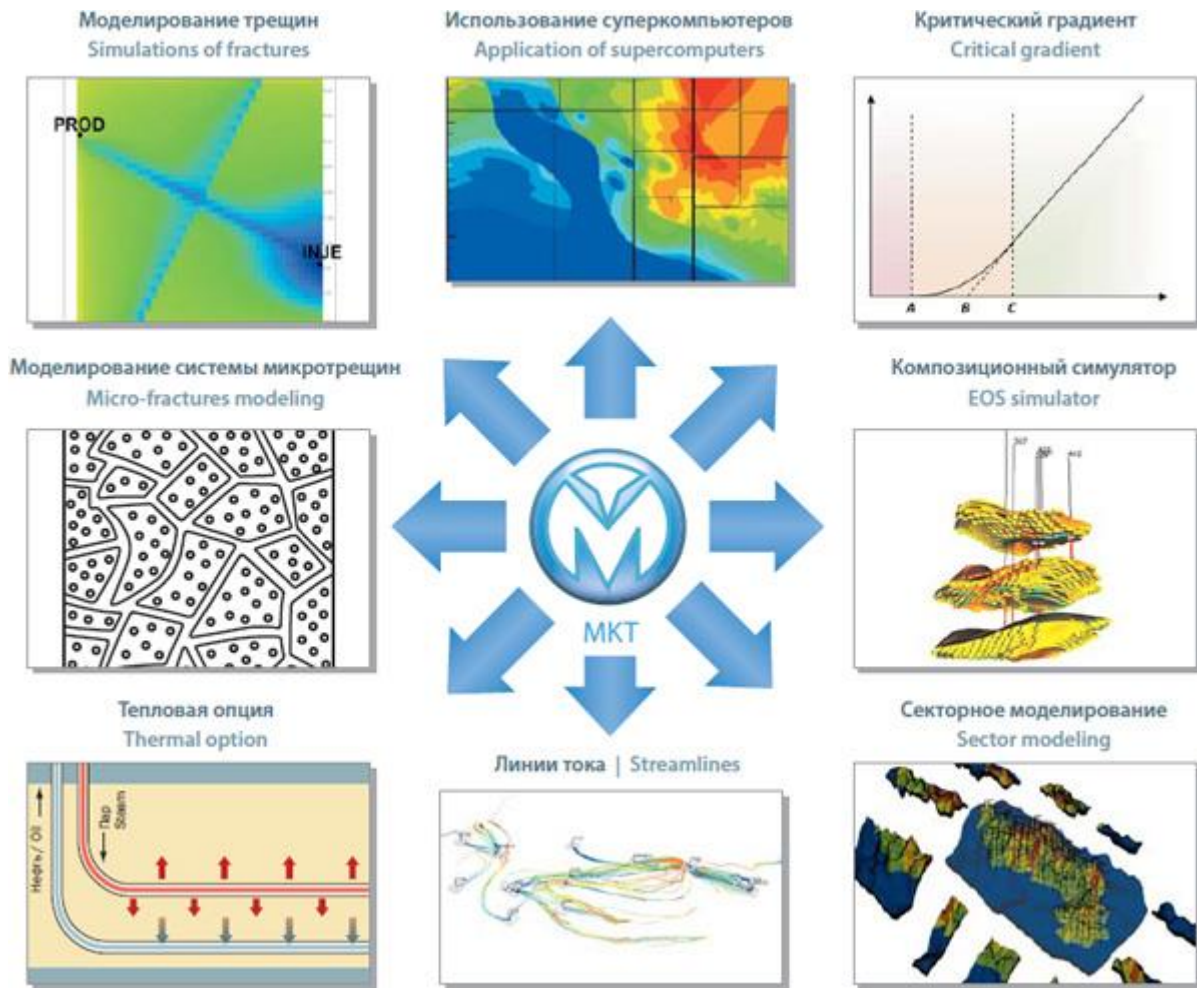


Рис. 1.5.8. Схема данных при интенсификации с ГРП

Учет геометрической идентификации и моделирования являются одними из определяющих в процессе определения и уточнения параметров разработки месторождения. В базовом алгоритме лежит пятиконечная звезда технико-экономических расчетов разработчика месторождений нефти и газа (рис. 1.5.9.)



Рис. 1.5.9. Алгоритмическая звезда мониторинга разработки месторождения

Вопросы для самоконтроля

- 1. С какой целью проводят регулирование режима работы скважин? Какими способами можно регулировать работу фонтанных скважин?*
- 2. Какая цель промысловых исследований скважин? Какие методы используются для этого?*
- 3. Какие геологические задачи можно решать методами геометрического моделирования? Какие программные продукты используются для этого?*

Тема 6. Борьба с осложнениями при работе скважин

К основным осложнениям при эксплуатации скважин относятся: отложения парафина, отложения солей, отложения смол и асфальтенов, вынос песка из пласта, прорыв воды.

6.1. Борьба с отложениями парафина

Отложения парафина на стенках НКТ, устьевой арматуре приводит к снижению производительности скважины.

В результате парафинизации внутренних стенок труб уменьшается их внутреннее сечение. Запарафинирование поверхностных коммуникаций приводит к удорожанию внутривнепромысловой перекачки нефти.

Борьба с отложениями парафина ведется следующими способами:

1) Механическим, при котором парафин со стенок труб периодически удаляется специальными скребками и выносится струей на поверхность. В скважину, оборудованную ЭЦН, скребки опускают на проволоке в НКТ. В скважинах, оборудованных ШГН, применяют непрерывную очистку труб скребками, устанавливаемыми на штангах.

2) Применение НКТ с гладкой внутренней поверхностью (покрытие внутренней поверхности эмалями, лаками, стеклом).

3) Тепловым, при котором скважина промывается парами или горячей нефтью (закачка в затрубное пространство, при этом парафин расплавляется и выносится потоком из скважины по НКТ). Для получения водяного пара используют передвижную паровую установку (ППУ), для нагретой нефти – агрегат депарафинизации передвижной АДН.

4) Химическим – впрыскивание в поток пластовой жидкости ингибиторов, предотвращающих кристаллизацию парафина в НКТ и их закупорку, – ингибитор ХТ-48.

5) Закачка ПАВ (водо- и нефтерастворимые поверхностно-активные вещества).

6) Закачка растворителей (бензин, толуол, керосин),

7) Физическим – применение магнитного поля (увеличивает число центров кристаллизации в потоке и предотвращает отложения парафина).

6.2. Борьба с отложениями солей

Отложения солей в значительных количествах на стенках наземного и подземного оборудования наблюдаются в большинстве случаев в процессе разработки месторождений при внутриконтурном заводнении с использованием пресных вод. Причины отложения солей: изменение термодинамических условий при поступлении растворов из пластов в скважины и химическая несовместимость вод, поступающих из разных горизонтов.

Применяются химические методы, которые основаны на преобразовании осадков с помощью реагентов с последующим удалением продуктов реакции соляной кислоты с водой.

6.3. Борьба с песком

Песок разъедает трубы и арматуру, частично оседает на забое, образуя песчаные пробки. Наличие песка в продукции скважин приводит к заклиниванию установок ШГН и ЭЦН, приводит к преждевременному износу оборудования.

Способы борьбы с выносом песка:

- 1) Оборудование скважин специальными фильтрами (гравийными, керамическими, щелевыми, проволочными).
- 2) Закрепление породы в первичном залегании путем введения в нее с поверхности цементирующих веществ (песчано-цементирующих смесей, органических смол, полимеров и т.д.).
- 3) Уменьшение выноса песка – снижение дебита скважины.
- 4) Ликвидация песчаных пробок при подземном ремонте с помощью: желонки специальной конструкции, специальных пик для разрыхления гидробуров; путем промывок скважин или продувки их сжатым воздухом и т.д.

6.4. Осложнения при эксплуатации фонтанных скважин

Осложнения при эксплуатации фонтанных скважин:

- 1) отложения парафина;
- 2) отложения солей;
- 3) вынос песка;
- 4) скопление на забое воды, которое приводит к прекращению фонтанирования;
- 5) межпластовые перетоки из-за негерметичности обсадных колонн;
- 6) пульсационная работа скважины.

Если нефть поступает из пласта в скважину при $P_з > P_н$, то скважина в этих случаях эксплуатируется с постоянным дебитом; если же, кроме нефти, из пласта поступает газ (при $P_з < P_н$), то если не применять специальных мер, происходит *пульсация скважины*.

Происходит это следующим образом: свободный газ, выходя из пласта, попадает не только в НКТ, но и в затрубное пространство, постепенно заполняя его. Растет $P_з$. Уровень жидкости в затрубном пространстве отесняется вниз до тех пор, пока не достигнет башмака НКТ. В этот момент газ из затрубного пространства прорывается в НКТ, что приводит к резкому разгазированию и выбросу столба жидкости, а затем и свободного газа, $P_з$ резко падает, что приводит к кратковременному притоку нефти из пласта. Часть нефти попадает в затрубное пространство, и выброс прекращается, а затем повторяется.

Пульсация скважины приводит к преждевременному износу устьевого оборудования, а также к разрушению породы пласта в призабойной зоне и выносу песка.

Применяются следующие способы борьбы с пульсационной работой скважины:

- 1) Отбор газа из кольцевого пространства (для поддержания постоянного $P_з$ в этом случае на выкидную линию скважины устанавливают регулятор давления).
- 2) Изоляция затрубного пространства у башмака НКТ путем установки специального пакера.

3) Обслуживание нижней части НКТ воронкой (воронки несколько меньше диаметра колонны, что затрудняет попадание свободного газа в затрубное пространство).

При разрушении или повреждении устьевого оборудования, нарушении герметичности эксплуатационной колонны и некачественном цементировании межтрубного пространства переход скважин на открытое фонтанирование можно предотвратить, применяя комплекс специального подземного скважинного оборудования, который также предназначен для обеспечения одновременной, раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов или более (рис.2.6.1.), разобщения вскрытого продуктивного горизонта от вышележащих или нижележащих пластов, разобщения колонны НКТ от затрубного пространства, обеспечения проведения многочисленных промысловых технологических операций, связанных с эксплуатацией или ремонтом скважины.

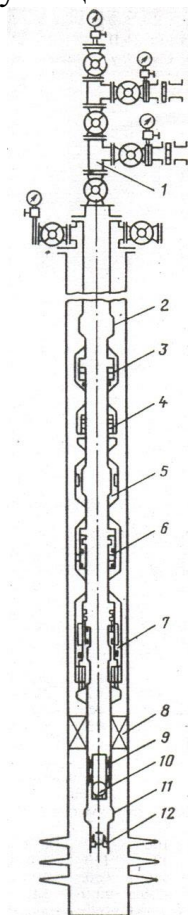


Рис. 2.6.1. Подземное скважинное оборудование, предназначенное для обеспечения одновременной раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов:

- 1 – фонтанная арматура;
- 2 – nipple для опрессовочного клапана;
- 3 – телескопическое соединение;
- 4 – ингибиторный клапан;
- 5 – циркуляционный гидравлический клапан;
- 6 – циркуляционный механический клапан;
- 7 – разъединитель колонны;
- 8 – пакер;
- 9 – nipple для клапан отсекателя;
- 10 – клапан-отсекатель с замком;
- 11 – nipple для приёмного клапана;
- 12 – башмачный клапан.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие могут быть осложнения при работе скважин?
2. Какие существуют способы борьбы с отложениями парафина на стенках НКТ?
3. Какие причины приводят к отложению солей на стенках оборудования при добыче нефти? Какими способами этого можно избежать? Какие экологические риски при этом существуют?
4. Чем опасен вынос песка в процессе добычи нефти? Какие существуют способы предотвращения выноса песка?

5. При каких условиях может возникнуть пульсация фонтанной скважины? Чем она опасна? Как ее предотвратить?

Тема 7. Замер дебита скважин на автоматизированной ГЗУ

Для контроля за разработкой месторождений, на каждой скважине необходимо замерять дебиты жидкости. Кроме того, следует знать количество механических примесей в продукции скважин. Эти данные дают возможность контролировать режим эксплуатации скважин и месторождения в целом, что позволяет принимать нужные меры по ликвидации возможных отклонений.

Для измерения дебита применяют сепарационно-замерные установки. Для измерения количества каждого компонента продукции скважины сначала следует отделить их друг от друга, т.е. необходим процесс сепарации. На практике используют индивидуальные и групповые сепарационно-замерные установки.

В современных напорных герметизированных системах сбора и транспорта продукции скважины используют автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).

АГЗУ «Спутник – А» (рис. 1.7.1) предназначена для автоматического замера дебита скважин, контроля за их работой, а также автоматической блокировки коллекторов при аварийном состоянии технологического процесса. Расчетное давление контроля и блокировки составляет 1,6 и 4,0 МПа.

Установка состоит из двух блоков: *замерно-переключающего* и *блока управления (БМА)*.

Замерно-переключающий блок содержит:

- многоходовой переключатель скважин (ПСМ);
- гидравлический привод ГП-1;
- замерный гидроциклонный сепаратор с системой регулирования уровня;
- турбинный счетчик ТОР;
- соединительные трубопроводы и запорную арматуру.

В блоке управления (БМА) монтируется блок – контроллер системы телемеханики, блок питания и электрические нагреватели.

Процесс работы установок заключается в следующем.

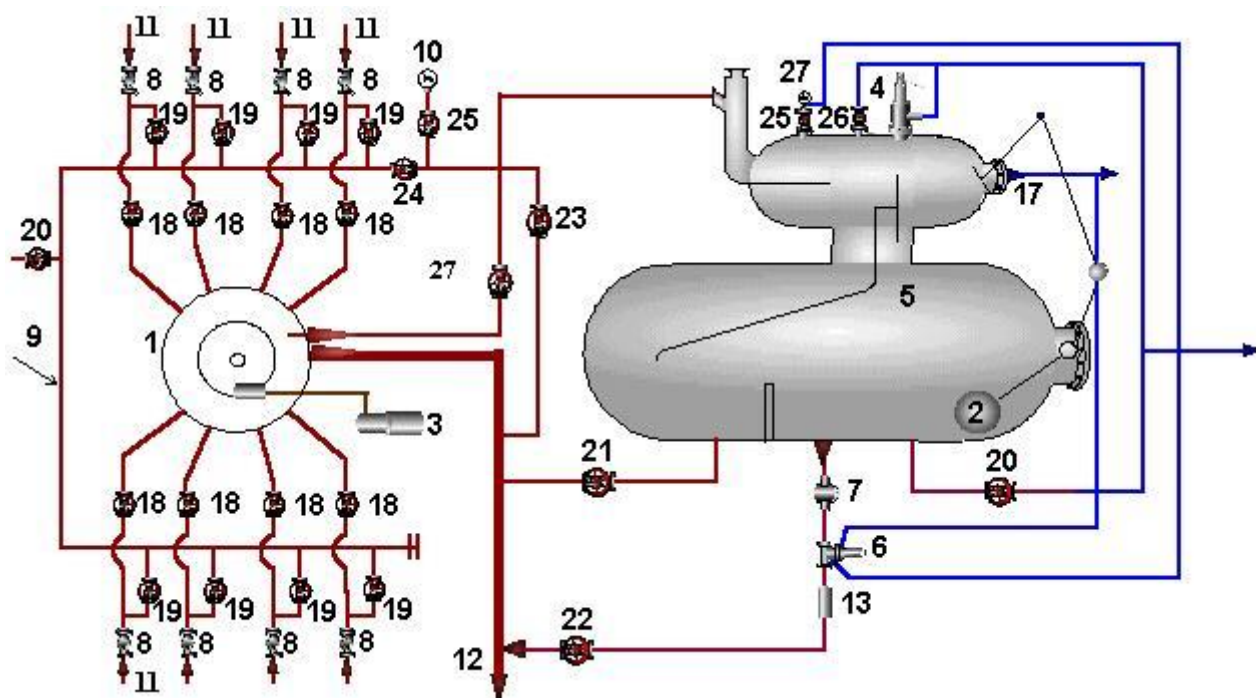


Рис 1.7.1. Автоматизированная групповая замерная установка

Продукция скважин по сборным коллекторам (11) через обратные клапаны (11) и линии задвижек (18) поступает в переключатель (1) ПСМ (переключатель скважин многоходовой). При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется через задвижку (28) в сепаратор (5), а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод (12) через задвижку (23).

В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ при открытой заслонке (17) поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. При содержании газа в жидкости при нормальных условиях более $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$ должна применяться заслонка дисковая, которая поставляется по особому заказу.

С помощью регулятора расхода (6) и заслонки (17), соединенной с поплавковым уровнемером (2), обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через турбинный счетчик жидкости ТОР с постоянными скоростями, что обеспечивает измерение дебита скважин в широком диапазоне с малыми погрешностями. Регулятор расхода (РР) соединен двумя импульсными трубками с сосудом и линией после заслонки (17). При перепаде давления РР обеспечивает выход жидкости из сосуда (5) через счетчик ТОР в общий трубопровод. Из общего трубопровода жидкость движется на ДНС (дожимную насосную станцию) или установку предварительного сброса воды (УПСВ). Для предотвращения превышения давления в сосуде (5) на нем установлен предохранительный клапан – сбросный пружинный предохранительный клапан (СППК) (4). СППК срабатывает при давлении в сосуде выше допустимого, и жидкость из сосуда (5) поступает в дренажную линию. Он тарируется не реже чем 1 раз в год (давление тарировки $P_{тар} = P_{раб.сосуда} * 1 \sim 1.25$). Счетчик ТОР выдает на блок управления и индикации (БУИ) или пункт контроля и управления импульсы, которые регистрируются электромагнитными счетчиками. Счетчик имеет шкалу и механический интегратор, где суммируется результат измерения.

Управление переключателем скважин осуществляется БУИ по установленной программе или по системе телемеханики. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода (3), и в системе гидравлического управления ГП повышается давление. Привод переключателя ПСМ, под воздействием давления гидропривода ГП, перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

Длительность измерения определяется установкой реле времени в режиме местной автоматики. Время измерения определяется руководством промысла в зависимости от дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и др. Если замерные установки оборудованы системой телемеханики, время замеров выставляется с диспетчерского пульта промысла.

Замерные установки оборудованы электрическим освещением, обогревателями и принудительной вентиляцией. Помещение БУИ или ПКУ имеет естественную вентиляцию и электрические обогреватели.

Все оборудование смонтировано на металлическом основании. На основании, по периметру рамы, крепятся панели укрытия. Внутренняя полость панелей заполняется теплоизоляционным материалом и обшивается металлическими листами.

Установка может работать в трех режимах:

1. через сепаратор на ручном режиме;
2. через сепаратор на автоматическом управлении;
3. через обводной трубопровод (запасную линию).

Кроме установки «Спутник-А», применяются установки «Спутник-Б» и «Спутник-В». В некоторых из этих установок используются автоматические влагомеры непрерывного действия для определения содержания воды в продукции скважины, а также для автоматического измерения количества газа. Пробу нефти отбирают из выкидной линии через краники или вентили.

Вопросы для самоконтроля

1. *Какое назначение автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)?*
2. *Из каких блоков состоит АГЗУ?*
3. *Опишите процесс работы автоматизированной групповой замерной установки.*

ЧАСТЬ 2. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И КОНДЕНСАТА

1.1. Состав и классификация природных газов

Состав природных газов. 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.

Фазовые состояния.

Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4) при нормальных условиях ($p=0,1$ МПа и $T=273$ К) являются реальными газами и составляют сухой 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.

Классификация природных газов.

Природные газы подразделяют на три группы.

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

2. Газы, добываемые вместе с нефтью. 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.

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 виде пара. 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 (давление 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-процесс), состав конденсата практически не изменяется, а состав газа может изменяться при прорыве сухого 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.

1.2. Основные параметры газов

1.2.1. Газовые законы

Термодинамическое состояние природного газа описывается в целом через средние параметры, а компонентов природного газа – через парциальные параметры.

Парциальные параметры. Парциальное давление компонента смеси p_i – давление, которое он бы имел при удалении из объема, занимаемого смесью, остальных компонентов при неизменных величинах начального объема и температуры; парциальный объем компонента смеси V_i – объем, который он бы имел при удалении из объема, занимаемого смесью, остальных компонентов при неизменных величинах начального давления и температуры.

Газовые законы. Связь между парциальными и средними параметрами устанавливается через следующие законы:

закон Авогадро – 1 кмоль газа при нормальных условиях ($p=760$ мм рт. ст.; $T=0^\circ\text{C}$) занимает объем 22.41 м^3 ;

закон Дальтона – аддитивности парциальных давлений p_i

$$p = \sum p_i ; \quad (2.1.1)$$

закон Амаги – аддитивности парциальных объемов V_i

$$V = \sum V_i . \quad (2.1.2)$$

1.2.2. Параметры газовых смесей

К средним параметрам газовых смесей относятся:

Плотность газа в нормальных условиях

$$\rho = \frac{M}{22.41}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (2.1.3)$$

Относительная плотность – плотность, отнесённая к плотности воздуха ρ_v при тех же значениях давления и температуры;

Концентрации компонентов:

массовые	$g_i = \frac{G_i}{G};$
молярные	$y_i = \frac{m_i}{m};$
объёмные	$x_i = \frac{V_i}{V};$

Средние характеристики

давление	$p = \frac{p_i}{x_i};$
----------	------------------------

объём	$V = \frac{V_i}{x_i};$
-------	------------------------

молекулярная масса	$M = \frac{\sum(x_i M_i)}{100} = \frac{100}{\sum(\frac{g_i}{M_i})};$	(2.1.4)
--------------------	--	---------

плотность	$\rho = \frac{100M}{\sum(\frac{x_i M_i}{\rho_i})} = \sum(x_i \rho_i).$	(2.1.5)
-----------	--	---------

При этом: плотности воздуха $\rho^0 = 1,293 \text{ кг/м}^3$, $\rho^{20} = 1,205 \text{ кг/м}^3$ (верхний индекс – температура в градусах Цельсия); концентрации связаны между собой соотношениями $g_i = \frac{x_i M_i}{M}$; $y_i = x_i$.

1.2.3. Содержание тяжелых углеводородов в газе

В газе три тяжелые фракции: пропановая, бутановая и газовый бензин. Последний принимается состоящим по массе из 1/3 бутана и 2/3 пентана (плюс вышекипящие).

Содержание тяжелых компонентов в г/м^3 определяется по формуле

$$A_i = 10 g_i \rho_{\text{см}} = 10 y_i \rho_i, \text{ г/м}^3. \quad (2.1.6)$$

В газовый бензин целиком переходит пентан, плюс вышекипящие и часть нормального бутана, по величине равная половине содержания пентана, плюс вышекипящие.

Объём паров после испарения жидкости. Объём паров, получаемый после испарения G кг жидкого углеводорода (при нормальных физических условиях $p=0,1013$ МПа, $T=273$ К), можно вычислить по формуле

$$V_{\Pi} = \frac{G}{\rho_{\Pi}} = 22,41 \frac{G}{M}, [\text{м}^3]. \quad (2.1.7)$$

1.2.4. Критические и приведённые термодинамические параметры

Критическим состоянием называется такое состояние вещества, при котором плотность вещества и его насыщенного пара равны друг другу. Параметры, соответствующие этому состоянию, называются критическими параметрами.

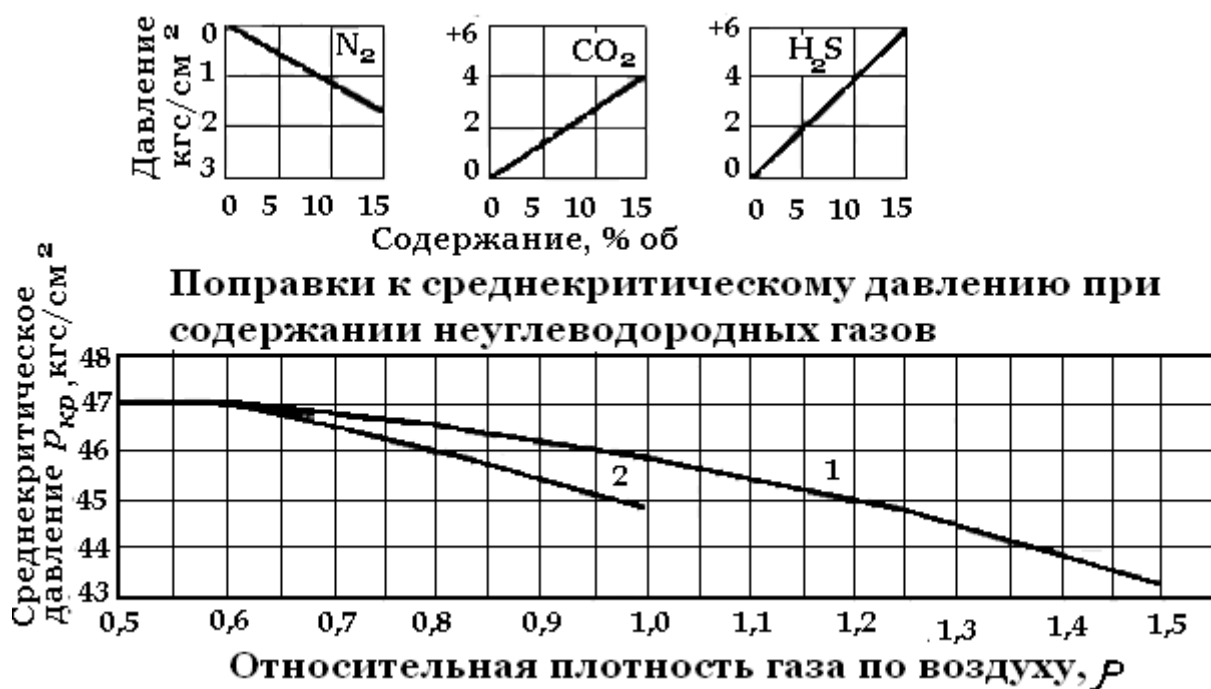


Рис. 2.1.1. Зависимость среднекритического давления от относительной плотности газа по воздуху
 1 – газовые месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения ($\rho = 0,7-0,8$)

Критической $T_{кр}$ называется такая температура, выше которой газ под действием давления любого значения не может быть превращён в жидкость.

Критическое давление $p_{кр}$, – это давление, необходимое для сжижения газа при критической температуре.

Критическим объёмом $V_{кр}$ называют объём, равный объёму одного моля газа при критических значениях давления и температуры.

Для природных газов значения $T_{кр}$ и $p_{кр}$ при известных параметрах компонентов $\rho_{кр i}$, $p_{кр i}$, $T_{кр i}$ определяются как среднекритические (псевдокритические).

$$p_{кр} = \sum(p_{кр i} x_i), T_{кр} = \sum(T_{кр i} x_i) \quad \text{при } x_{C5+} < 10\%. \quad (2.1.8)$$

Если известна относительная плотность газа $\bar{\rho}$, то средние значения критических давления и температуры природного газа можно определить по графикам, приведенным на рис. 2.1.1 и 2.1.2. При содержании в природном газе N_2 , CO_2 или H_2S в значения $T_{кр}$ и $p_{кр}$ вводятся соответствующие поправки.

Когда содержание N_2 , CO_2 или H_2S превышает 15% об., вместо графиков для определения $T_{кр}$ и $p_{кр}$ следует пользоваться формулой (2.1.8).

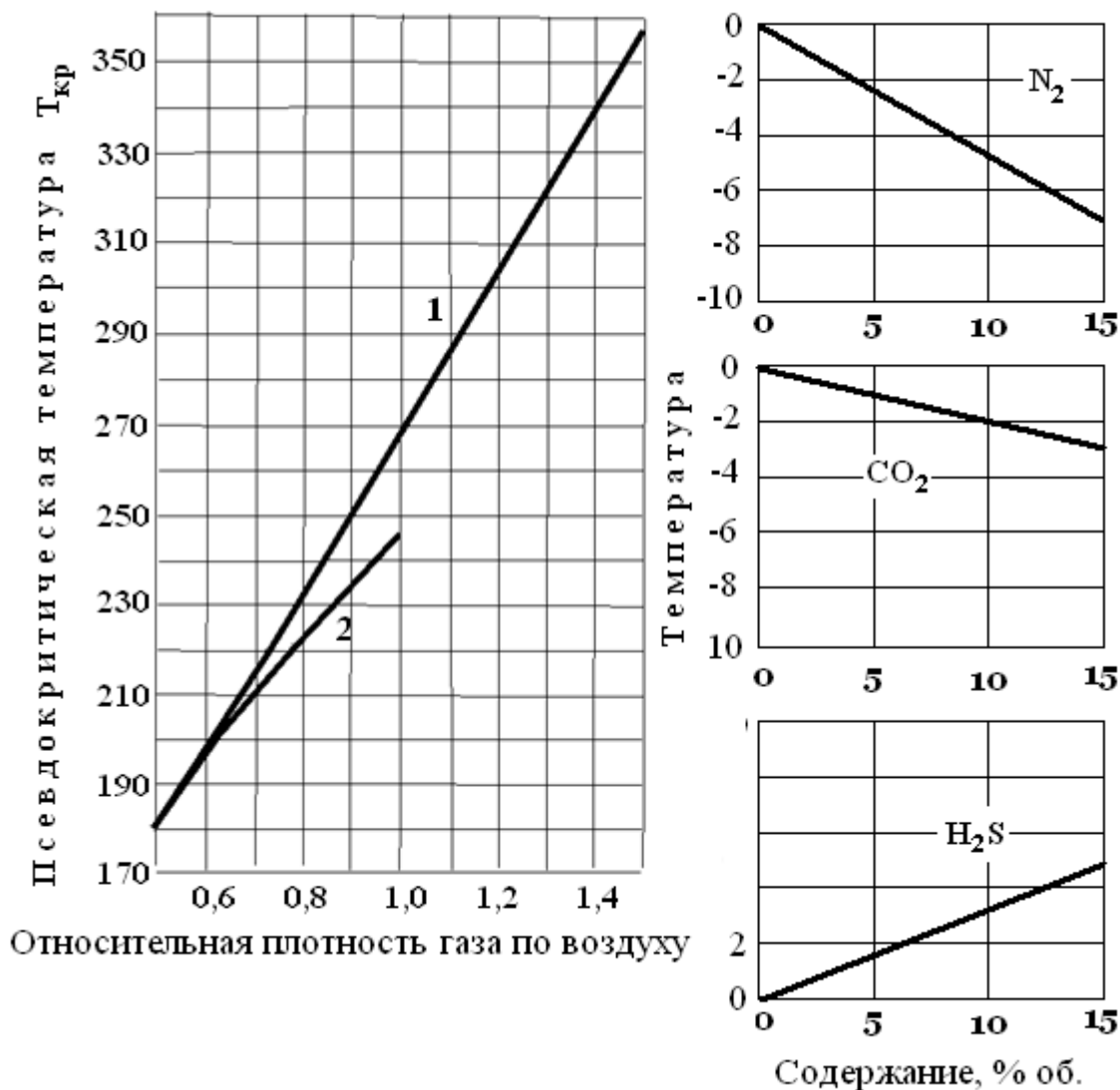


Рис. 2.1.2. Зависимость среднекритической температуры от относительной плотности газа по воздуху
1 – газовые месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения

Для приближенных расчетов при изменении относительной плотности $\bar{\rho}$ от 0,5 до 0,9 значения $p_{кр}$ и $T_{кр}$ можно определить по формулам:

давление, в кгс/см²

$$p_{кр} = 49,5 - 3,7 \bar{\rho};$$

температура, в К

$$T_{кр} = 93 + 176 \bar{\rho},$$

которые справедливы для кривых 1 на рис. 2.1.1 и 2.1.2.

Часто в расчетах, например, при определении вязкости и коэффициента сжимаемости газа, пользуются так называемыми приведенными давлениями и температурами.

Приведенным давлением $p_{пр}$ называется отношение давления газа p к его критическому давлению $p_{кр}$:

$$p_{пр} = \frac{p}{p_{кр}}$$

Приведенной температурой газа $T_{пр}$ называется отношение абсолютной температуры газа T к его критическому значению:

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}$$

1.3. Уравнения состояния

1.3.1. Уравнения состояния природных газов

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между термодинамическими параметрами, описывающими поведение вещества. В качестве таких параметров используются: давление p , температура T и плотность ρ .

Уравнение состояние идеального газа:

$$p = \rho RT. \quad (2.1.9)$$

Определение идеального газа. Идеальный газ – это газ, в котором можно пренебречь объёмом молекул и взаимодействием их между собой.

Подходы в описании уравнений состояния реальных газов:

а) в уравнение идеального газа вводится коэффициент z , который учитывает отклонение данных газов от идеального и называется коэффициентом сверхсжимаемости, а само модифицированное уравнение называют обобщённым газовым законом;

б) получают эмпирические уравнения состояния с числом параметров больше двух.

Обобщённое уравнение состояния реального газа:

$$p = z \rho RT. \quad (1.10)$$

Термодинамические параметры, определяющие коэффициент сверхсжимаемости. Коэффициент сверхсжимаемости z является функцией приведенных значений давления $p_{пр}$, температуры $T_{пр}$ и для тяжелых углеводородов C_{5+} – ацентрического фактора ω .

Ацентрический фактор учитывает нецентричность сил притяжения и рассчитывается по формуле Эдмистера:

$$\omega = \frac{3}{7} \lg \left(\frac{\frac{p_{кр}}{p_{ст}}}{\frac{T_{кр}}{T_{кип}} - 1} \right) - 1, \quad (1.11)$$

где отношение критической температуры к температуре кипения можно определить по формуле Гуревича (до C_7 , включительно):

$$\frac{T_{кр}}{T_{кип}} = 2,1898 - 0,1735 \left(\frac{T_{кр}}{100} \right) + 0,006854 \left(\frac{T_{кр}}{100} \right)^2,$$

где $540 \leq T_{кр} \leq 775$ К, $372 \leq T_{пр} \leq 625$ К

для смесей газов $\omega = \sum (y_i \omega_i)$, $0 < \omega_i < 0,4$.

Коэффициент сверхсжимаемости определяется графически (рис.2.1.3) или приближенно аналитически.

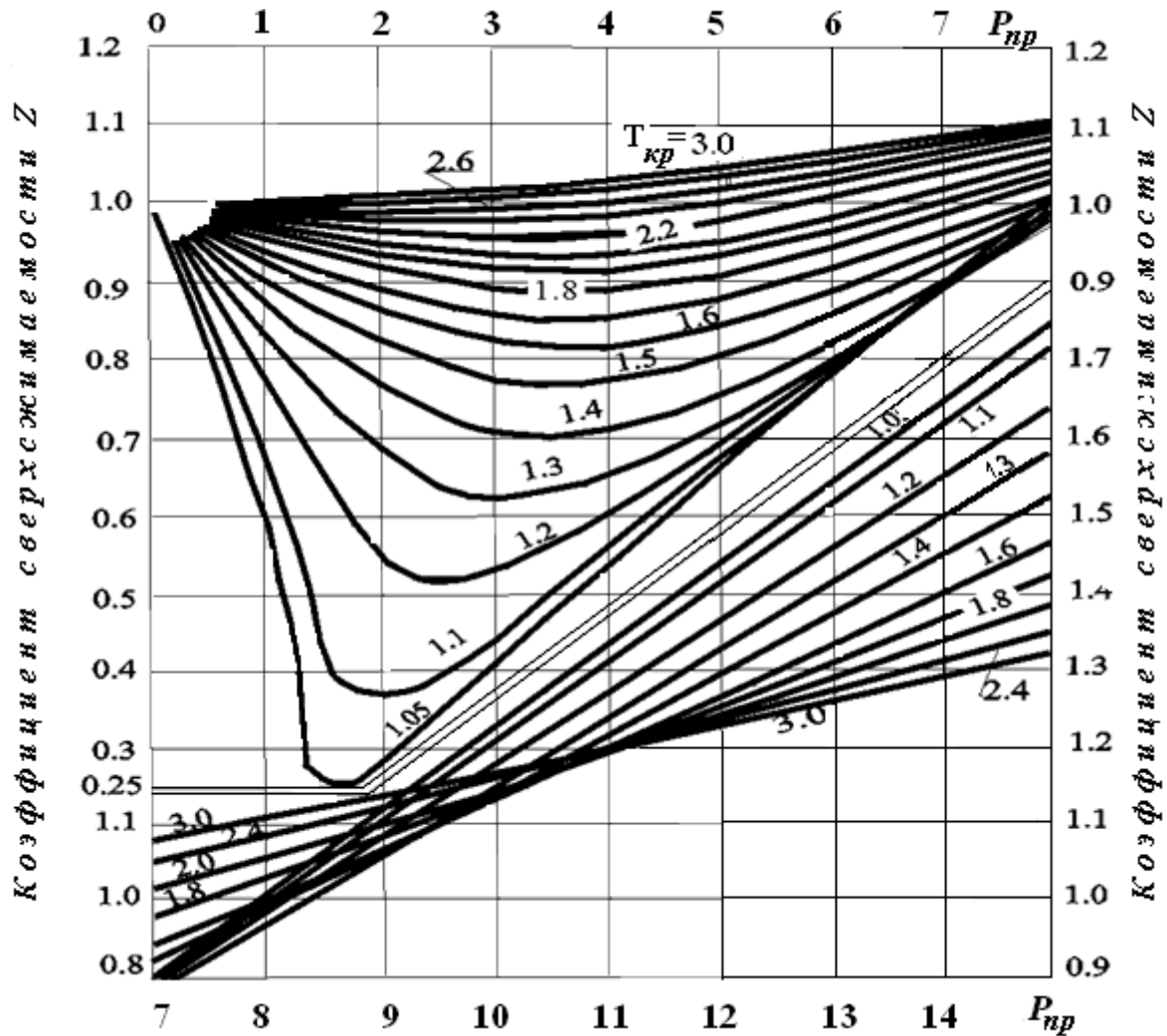


Рис. 2.1.3. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природных газов от давления и приведенной температуры

Многопараметрические зависимости.

Зависимость Редлиха-Квонга:

$$p = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a}{T^{0.5}V(V + b)},$$

(2.1.13)

где P – давление, Па;

T – абсолютная температура, К;

V – мольный объем, м³/моль;

$$a = 0.4275R^2 \frac{T_{кр}^{2.5}}{p_{кр}} ;$$

$$b = 0.08664 R \frac{T_{кр}}{p_{кр}} .$$

Область действия – сухие газы в докритической области.

Уравнение Пенга-Робинсона:

$$p = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad (2.1.14)$$

где: $a(T) = a_{кр} \alpha(T_{пр}, \omega)$;

$$a_{кр} = 0.45724 R^2 \frac{T_{кр}^2}{p_{кр}} ;$$

$$b = 0.0778 R \frac{T_{кр}}{p_{кр}} ;$$

$$\alpha = \{1 + m (1 - T_{пр}^{0.5})\}^2 ;$$

$$m = 0.37464 + 1.54226 \omega - 0.26992 \omega^2 .$$

Для многокомпонентных смесей $a = \sum(y_i a_i)$; $b = \sum(y_i b_i)$.

Область действия – сухие газы в критической области; газоконденсатные смеси.

1.3.2. Расчетные методы определения коэффициента сверхсжимаемости

Из уравнения состояния Пенга-Робинсона:

$$z^3 - (1 - B) \cdot z^2 + (A - 3 \cdot B^2 - 2 \cdot B)z - (A \cdot B - B^2 - B^3) = 0, \quad (2.1.15)$$

где

$$A = \frac{a(T)p}{R^2 T^2},$$

$$B = \frac{pb}{RT} .$$

Область использования: $p < 50$ МПа; $x_{C5+} < 40$ моль%; пары воды.

Выбор z: z газовой фазы соответствует наименьший положительный корень уравнения, а z жидкой фазы – наибольший положительный корень.

Аппроксимация Платонова-Гуревича:

$$z = (0.4 \cdot \lg T_{пр} + 0.73)^{p_{пр}} + 0.1 p_{пр} \quad (2.1.16)$$

где $p_{кр}$ и $T_{кр}$ вычисляются по формулам *Хенкинсона, Томаса и Филлипса:*

$$p_{кр} = 0,006894 \left(709,604 - \frac{M}{28,96} 58,718 \right), \text{ МПа;}$$

$$T_{кр} = \frac{\left(170,491 + \frac{M}{28,96} 307,44\right)}{1,8}, \text{ К.} \quad (2.1.17)$$

Область использования – $p < 40$ МПа; $x_{C_5+} < 10$ моль%.

Погрешность формулы: меньше 1% при $p < 25$ МПа; 3% при $p = 25\text{--}35$ МПа и 5% – от 35 до 40 МПа.

1.4. Физико-химические и теплофизические свойства природных газов

1.4.1. Вязкость

Вязкость – свойство жидкостей и 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.

Основной единицей вязкости в системе СИ является паскаль-секунда (Па · с). В нефтепромысловой практике вязкость измеряют в пуазах (П) или сантипуазах (сП). $1\text{ сП} = 0,01\text{ П} = 0,001\text{ (Па} \cdot \text{с)}$.

Коэффициент кинематической вязкости. В расчетах, наряду с абсолютной вязкостью газа, применяют кинематическую вязкость ν , равную абсолютной вязкости, деленной на плотность газа: $\nu = \mu/\rho$.

Единицей кинематической вязкости является квадратный метр на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$) или квадратный миллиметр на секунду ($\text{мм}^2/\text{с}$) $1\text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-6}\text{ м}^2/\text{с}$.

В нефтепромысловой практике кинематическую вязкость измеряют в стоксах (Ст) или сантистоксах (сСт) $1\text{ Ст} = 10^{-4}\text{ м}^2/\text{с}$; $1\text{ сСт} = 10^{-6}\text{ м}^2/\text{с} = 1\text{ мм}^2/\text{с}$.

При пересчетах абсолютной вязкости газа в кинематическую значения плотности ρ или удельного веса γ берутся при рассматриваемых давлениях и температурах.

Учет влияния на вязкость азота – $\mu_{см} = y_a \mu_a + (1 - y_a) \mu_y$.

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

В жидкостях, где расстояние между молекулами много меньше, чем в газах, вязкость обусловлена молекулярным взаимодействием, ограничивающим подвижность молекул. В жидкости молекула может проникнуть в соседний слой лишь при образовании в нём полости, достаточной для перескакивания туда молекулы. На образование полости (на “рыхление” жидкости) расходуется так называемая энергия активации вязкого течения.

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

Качественная зависимость вязкости газов и жидкостей от температуры.

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.2.1.2). Присутствие неуглеводородных компонентов в газе повышает вязкость природного газа.

В жидкостях энергия активации уменьшается с ростом температуры и понижением давления. В этом состоит одна из причин резкого снижения вязкости жидкостей с повышением температуры и роста её при высоких давлениях.

В силу того, что при больших давлениях газы приобретают свойства жидкости, при давлениях больших 10–15 МПа, вязкость природных газов падает с ростом температуры (рис.1.4), но само значение вязкости повышается с ростом давления.

1.4.2. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона

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

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

При охлаждении газа эффект считается положительным, при нагревании его – отрицательным.

Коэффициент Джоуля-Томсона. Изменение 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.

Интегральный дроссель-эффект и области его значения. Изменение температуры газа в процессе изохорического расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется интегральным дроссель-эффектом. Это изменение можно определить по соотношению:

$$T_1 - T_2 = \int_{p_2}^{p_1} D_i dp . \tag{2.1.18}$$

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.

1.4.3. Поверхностные явления при движении жидкой и паровой фаз в пористой среде. Межфазное натяжение

Причина возникновения поверхностных явлений. Причиной возникновения на границах контакта фаз поверхностных явлений является значительное различие в физико-химических свойствах фаз.

Значение поверхностных явлений. Поверхностные явления во многом определяют количество и распределение в поровом пространстве связанных и остаточных нефти, воды, газа; форму кривых фазовых проницаемостей; эффективность методов повышения газоотдачи.

Виды поверхностных явлений. Среди поверхностных явлений, протекающих на границах раздела фаз, особое влияние на эффективность разработки газовых залежей оказывают: поверхностное натяжение, капиллярное давление, смачиваемость, капиллярная пропитка и адсорбция.

Причина возникновения поверхностного натяжения и его физический смысл. Поверхностное натяжение на границе фаз возникает вследствие того, что молекулы вещества, находящиеся вблизи поверхности раздела, взаимодействуют не только между собой, но и с молекулами вещества соседней фазы. При этом молекулы из внутреннего объёма перемещаются в поверхностный слой с образованием новой поверхности. Работа обратимого, изотермического образования единицы новой поверхности раздела фаз при постоянстве давления называется поверхностным натяжением σ .

Единица измерения поверхностного натяжения. Величина поверхностного натяжения в СИ измеряется в Дж/м² или в Н/м.

Изменение поверхностного натяжения с ростом Р и Т. Поверхностное натяжение нефти и воды на границе с газом обычно составляет от 5 до 70 мН/м и уменьшается с ростом давления и температуры.

Коэффициент поверхностного межфазного натяжения равен нулю при критических значениях давления и температуры.

1.4.4. Опасные свойства природного газа

Токсичность. Опасным свойством природных газов является их токсичность, зависящая от состава газов, способности их при соединении с воздухом образовывать взрывоопасные смеси, воспламеняющиеся от электрической искры, пламени и других источников огня.

Чистые метан и этан не ядовиты, но при недостатке кислорода в воздухе вызывают удушье.

Взрываемость. Природные газы при соединении с кислородом и воздухом образуют горючую смесь, которая при наличии источника огня (пламени, искры, раскаленных предметов) может взрываться с большой силой. Температура воспламенения природных газов тем меньше, чем выше молекулярная масса. Сила взрыва возрастает пропорционально давлению газозооной смеси.

Природные газы могут взрываться лишь при определенных пределах концентрации газа в газозудной смеси: от некоторого минимума (низший предел взрываемости) до некоторого максимума (высший предел взрываемости).

Низший предел взрываемости газа соответствует такому содержанию газа в газозудной смеси, при котором дальнейшее уменьшение его делает смесь невзрываемой. Низший предел характеризуется количеством газа, достаточным для нормального протекания реакции горения.

Высший предел взрываемости соответствует такому содержанию газа в газозудной смеси, при котором дальнейшее его увеличение делает смесь невзрываемой. Высший предел характеризуется содержанием воздуха (кислорода), недостаточным для нормального протекания реакции горения.

С повышением давления смеси значительно возрастают пределы ее взрываемости. При содержании инертных газов (азот и др.) пределы воспламеняемости смесей также возрастают.

Горение и взрыв – одготипные химические процессы, но резко отличающиеся по интенсивности протекающей реакции. При взрыве реакция в замкнутом пространстве (без доступа воздуха к очагу воспламенения взрывоопасной газозудной смеси) происходит очень быстро.

Скорость распространения детонационной волны горения при взрыве (900 – 3000 м/с) в несколько раз превышает скорость звука в воздухе при комнатной температуре.

Сила взрыва максимальна, когда содержание воздуха в смеси приближается к количеству, теоретически необходимому для полного сгорания.

При концентрации газа в воздухе в пределах воспламенения и при наличии источника воспламенения произойдет взрыв; если же газа в воздухе меньше нижнего предела или больше верхнего предела воспламенения, то смесь не способна взорваться. Струя газовой смеси с концентрацией газа выше верхнего предела воспламенения, поступая в объем воздуха и смешиваясь с ним, сгорает спокойным пламенем. Скорость распространения фронта волны горения при атмосферном давлении составляет около 0,3–2,4 м/с. Нижнее значение скоростей – для природных газов, верхнее – для водорода.

Детонационные свойства углеводородов парафинного ряда. Детонационные свойства проявляются от метана до гексана, октановое число которых зависит как от молекулярной массы, так и от строения самих молекул. Чем меньше молекулярная масса углеводорода, тем меньше его детонационные свойства, тем выше его октановое число.

1.4.5. Влажность природных газов

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

Виды влажности. 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 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.

Методы определения влагосодержания: экспериментально, по аналитическим уравнениям или номограммам, составленным при обработке экспериментальных или расчетных данных.

Влияние углеводородных компонентов и свойств газа на влажность. 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.

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

1.4.6. Гидратообразование

Состав и структура гидратов. 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 называют твердыми растворами внедрения, а иногда – соединениями включения.

По современным представлениям молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью сил притяжения Ван-дер-Ваальса

Влияние углеводородных компонент и свойств природного газа на гидратообразование. Увеличение процентного содержания сероводорода

углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50 атмосфер для чистого метана температура образования гидратов составляет 6°C, а при 25%-ом содержании H₂S она достигает 10°C. 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°C 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.

Вопросы для самоконтроля

1. *Что такое природный газ? Сухой газ? Конденсат? Какой состав природных газов? Как классифицируются природные газы?*
2. *Как изменяется состав природного газа в процессе разработки?*
3. *Какими параметрами описывается термодинамическое состояние природного газа? Смеси газов?*
4. *Какие параметры называются критическими параметрами? Как они определяются?*
5. *Какие параметры называются приведенными параметрами? Как они определяются?*
6. *Что такое коэффициент сверхсжимаемости? Для чего он используется? Как определяется?*
7. *Каким уравнением описывается состояние сухих газов в докритической области? Уравнение состояния газоконденсатных смесей?*
8. *Назовите физико-химические и теплофизические свойства природных газов.*
9. *Что такое дросселирование газа?*
10. *Что такое гидраты? Какие условия способствуют гидратообразованию?*

2. ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

2.1. Залежи природного газа и их классификация

2.1.1. Залежи природного газа

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

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.

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. 2.2.1), высшую точку которой называют вершиной, боковые (но 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 эффективной 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.

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.

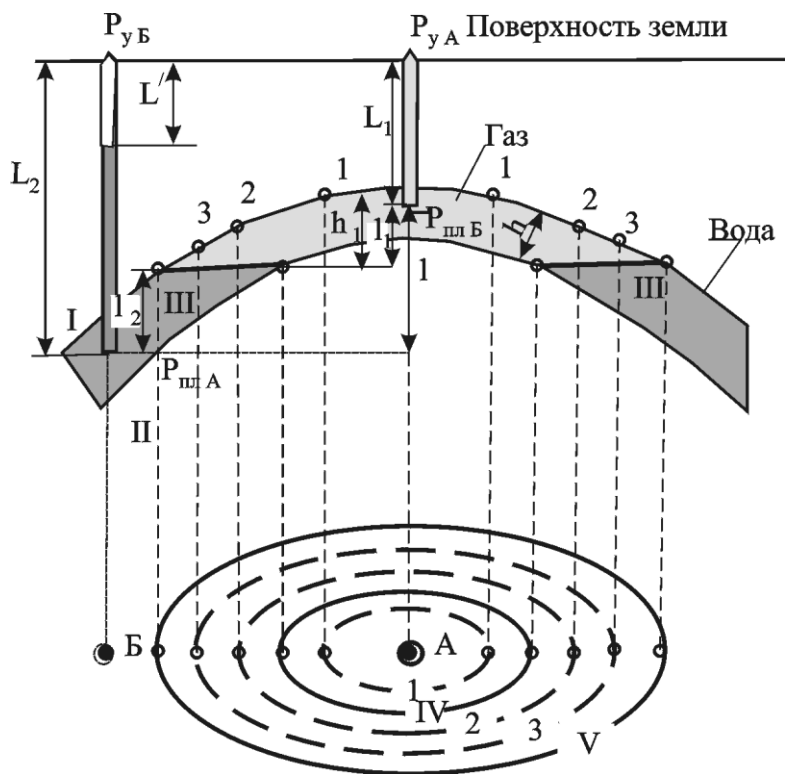


Рис. 2.2.1. Схема пластово-сводовой залежи с контурной водой

I – кровля пласта, II – подошва пласта, III – ГВК, h – мощность пласта, h_1 – этаж газоносности, IV – внутренний контур газоносности, V – внешний контур газоносности, 1,2,3 – изогипсы, A – газовая скважина глубиной L_1 ; B – водяная скважина глубиной L_2 ; I_1 – расстояние от забоя скважины A до контакта газ-вода; I_2 – расстояние от забоя скважины B до ГВК; I – расстояние по вертикали между забоями скважин A и B; L' – высота от устья до уровня

В последние годы на практике широко применяют новые методы разведки газовых и газоконденсатных месторождений, сущность которых состоит в том, что с помощью первых разведочных скважин устанавливаются 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 газоводяного контакта, который определяется по данным каротажа или опробования скважин.

2.1.2. Классификация месторождений

По составу углеводородов выделяют месторождения:

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

б) *газонефтяные* – сухой газ + жидкий газ (пропан-бутановая смесь) + газовый бензин C_{5+} (метан = 35–40%, этан = 20%, жидкий газ = 26–30%, газовый бензин = 5%, углеводороды = 8–13%, $\Delta \approx 1.1$);

в) *газоконденсатные* – сухой газ + конденсат (бензиновая, керосиновая, лигроиновая и иногда масляная фракции) (метан = 75–90%, этан = 5–9%, жидкий газ = 2–5%, газовый бензин = 2–6%, углеводороды = 1–6%, $\Delta \approx 0.7-0.9$).

г) *газогидратные* – газ в твердом состоянии.

Газоконденсатные месторождений по фазовому состоянию бывают:

а) *однофазные насыщенные* – пластовое давление $p_{пл}$ равно давлению начала конденсации p_k ;

б) *однофазные ненасыщенные* – $p_{пл} > p_k$;

в) *двухфазные* – $p_k > p_{пл}$;

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

Газоконденсатные месторождения по содержанию конденсата.

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 $300\text{ см}^3/\text{ м}^3$;

IV – высокое содержание от 300 до $600\text{ см}^3/\text{ м}^3$;

V – очень высокое содержание, свыше $600\text{ см}^3/\text{ м}^3$.

Газовые и газоконденсатные месторождений по содержанию нефти делятся на:

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

б) залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

Месторождений по величине начального пластового давления:

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.

Месторождений по дебитности (максимально возможному рабочему дебиту) подразделяются на группы:

а) низкодебитные – до 25 тыс. $\text{ м}^3/\text{сутки}$;

б) малодебитные – 25–100 тыс. $\text{ м}^3/\text{сутки}$;

- в) среднедебитные – 100–500 тыс. м³/сутки;
- г) высокодебитные – 500–1000 тыс. м³/сутки;
- д) сверхвысокодебитные – свыше 1000 тыс. м³/сутки.

2.1.3. Методы определения типа залежи по составу и фазовому состоянию

Методы разделения залежей по составу

Определение типа залежи по газоконденсатному фактору.

Газоконденсатный фактор K_2 – количество газа в кубических метрах, приходящихся на 1 м³ получаемой жидкой продукции – конденсата.

К газоконденсатным относятся залежи, из которых добывают слабоокрашенные или бесцветные углеводородные жидкости плотностью 740–780 кг/м³ с $K_2 = 900 - 1100$ м³/м³. Нефтяная залежь – $K_2 < 630 - 650$ м³/м³.

Определение типа залежи по Кортаеву:

а) газовые $\frac{i - C_4H_{10}}{n - C_4H_{10}} = g > 1$;

б) газоконденсатно-нефтяные, газонефтяные и попутный газ – $g = 0,5-0,8$;

в) газоконденсатные – $g = 0,9-1,1$.

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.2.2.2.) 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.2.2.2) кривая точек кипения “а” – граница однофазного жидкого и двухфазного парожидкостного состояний, а кривая точек росы “б” – граница однофазного газообразного и двухфазного парожидкостного состояний.

Эти кривые сходятся в критической точке K . Критическая точка – максимальное значение кривой точек кипения по температуре, но не давления. Максимальному давлению этой кривой соответствует точка N , называемая криконденбарой. Для кривой точек росы – критическая точка максимальна по значению давления, но максимальному значению температуры соответствует точка M , которая называется крикондентермой.

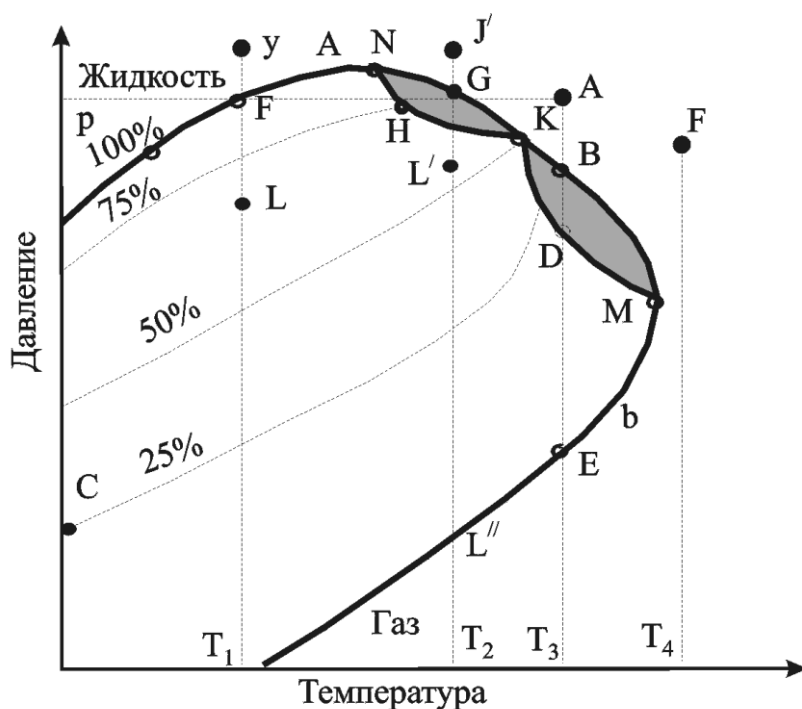


Рис. 2.2.2. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

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. 2.2.2.) со всеми её особенностями присуща любым многокомпонентным смесям, но ширина её 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 криткондентермы M (точка F) и в процессе разработки месторождения давление падает (линия FT_4), то эта смесь будет всё время находиться в однофазном газообразном состоянии. Такие смеси образуют газовые месторождения.

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

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, то нефть содержит большое количество газообразных и легкокипящих углеводородов и обладает большей усадкой. Такие нефти называют лёгкими. Они отличаются высоким газонефтяным соотношением и плотностью, приближающейся к плотности газового конденсата.

2.2. Распределение давления в месторождениях и газовых скважинах

2.2.1. Определение пластовых давлений

Горное давление и формула для его определения.

Горным называется давление, создаваемое весом залегающих над газом пород.

$$P_{гор} = 0,1 \gamma_n L, \quad (2.2.1)$$

где $p_{гор}$ – горное давление в кгс/см²;

γ_n - средний удельный вес горных пород всех вышележащих пластов с учётом насыщающих их жидкостей в гс/см³ или тс/м³;

L – глубина, считая от поверхности земли до точки пласта, в которой определяется горное давление в м. При ориентировочных расчётах принимается $\gamma_n = 2,5$ гс/см³.

Пластовое давление и методы его определения. Давление газа в газовой залежи (пластовое давление) всегда меньше горного. Определяют его по давлению на забое закрытой скважины. Учитывая, что углы наклона пластов незначительны, для большинства газовых месторождений можно считать, что начальное пластовое давление одинаково во всех точках залежи. При значительных этажах газоносности залежи значения этого давления могут значительно отличаться по различным скважинам при одинаковых давлениях на устье. На своде их значения будут меньше, чем на крыльях.

На практике пластовое давление $p_{пл}$ принимается равным гидростатическому, т.е. примерно глубине скважины L [м], умноженной на удельный вес воды γ_v [кг·м/с²]. При этом учитывается возможное отклонение от данного значения с помощью введения коэффициента несоответствия α , изменяющегося в пределах 0,8 – 1,2:

$$p_{пл} = \alpha \gamma_v \frac{L}{10^6} \text{ [МПа]}. \quad (2.2.2)$$

Причины аномальности пластового давления. Причины аномальности лежат в геологических особенностях сообщаемости горизонтов, величинах горного давления. Аномально высокие давления имеют замкнутые пласты без выходов на поверхность при высоких этажах газоносности и уплотнённых породах.

2.2.2. Определение забойного давления по давлению на устье для остановленной скважины

2.2.2.1. Барометрическая формула

Исходные уравнения:

Уравнение статического равновесия $dp = g\rho dL$.

Уравнение состояния:

$$\rho = RT \frac{p}{z}$$

Формула барометрического нивелирования (Лапласа-Бабинэ) получается после интегрирования уравнения статического равновесия при замене плотности по уравнению состояния:

$$p_{пл} = p_z = p_y = p_y e^s, \quad (2.2.3)$$

где

$$s = 0,03415 \bar{\rho} \frac{L}{T_{cp} z_{cp}}; \quad (2.2.4)$$

где p_z, p_y – забойное и устьевое давления, МПа;

z_{cp} – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый при средних значениях T_{cp} и p_{cp} ;

$\bar{\rho}$ – относительная плотность газа.

Алгоритм расчета пластового давления. Вычисление $p_{пл}$ осуществляется методом последовательных приближений по следующему алгоритму:

1) определяем критические параметры $p_{кр}, T_{кр}$;

2) находим среднюю температуру газа в стволе скважины по формуле:

$$T_{cp} = \frac{(T_z - T_y)}{\ln\left(\frac{T_z}{T_y}\right)},$$

где T_z, T_y – температуры на забое и устье скважины, и среднее давление:

$$p_{cp} = \frac{(p_z + p_y)}{2};$$

3) определяем приведённые значения средних давления p_{np} и температуры T_{np} ;

4) находим z_{cp} (в случае необходимости используя также фактор ацентричности ω);

5) находим p_z и новое значение p_{cp} ;

6) повторяем вычисления по пунктам (3) и (4);

7) сравниваем изменение z_{cp} по заданной относительной погрешности

$$\frac{|z_{cp,i} - z_{cp,i-1}|}{z_{cp,i}} \leq \varepsilon$$

(для определённости возьмём $\varepsilon = 3\%$);

8) если последнее условие выполнено, то расчет заканчивается, в противном случае находим новое значение p_{cp} и повторяем итерационный процесс с пункта 6.

Значение $p_{пл}$, определённое при $z_{ср}$ последнего шага итерации, и будет считаться истинным. При этом определение $p_{пл}$ осуществляется при постоянном составе газа вдоль ствола скважины.

Пластовое давление в газоконденсатных скважинах

Пластовое давление в газоконденсатных скважинах с большим содержанием конденсата (более 40 – 50 см³/м³) необходимо определять с помощью скважинных манометров либо рассчитывать по приближенным формулам. Например, в барометрической формуле заменить относительную плотность газа относительной плотностью газоконденсатной смеси.

2.2.3. Определение забойного давления в работающей скважине

Газовая скважина

Причины невозможности использования формулы барометрического нивелирования:

- 1) скважина эксплуатируется по фонтанным трубам и затрубному пространству одновременно;
- 2) скважина не имеет фонтанных труб;
- 3) скважина оборудована пакером.

Исходное уравнение количества движения:

$$\frac{dp}{dL} + \rho g \frac{dz}{dL} + 2 \frac{\lambda \rho \omega^2}{D_T} = 0 ,$$

здесь L – длина трубы, м (берётся обычно от устья до середины вскрытого интервала; для наклонных скважин определяется по вертикали $h=L \cos \alpha$);

w – скорость газа, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

λ – коэффициент гидравлического трения;

ρ – плотность газа в кг/м³;

D_T – диаметр трубы в м.

Общий вид формулы:

$$p_3 = \sqrt{(p_y^2 e^{2s} + \theta Q_{\Gamma}^2)} , \tag{2.2.5}$$

Где

$$s = 0,03415 \rho \frac{L}{T_{ср} z_{ср}} ;$$

$$\theta = 0,0133 \lambda \frac{T_{ср}^2 z_{ср}^2}{D^5} (e^{2s} - 1) . \tag{2.2.6}$$

Алгоритм расчета. Забойное давление определяют методом последовательных приближений, так как в формулу входит коэффициент $z_{ср}$, для определения которого необходимо знать p_3 . Чтобы оценить $z_{ср}$, значение $p_{ср}$ можно вычислить по формуле:

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left(p_3 + \frac{p_y^2}{p_3 + p_y} \right).$$

В первом приближении $p_{cp} = p_y$. Вычисленное значение p'_3 подставляется в формулу определения забойного давления. Приближения выполняются до тех пор, пока относительная погрешность вычисления z соседних итераций не окажется меньше заданной величины ϵ .

Коэффициент гидравлического сопротивления. Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима движения газа по трубе и поверхности стенок труб. При встречающихся на практике скоростях в газовых скважинах λ зависит от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости δ .

Число Рейнольдса, относительная шероховатость, критическое значение числа Рейнольдса.

Число Рейнольдса – параметр, определяющий отношение инерционных сил к вязкостным:

$$Re = K \frac{Q \bar{\rho}}{D \mu},$$

$$\delta = \frac{2l_k}{10D},$$

где K – температурный коэффициент, равный 1910 при 273 К и уменьшающийся с ростом температуры (равен 1777 при $T=293$ К), $\text{кг}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$;

Q – дебит газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$;

l_k – абсолютная шероховатость, мм;

D – внутренний диаметр труб, см;

$\bar{\rho}$ – относительная плотность по воздуху.

Выражение для сопротивления в случае ламинарного течения. Если режим ламинарный ($Re < 2300$), то λ не зависит от шероховатости и его определяют по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re}.$$

Выражение для сопротивления в случае турбулентного течения. При турбулентном режиме течения λ зависит от Re и δ и его определяют по формуле:

$$\lambda = \frac{0,25}{\left[\lg \left(\frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\delta}{7,41} \right) \right]^2}.$$

(2.2.7.)

При больших скоростях (дебит больше значения минимального дебита Q_{min}) наступает турбулентная автомодельность и тогда λ не зависит от Re :

$$\lambda = \left[\frac{1}{2 \lg \frac{7,4}{\delta}} \right]^2. \quad (2.2.8.)$$

В целом, коэффициент сопротивления фонтанных труб, кроме шероховатости, зависит от местных сопротивлений и неровностей в местах их соединения, от наличия в потоке твёрдых и жидких примесей и других факторов. Сопротивление труб меняется в процессе эксплуатации скважины по мере изменения шероховатости поверхности труб.

Выражение для эквивалентного диаметра при течении в межтрубном пространстве:

$$D_э = \sqrt{(D^2 - d_n^2)}. \quad (2.2.9.)$$

Выражение для эквивалентного диаметра в случае одновременного течения по НКТ и в межтрубном пространстве:

$$D_э = \sqrt{(D^2 - d_n^2 + d_{вн}^2)}. \quad (2.2.10.)$$

В последних формулах:

$d_{вн}, d_n$ – внутренний и наружный диаметры фонтанных труб;

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны.

Неизотермическое течение газа по стволу скважины

Зависимость для забойного давления:

$$p_з = \sqrt{\left(p_y^2 \left(\frac{T_з}{T_y} \right)^{2s} + 0,0133\lambda \frac{T_{ср}^2 z_{ср}^2 Q^2}{D^5} \left[\left(\frac{T_з}{T_y} \right)^2 - \left(\frac{T_з}{T_y} \right)^{2s} \right] \right)}, \quad (2.2.11.)$$

где

$$s = 0,03415 \frac{\bar{\rho}}{\alpha z_{ср}},$$

$$\alpha = \frac{T_з - T_y}{L};$$

$T_з, T_y$ – соответственно забойная и устьевая температура, К;

L – глубина скважины, м.

Определение забойного давления при движении газа по двухступенчатой колонне фонтанных труб

Условия учета двухступенчатости. Если имеется двухступенчатая колонна, и башмак фонтанных труб расположен значительно выше забоя (или интервала перфорации), то движение газа можно рассматривать как движение по двухступенчатой колонне, нижней секцией которой является эксплуатационная колонна.

Формула:

$$p_3 = \sqrt{[p_y^2 e^{2(s_1+s_2)} + K_1 e^{2(s_1+s_2)} - (K_1 - K_2) e^{2s_2} - K_2]}, \quad (2.2.12.)$$

где

$$s_1 = 0,03415 \bar{\rho} \frac{L_1}{z_{1cp} T_{1cp}},$$

$$s_2 = 0,03415 \bar{\rho} \frac{L_2}{z_{2cp} T_{2cp}},$$

$$K_1 = 0,0133 \lambda_1 \frac{T_{1cp}^2 z_{1cp}^2 Q^2}{D_1^5},$$

$$K_2 = 0,0133 \lambda_2 \frac{T_{2cp}^2 z_{2cp}^2 Q^2}{D_2^5}$$

(2.2.13.)

где D_1, D_2 – внутренние диаметры верхней и нижней секций труб, см;

L_1, L_2 – соответственно длина этих секций, м.

Случай значительного превышения диаметром эксплуатационной колонны диаметра фонтанных труб. Если диаметр эксплуатационной колонны значительно превышает диаметр фонтанных труб, то потерями при движении газа на нижнем участке можно пренебречь. В этом случае $K_2 \ll K_1$, и поэтому забойное давление можно рассчитать по формуле:

$$p_3 = \sqrt{[p_y^2 e^{2s_2} + K_1 e^{2s_2} (e^{2s_1} - 1)]}, \quad (2.2.14.)$$

где

$$2s \cong 2(s_1 + s_2) = 0,0683 \bar{\rho} \frac{(L_1 + L_2)}{z_{cp} T_{cp}} = 0,0683 \bar{\rho} \frac{L}{z_{cp} T_{cp}}.$$

Определение забойного давления в газоводяных и газоконденсатных скважинах

Структуры течения газожидкостных смесей и их характеристика.

Газожидкостные течения по своей структуре разделяются на пузырьковые, пробковые (снарядные), вспененные и кольцевые (плёночные).

Пузырьковая структура характеризуется течением пузырьков газа, имеющих средний диаметр, значительно меньший диаметра ствола скважины в потоке жидкости. Эта структура наблюдается при малых объёмах газосодержания.

По мере увеличения содержания газа, когда газовые пузыри занимают почти всё сечение ствола, образуется пробковая структура с сильно деформируемыми газовыми пузырями и жидкостными перемычками.

При вспененной структуре возрастают пульсации давления, жидкость по стенке ствола при восходящем потоке может частично двигаться вниз (против течения газа), в результате чего возникает явление «опрокидывания» потока жидкости. Движение жидкости вниз способствует появлению больших жидкостных скоплений, насыщенных газовыми пузырями, которые с большой скоростью увлекаются потоком газа.

Дальнейшее повышение скорости и газосодержания приводит к кольцевой структуре течения, которая характеризуется движением жидкости в виде волнистой плёнки по стенке ствола.

По мере повышения скорости газа происходит срыв капель жидкости с поверхности плёнки и вовлечение капель в ядро потока. Этот вид течения является разновидностью кольцевого и называется дисперсно-кольцевым.

Определение давления в газожидкостных скважинах по неподвижному столбу газа. Для определения забойного давления в газожидкостных скважинах по неподвижному столбу газа, т.е. по барометрической формуле, достаточно учесть истинную плотность и температуру газа на забое и на устье скважины.

Определение давления в работающей скважине и отличие от гомогенного течения. Расчёт забойного давления в работающей скважине, если в её продукции содержится жидкость, связан со структурой течения. Необходимые расчётные соотношения получаются из законов сохранения двухфазного потока при пренебрежении: изменением количества движения в уравнении сохранения количества движения, кинетической и потенциальной энергиями, работой силы трения в уравнении сохранения энергии.

$$p_3 = \sqrt{\left[p_y^2 e^{2s_0} + 0,0133\lambda \frac{T_{cp}^2 z_{cp}^2}{\rho D^5} Q_{cm}^2 (e^{2s_0} - 1) \right]}, \quad (2.2.14a)$$

где

□□□

$$s_0 = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \rho L}{z_{cp} T_{cp}} ;$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_{ж}}{\rho_{гр}} ;$$

$$Q_{\text{см}} = \frac{G_{\text{г}} + G_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}};$$

$$\rho_{\text{гр}} = \frac{\rho_{\text{г}} p_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}{p_{\text{ст}} T_{\text{ср}}};$$

$$Q_{\text{гр}} = \frac{Q_{\text{г}} p_{\text{ст}} T_{\text{ср}}}{p_{\text{ср}} T_{\text{ст}}};$$

$$\varphi \leq \beta = \frac{Q_{\text{гр}}}{Q_{\text{гр}} + Q_{\text{ж}}};$$

$$G_{\text{г}} = Q_{\text{г}} \rho_{\text{г}};$$

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}}},$$

$\rho_{\text{г}}, \rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{в}}$ – соответственно плотности газа, жидкости и воздуха при стандартных условиях, кг/м³; $\rho_{\text{гр}}$ – плотность газа при рабочих условиях, кг/м³; $Q_{\text{гр}}$ – дебит газа при рабочих условиях, тыс. м³/сут; $G_{\text{г}}, G_{\text{ж}}$ – массовые расходы газа и жидкости, т/сут; $Q_{\text{см}}, Q_{\text{г}}, Q_{\text{ж}}$ – объёмные расходы газожидкостной смеси, газа и жидкости при атмосферном давлении и стандартной температуре, тыс. м³/сут; φ – определяется экспериментально как отношение истинного объёма газа в скважине к объёму ствола $\varphi = \frac{4V_{\text{г}}}{\pi D^2 L}$, $V_{\text{г}}$ – истинный объём газа в скважине, м³; D – диаметр ствола, м; L – длина ствола, м.

Определение забойного давления при значительном перепаде температуры. Если при работе скважины, в продукции которой содержится жидкость, наблюдается значительный перепад температуры по стволу, то забойное давление определяется по формуле:

$$p_{\text{з}} = \sqrt{\left(p_{\text{у}}^2 \left(\frac{T_{\text{з}}}{T_{\text{у}}} \right)^{2s_1} + 0,0133\lambda \frac{T_{\text{ср}}^2 z_{\text{ср}}^2 \bar{\rho} Q_{\text{см}}^2}{D^5 (\bar{\rho} \rho - 29,27\alpha z_{\text{ср}})} \left[\left(\frac{T_{\text{з}}}{T_{\text{у}}} \right)^{2s_1} - \left(\frac{T_{\text{з}}}{T_{\text{у}}} \right)^2 \right] \right)}, \quad (2.2.15.)$$

где

$$\alpha = \frac{(T_{\text{з}} - T_{\text{у}})}{L};$$

$$s_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \rho}{\alpha z_{\text{ср}}}.$$

Практическое использование газосодержания. На практике определение истинного объёмного газосодержания φ затруднительно, поэтому при выводе формулы было сделано допущение о равенстве φ и расходного газосодержания β . Так как φ всегда меньше β , то при использовании данного допущения формула даёт заниженные значения забойного давления. Причём, чем больше разница между

количествами жидкости в скважине и выносимой потоком газа на поверхность, тем больше погрешность.

Методика расчета. Коэффициент гидравлического трения λ необходимо определять по результатам исследования скважин на различных режимах.

Все величины (z_{cp} , $\rho_{гр}$, $Q_{гр}$ и др.), зависящие от p_{cp} , рассчитываются методом последовательных приближений с проверкой сходимости z_{cp} .

Потери давления в скважинном оборудовании. При определении забойного давления в работающих скважинах (высокодебитных с небольшой депрессией на пласт), оборудованных пакером, клапаном отсекателем и др., необходимо учесть потери, вызванные этим оборудованием. Данные потери определяются как потери давления при прохождении газа через отрезок трубы или диафрагму.

2.4. Определение расположения газоводяного контакта (ГВК)

Физические основы ГВК и способы его определения. Газоводяной контакт представляет собой поверхность толщиной обычно в несколько метров. Характер этой поверхности определяется, в основном, капиллярными силами. Чем меньше диаметр поровых каналов, тем выше высота капиллярного поднятия воды; и чем выше неоднородность переходной зоны по размерам, тем больше толщина этой зоны, и наоборот.

Если в скважине вскрыт газоводяной контакт, его положение, как правило, устанавливают на основе данных геофизических методов. Иногда по результатам геофизических исследований (например, при наличии трещиноватых коллекторов) нет возможности четко интерпретировать полученные данные. Тогда для определения положения ГВК части пласта поэтапно опробывают снизу вверх. Этот способ прямой оценки положения ГВК требует значительных затрат времени. При опробовании водяной части пласта и создании высоких депрессий может прорваться газовый конус, и, наоборот, при опробовании газовой части – образоваться водяной конус. Подтягивание газа или воды может произойти также вследствие негерметичности цементного кольца за колонной. Если при опробовании вскрыта значительная часть пласта и получен одновременно приток газа и воды, то применяемыми в настоящее время методами установить положение ГВК с достаточной точностью затруднительно.

Если же на месторождении имеется скважина, вскрывшая большой интервал пласта, включающий ГВК, а при использовании обычных геофизических методов не получено положительных результатов, то для оценки положения ГВК можно использовать следующие способы:

1. Акустические исследования в работающей скважине с помощью глубинного шумомера в зоне вскрытого интервала. Анализ общей и линейной интенсивности изменения шума позволят оценить положение ГВК.

2. Термокартаж последовательно в работающей и остановленной скважинах и сопоставление полученных термограмм. Отрицательная аномалия температурной кривой, полученной при работе скважины в зоне вскрытого интервала, характеризует газоносную часть пласта, а зоны повышения температуры соответствуют водоносной части пласта.

3. Измерение давлений в работающей скважине при помощи дифференциальных манометров. Положение ГВК определяют по точке перегиба кривой изменения давления по глубине.

4. Перфорация под давлением в предварительно осушенной скважине со вскрытием вначале верхней газоносной части пласта и затем нижней водоносной его части.

Кроме указанных прямых методов, положение ГВК можно найти расчетным путем.

5. Приближенный метод расчета уровня ГВК, в случае отсутствия скважин, дошедших до водяной части пласта (гидростатический метод).

6. Методом В.П. Савченко при наличии на месторождении двух или более скважин, вскрывших водяную и газовую части пласта, или по данным одной скважины, в которой отдельно испытаны водяная и газовая части (не требует бурения отдельных скважин в зоне ГВК).

2.4.1. Гидростатический метод определения ГВК

Принимая давление на контакте газ–вода равным гидростатическому для газовой и водяной частей залежи, имеем:

$$p_k = 10^{-6} \rho_v g L, \quad p_k = p_y e^s,$$

где

$$s = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L_k}{z_{cp} T_{cp}}.$$

Приравнивая данные формулы и раскладывая e^x в ряд, получим выражение для определения глубины положения ГВК:

$$L_k = \frac{p_y}{10^{-6} \rho_v g - p_y s_1}, \tag{2.2.16}$$

где

$$s_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho}}{z_{cp} T_{cp}}.$$

2.4.2. Метод В.П. Савченко

Горизонтальный ГВК.

Расчет ведётся согласно схеме, показанной на рисунке 2.2.3. Для газовой скважины $p_k = p_{пл} + 10^{-6} \rho_g g l_1$; для водяной скважины $p_k = p_{пл} - 10^{-6} \rho_v g l_2$. Из данной системы уравнений с учетом соотношения $l = l_1 + l_2$ получаем:

$$l_1 = \frac{10^6 (p_{пл.г} - p_{пл.в}) + p_v l}{\rho_v - \rho_g}, \tag{2.2.17}$$

где $p_{пл.г}$, $p_{пл.в}$ – пластовые давления на забое газовой и водяной скважин, МПа;

l_1, l – расстояния по вертикали соответственно между забоем газовой скважины и ГВК и между забоями газовой и водяной скважин;
 ρ_v, ρ_g – плотности воды и газа, г/см³.

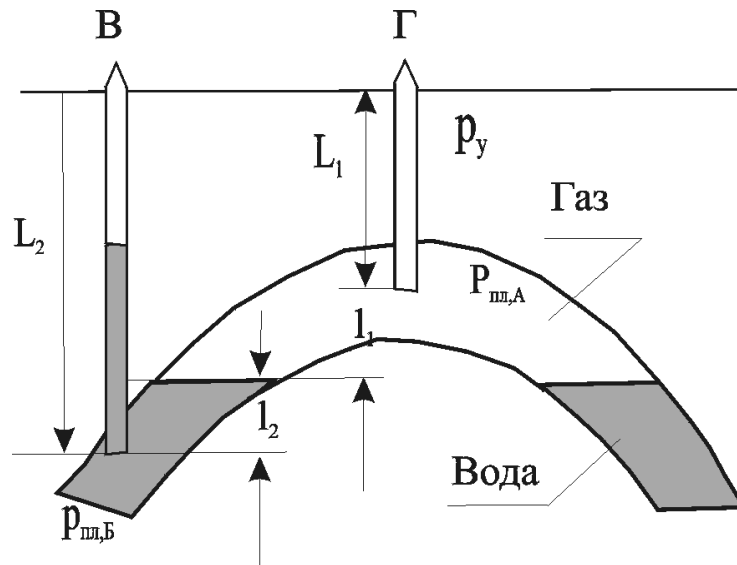


Рис. 2.2.3. Схема газовой залежи с горизонтальным ГВК

Наклонный ГВК. Если ГВК наклонный, то угол его наклона определяется согласно схеме, показанной на рисунке 2.2.4, по пластовым давлениям $p_{в1}, p_{в2}$ в скважинах 1 и 2, приведенных к плоскости I-I, относительно плоскости II-II:

$$p_{в1} - 10^{-6} \rho_v g \Delta l = p_{в2} - 10^{-6} \rho_g g \Delta l,$$

где Δl – разность положений ГВК на участке x .

Отсюда имеем:

$$\Delta l = \frac{10^6 (p_{в1} - p_{в2})}{g(\rho_v - \rho_g)}. \quad (2.2.18)$$

В формулах ρ_v, ρ_g приняты постоянными. При больших значениях расстояния между забоями скважин необходимо учитывать изменение данных плотностей от глубины.

Более точно положение ГВК можно определить, если использовать барометрическую формулу и разложить при этом показательную функцию в ряд. После преобразований получим:

$$l_1 = \frac{(p_{пл,г} - p_{пл,в}) + 10^{-6} g \rho_v l}{10^{-6} g \rho_v - 0,03415 \frac{\bar{\rho} p_{пл,г}}{z_{ср} T_{ср}}}. \quad (2.2.19)$$

Угол наклона ГВК, аналогично указанному подходу, определим следующим образом:

$$\Delta l = \frac{\sqrt{[10^{-12}g^2(\rho_B - p_{B1}s_1)^2] - 4 \cdot 10^{-6}g\rho_B s_1(p_{B2} - p_{B1}) - 10^{-6}g\rho_B + s_1 p_{B1}}}{2\rho_B s_1 10^{-6}g}, \quad (2.2.20)$$

где

$$s_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho}}{z_{пл} T_{пл}}.$$

Найденные значения Δl используются для определения угла наклона контакта $\alpha = \Delta l / x$.

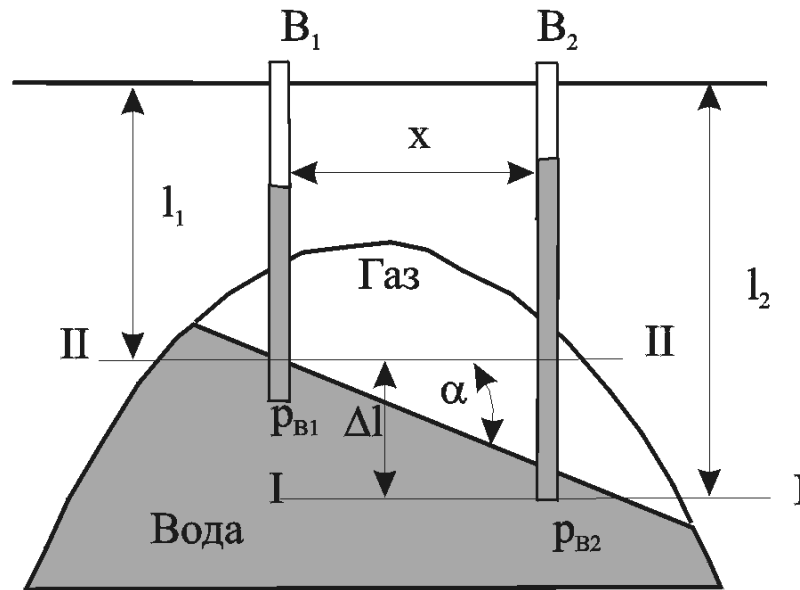


Рис. 2.2.4. Схема газовой залежи с наклонным ГВК

2.5. Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов

2.5.1. Режимы газовых залежей

Определение и виды режимов. 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 глубоко залегающих 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 вышележащих или нижележащих горизонтов, например, при перетоках газа.

Определение режима работы залежи. 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.

Режим работы залежи можно определять по уравнению материального баланса:

$$G_{\text{н}} = G_{\text{т}} - G_{\text{д}}, \quad (2.2.20)$$

Где $G_{\text{н}}$, $G_{\text{т}}$, $G_{\text{д}}$ – начальное, текущее и добытое количество газа.

Заменив в последнем уравнении G через объем Ω и плотность ρ газа, а также выражая плотность через давление, из обобщенного уравнения состояния, имеем:

$$\frac{p_{\text{н}}\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}R_{\text{н}}T_{\text{н}}} = \frac{p_{\text{т}}(\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{в}})}{z_{\text{т}}R_{\text{т}}T_{\text{т}}} + \frac{p_{\text{ст}}Q_{\text{д}}}{z_{\text{ст}}R_{\text{ст}}T_{\text{ст}}}, \quad (2.2.21)$$

где $p_{\text{н}}$ и $p_{\text{т}}$ – пластовые, средневзвешенные по объему порового пространства залежи абсолютные давления, соответственно, – начальное и текущее;

$\Omega_{\text{н}}$, $\Omega_{\text{т}}$ – начальный, текущий объемы порового пространства, занятые газом;

$\Omega_{\text{в}}$ – объем порового пространства, занятый водой (или другим агентом), поступившей в газовую залежь за время, соответствующее снижению давления с $p_{\text{н}}$ до $p_{\text{т}}$;

$Q_{\text{д}}$ – количество газа, добытое из залежи при снижении давления с $p_{\text{н}}$ до $p_{\text{т}}$, приведенное к стандартным условиям;

$z_{\text{н}}$, $z_{\text{т}}$, $z_{\text{ст}}$ – коэффициенты сжимаемости соответственно при начальных, текущих и стандартных условиях ($z_{\text{ст}} = 1$),

$R_{\text{н}}$, $R_{\text{т}}$, $R_{\text{ст}}$ – газовая постоянная при начальных, текущих и стандартных условиях;

$T_{\text{н}}$ и $T_{\text{к}}$ – температура в залежи, соответственно, – начальная и текущая;

$T_{\text{ст}} = 293 \text{ К}$.

Можно считать, что при движении газа в пласте: $T_{пл} = T_H = T_T = T = const.$

Так как для чисто газовых месторождений в процессе эксплуатации не происходит изменения состава газа, то можно считать: $R_{ст} = R_H = R_T = R = const.$

Значение R может изменяться в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений.

При газовом режиме в уравнении (2.2.21) $\Omega_g=0$ и $\Omega_H=\Omega=const.$ В этом случае уравнение (2.20) переписывается в виде:

$$p_T^* = p_H^* - \frac{Q_d}{\alpha}, \quad (2.2.22)$$

где

$$\alpha = \frac{\Omega T_{ст}}{T_{пл} p_{ст}}; \quad p_H^* = \frac{p_H}{z_H}; \quad p_T^* = \frac{p_T}{z_T}.$$

Для газоводонапорного режима, при котором отмечается поступление воды в газовый пласт, зависимость (2.20) запишется несколько в другом виде:

$$p_T^* = p_H^* \frac{\Omega_H}{\Omega_H - \Omega_B} - \frac{\Omega_H Q_d}{\alpha(\Omega_H - \Omega_B)}. \quad (2.2.23)$$

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 промежуток времени, согласно (2.2.22), есть величина постоянная:

$$\alpha = \frac{Q_d}{p_H^* - p_T^*} = const. \quad (2.2.24)$$

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 (2.21) или (2.23), 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 средневзвешенного пластового давления газовой залежи) от суммарного отбора газа Q_d во времени (рис. 2.8, кр.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 (2.2.21) не учитывать коэффициент сжимаемости, то значение α не является постоянным, а увеличивается с падением давления (рис. 2.2.5.). Поэтому режим разработки залежи ошибочно можно принять

за газо-водонапорный.

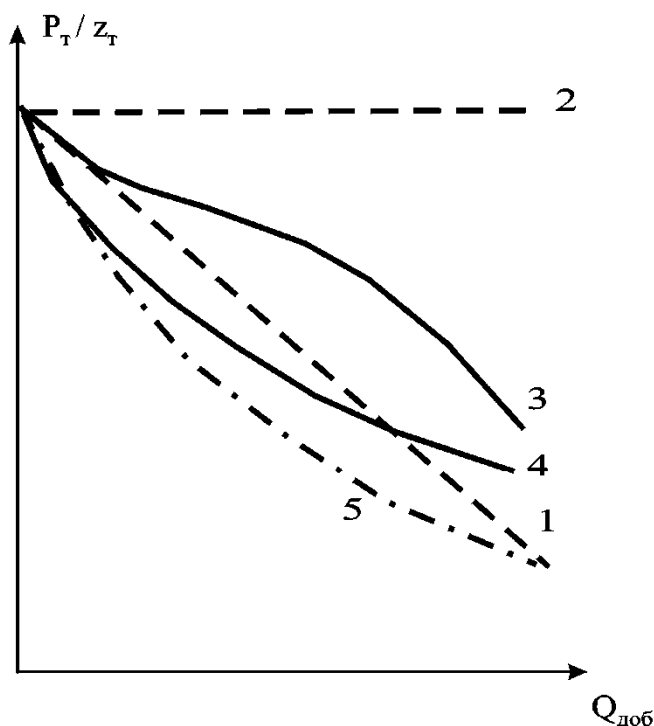


Рис. 2.2.5. Изменение $\frac{p_T}{z_T}$ в зависимости от $Q_{доб}$

Режимы: 1 – газовый, 2 – жестководонапорный, 3 – газоводонапорный, 4 – переток газа, 5 – зависимость p_T от $Q_{доб}$.

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

При упруговодонапорном (газоводонапорном) режиме часть энергии сжатого газа в пласте по мере истощения залежи восполняется энергией внедряющейся воды. Как правило, в процессе разработки газовых месторождений в этом случае в начальной стадии характер падения пластового давления аналогичен характеру при газовом режиме (кривая 3). Это объясняется незначительным поступлением воды в начальный период в газовую залежь. Различать газовый и упруговодонапорный режимы при прямолинейной зависимости p_T^* от $Q_{д}$ 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 ГVK путем прослеживания положения ГVK в процессе разработки; по данным, полученным при обводнении и после гидрохимического анализа воды, добываемой с газом.

2.5.2. Подсчет запасов газа, жидких углеводородов и сопутствующих компонентов

Виды запасов и методов их подсчета. Запасы подразделяются на потенциальные и извлекаемые.

Извлекаемые запасы газа отличаются от потенциальных на коэффициент газоотдачи (отношение извлекаемого количества газа $Q_{и}$ к общему количеству газа в пласте до начала эксплуатации Q), т. е.

$$\eta = \frac{Q_{и}}{Q} = 1 - \frac{Q_0}{Q} = 1 - \frac{p_0 z_H}{z_0 p_H}, \quad (2.2.25)$$

где Q_0 – остаточный запас газа в пласте;

p_0 – минимальное остаточное давление в пласте ($p_0 = 0,103e^s$ при устьевом давлении $p_y = 0,103$ МПа, $s = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{T_{ср}z_{ср}}$).

Из формулы (2.2.25) видно, что чем выше начальное давление в пласте, тем больше η .

Приведенные формулы справедливы для неизменного объема порового пространства и состава газа. При проявлении упруговодопанорного режима разработки Ω_T будет переменной величиной, зависящей от времени и других параметров.

При разведке и разработке газовых месторождений запасы газа определяют, как объемным методом, так и по падению давления.

Широко распространен объемный метод, поскольку им можно пользоваться на любой стадии разведки и разработки месторождения. Основан этот метод на определении давления, газонасыщенности, пористости и геометрических размеров газоносной части пласта, для чего бурят значительное число разведочных скважин с большим отбором керна из продуктивных пластов.

В неоднородных, особенно в карбонатных и трещиноватых, коллекторах достоверные параметры, такие как эффективная пористость m и эффективная толщина h пласта или их произведение (коэффициент емкости коллектора), трудно определить.

Запасы газа по падению давления подсчитывают при опытно-промышленной эксплуатации и разработке месторождения. Такой метод подсчета запасов газа более надежный. Основной задачей в этом случае является правильность установления средневзвешенного давления по объему порового пространства и точный учет количества добытого газа.

Для точного определения средневзвешенного давления необходимо знать, как и в объемном методе, распределение коэффициента емкости коллектора mh по площади пласта.

Подсчет потенциальных (пластовых) запасов газа объемным методом.

Запасы, т.е. объем газа, находящегося в пласте, определяют, исходя из геометрии порового пространства и характеристики газа.

Для элемента объема пласта dV согласно уравнению состояния реального газа имеем:

$$dQ = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \frac{p}{Tz} m\alpha dV, \quad (2.2.26)$$

где dQ – запас газа в элементе газоносного пласта объемом dV , приведенный к стандартным условиям ($p_{\text{ст}}=0,103$ МПа и $T_{\text{ст}}=293$ К);

p – пластовое давление, МПа;

T – пластовая температура, К;

z – коэффициент сверхсжимаемости при p и T для данного состава газа;

m – пористость;

α – коэффициент газонасыщенности;

$d\Omega = m\alpha dV$ – объем порового пространства элемента пласта dV .

Для обычных газоносных пластов в общем случае параметры m , p , T , z и α переменные как по мощности, так и по площади залежи.

Запасы газа определяют путем интегрирования уравнения (2.24) в пределах: запаса газа – $0-Q$, и объема V , представленного в виде произведения площади F газоносной части пласта и эффективной мощности h пласта:

$$Q = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \int_0^F dF \int_0^h \frac{p}{Tz} m\alpha dh \approx \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \sum_{i=1}^{i=m} I_i F_i, \quad (2.2.27)$$

где i – число участков, соответствующих данному значению

Методика определения запасов газа по формуле (2.2.27) состоит в следующем. Для каждой скважины сначала определяем удельные запасы газа:

$$I = \int_0^h \frac{p m \alpha}{T z} dh \approx \sum_{j=1}^n \frac{p_j m_j \alpha_j}{T_j z_j} h_j, \quad (2.2.28)$$

где j – число продуктивных пропластков в скважине.

Удельные запасы газа, приходящиеся на каждую скважину, наносим на карту и, соединяя линиями точки с одинаковыми их значениями, строим карту удельных запасов газа. По этой карте определяем площади, соответствующие каждому значению I . Запасы газа для пласта в целом:

$$Q = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \int_0^F I dF \approx \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \sum_{i=1}^{i=m} I_i F_i, \quad (2.2.29)$$

где i – число участков, соответствующих данному значению I_i .

Часто потенциальные запасы газа определяют по формуле:

$$Q = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \frac{p_{\text{ср}}}{T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}} m_{\text{ср}} \alpha_{\text{ср}} h_{\text{ср}} F,$$

(2.2.30)

в которой $T_{\text{ср}}$, $p_{\text{ср}}$, $Z_{\text{ср}}$, $m_{\text{ср}}$, $\alpha_{\text{ср}}$ принимают либо постоянными, либо как среднеарифметические значения, или же принимают средневзвешенные значения по толщине и площади каждого параметра в отдельности из соответствующих карт.

Извлекаемые запасы газа при подсчете объемным методом составят:

$$Q_{\text{и}} = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \int_0^F dF \int_0^h \frac{p}{TZ} m \alpha \eta dh, \quad (2.2.31)$$

Из сказанного видно, что применяемый на практике объемный метод подсчета запасов газа с помощью формулы (2.2.30) требует большого объема вычислений и построения значительного числа карт, необходимых для определения средних значений параметром пласта. Каждый параметр определяют отдельно вместо интегрирования комплекса величин, как это следует из формулы (2.2.27), и при этом можно получить как завышенные, так и заниженные запасы газа по сравнению с фактическими.

Подсчет запасов газа по падению давления.

Подсчет запасов газа по падению давления в однопластовых месторождениях при газовом режиме. Данный метод основан на использовании уравнения материального баланса, в котором для случая многопластовых залежей введено количество перетекшего газа $Q_{\text{п}}$, приведенного к стандартным условиям (при перетоке из других пластов берется со знаком минус, в случае утечки – со знаком плюс) и, кроме того, принимается, что для всего пласта значения параметров T и Z средние, и состав газа в процессе разработки постоянен ($R = \text{const}$).

$$\Omega_{\text{т}} \frac{p_{\text{т}}}{Z_{\text{т}}} = \Omega_{\text{н}} \frac{p_{\text{н}}}{Z_{\text{н}}} - (Q_{\text{д}} \pm Q_{\text{п}}) \frac{T_{\text{пл}} p_{\text{ст}}}{T_{\text{ст}}}, \quad (2.2.32)$$

Если не происходит переток газа, а режим разработки газовый ($Q_{\text{п}} = 0$ и $\Omega_{\text{н}} = \Omega_{\text{т}} = \Omega = \text{const}$), уравнение (2.2.32) принимает вид (2.2.22).

Обрабатывая экспериментальные данные, полученные при эксплуатации месторождения, графическим путем в координатах $p_{\text{т}}^*$ (приведенного средневзвешенного пластового давления газовой залежи) и суммарного отбора газа $Q_{\text{д}}$, можно найти значение $1/\alpha$, как тангенса угла наклона прямой p/z к $Q_{\text{д}}$.

Потенциальные начальные запасы газа определяют по формуле (2.2.22) при $p_{\text{т}} = 0$:

$$Q_{\text{з}} = \alpha \frac{p_{\text{н}}}{Z_{\text{н}}}. \quad (2.2.33)$$

Коэффициент α можно также найти по методу наименьших квадратов.

По методу падения давления можно уже при отборе 5–6 % от начальных запасов достаточно точно определить запасы газа. Применение этого метода

позволяет ускорить промышленную разведку газовых месторождений. В связи с этим практически на всех месторождениях создается возможность ввода их в опытно-промышленную эксплуатацию и определения запасов по методу падения давления.

В течение опытно-промышленной эксплуатации месторождения отбирается от 5 до 10 % от первоначальных запасов газа. В этот период уточняются запасы газа методом падения пластового давления, в полном объеме проводятся геофизические и гидродинамические и акустические исследования скважин для уточнения геологического строения пласта, определения параметров и степени неоднородности пласта и других исходных данных для составления проекта разработки месторождения с оптимальным значением газо- и компонентоотдачи.

Подсчет запасов газа по падению давления в многопластовых месторождениях при газовом режиме. Запасы газа многопластовых месторождений при отдельной эксплуатации горизонтов и отсутствии перетоков газа можно определять отдельно для каждого горизонта по методу падения давления, применяемому для однопластовых месторождений.

При отдельной эксплуатации нескольких горизонтов одной скважиной или при наличии перетока между горизонтами запасы подсчитывают иным способом. Рассмотрим наиболее характерные способы подсчета запасов газа по методу падения давления в многопластовых месторождениях.

Подсчет запасов газа для двух пластов при совместной их эксплуатации. В этом случае возможен переток газа из одного пласта в другой. Обозначим количество перетекшего газа за рассматриваемый промежуток времени через Q_n . Тогда для первого пласта имеем:

$$p_{т1}^* = p_{н1}^* - \frac{Q_{д1} + Q_n}{\alpha_1}, \quad (2.2.34)$$

для второго пласта:

$$p_{т2}^* = p_{н2}^* - \frac{Q_{д2} + Q_n}{\alpha_2}, \quad (2.2.35)$$

Складывая (2.2.34), (2.2.35) и преобразовывая, получим:

$$\alpha_1 + \alpha_2 \frac{\Delta p_2^*}{\Delta p_1^*} = \frac{Q_d}{\Delta p_1^*}, \quad (2.2.36)$$

$$\alpha_2 + \alpha_1 \frac{\Delta p_1^*}{\Delta p_2^*} = \frac{Q_d}{\Delta p_2^*}, \quad (2.2.37)$$

где

$$Q_d = Q_{д1} + Q_{д2}; \quad \Delta p_1^* = p_{н1}^* - p_{т1}^*; \quad \Delta p_2^* = p_{н2}^* - p_{т2}^*; \quad p^* = \frac{p}{z};$$

p – средневзвешенное пластовое давление.

Строя зависимость $\frac{\Delta p_2^*}{\Delta p_1^*}$ от $\frac{Q_d}{\Delta p_1^*}$ по отрезку, отсекаемому на оси ординат,

находим α_1 и α_2 , как тангенсы угла наклона прямой к оси $\frac{Q_d}{\Delta p_1^*}$.

Определив из (2.2.36) и (2.2.37) значения $\frac{Q_d}{\alpha_1}$ и α_2 , подставляем их в уравнения (2.2.34) и (2.2.35), из которых находим Q_p , Q_{d1} и Q_{d2} . Имея конкретные значения давлений и расходов газа, коэффициенты α_1 и α_2 можно определять по методу наименьших квадратов.

Зная α_1 и α_2 , запасы газа в каждом горизонте находим по формулам:

$$Q_{z1} = \alpha_1 p_{H1}^* ; \quad (2.2.38)$$

$$Q_{z2} = \alpha_2 p_{H2}^* . \quad (2.2.39)$$

Подсчет запасов газа при перетоке его в начальной стадии разработки. Если вскрыты два пласта, давления в которых различные, т. е. если $p_{пл1} \neq p_{пл2} e^s$, то неизбежны перетоки газа, происходящие до момента, когда указанное неравенство будет соблюдаться. Зависимость p_T^* от Q_d в этом случае будет характеризоваться кривой вида 4, показанной на рис. 2.2.5. Начальный участок этой кривой соответствует перетоку.

Запасы газа после окончания перетока можно определить по конечному прямолинейному участку кривой. Первоначальные запасы устанавливают проведением линии, параллельной конечному участку кривой, через ординату, соответствующую пластовому давлению.

Аналогичный вид имеет кривая зависимости p_T^* от Q_d , построенная по данным эксплуатации однопластового месторождения при неполном учете всего добываемого газа из залежи, например, вследствие аварийного фонтанирования. Кроме того, аналогичный вид зависимости p_T^* от Q_d может быть и при отсутствии перетока, например, когда средневзвешенное значение $p_{пл}$ занижено вследствие того, что это давление не было учтено в неразрабатываемых частях залежи.

Приведенная зависимость по внешнему виду напоминает кривую, соответствующую проявлению водонапорного режима (рис.2.2.5.). Поэтому при анализе полученных кривых подобного вида следует учитывать, что проявление водонапорного режима для большинства месторождений начинается не в начале эксплуатации, а после отбора из залежи довольно значительного количества газа.

Вопросы для самоконтроля

1. *Что называется газовой залежью? Назовите основные параметры газовой залежи.*
2. *Какие классификации месторождений углеводородов Вы знаете?*

3. *Какие существуют методы определения типа залежи по составу? По фазовому состоянию?*
4. *Какими факторами определяется фазовое состояние пластовой углеводородной смеси и особенности их фазового поведения при разработке месторождений?*
5. *Что такое пластовое давление? Какие методы его определения?*
6. *Что такое забойное давление? От каких факторов зависит способ его определения?*
7. *Какие особенности определения забойного давления в газожидкостных скважинах?*
8. *Что такое газодняной контакт? Какие существуют способы определения ГВК?*
9. *В чем суть гидростатического метода определения ГВК? Особенности определения наклонного ГВК?*
10. *Что такое режим газовой залежи? Какими они бывают? Кратко охарактеризуйте режимы газовой залежи. Как определяется режим работы залежи?*
11. *Сравните газовый и газоводонапорный режимы работы залежи.*
12. *Что такое потенциальные запасы? Извлекаемые запасы?*
13. *Опишите порядок расчетов запасов газа объемным методом. Методом падения пластового давления.*

Тема 3. ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

3.1. Общие положения о газогидродинамических методах исследования

Гидродинамические методы исследования (ГДМ) 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 ведутся в процессе бурения, разведки структур, опытной и промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ.

3.1.1. Задачи и методы исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин

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 эффективности 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 устьевого 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 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.

Первичные исследования проводятся на всех разведочных и добывающих скважинах и позволяют:

1. определить параметры пласта и его продуктивную характеристику;
2. установить добывные возможности скважины, а также связь между дебитом, забойным и устьевым давлениями и температурой;
3. 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.

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.

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 газовой фазы, изучение степени коррозии скважинного оборудования, определение степени истощения отдельных пластов в процессе разработки, изучение влияния влаги и разрушения пласта на производительность скважины и др.

Комплексные исследования основаны на гидродинамических, геофизических, термодинамических и радиоактивных методах исследования с одновременной автоматизацией всех показаний, 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.

3.1.2. Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям

Факторы, обуславливающие подготовку газовой скважины к исследованиям, определяются:

1. Назначением исследования (первичное, текущее, специальное) и объёмом 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 и др.

Порядок подготовки. Перед испытанием скважины, вышедшей из бурения, необходимо освоить её, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой 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 твёрдых и жидких примесей с забоя скважины. Соблюдая названные условия, продувку скважины следует осуществлять многоцикловым методом, который заключается в том, что продувка идёт при переменном (порядка 4–5 значений) диаметре шайб (штуцеров) сначала в прямом (начиная с минимального), а потом в обратном направлении. Как правило, в процессе продувки делают 2–3 цикла, затрачивая на каждый режим 30–40 минут 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 дебитомером, шумомером, термометром.

3.2. Газогидродинамические исследования скважин при установившихся режимах (метод установившихся отборов)

3.2.1. Параметры, определяемые в методе 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 др.

3.2.2. Методика проведения испытаний газовых скважин

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.

2. Для очистки забоя от жидкости и твердых частиц скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на головке 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. 2.3.1. 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 твердых частиц. Весь процесс снятия индикаторной линии при стационарных режимах фильтрации показан на рис. 2.3.2.

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.

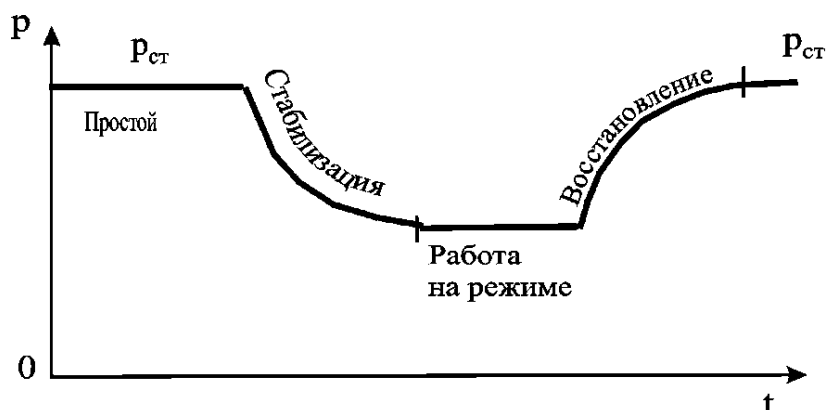


Рис. 2.3.1. Изменение давления при исследовании скважины на одном режиме

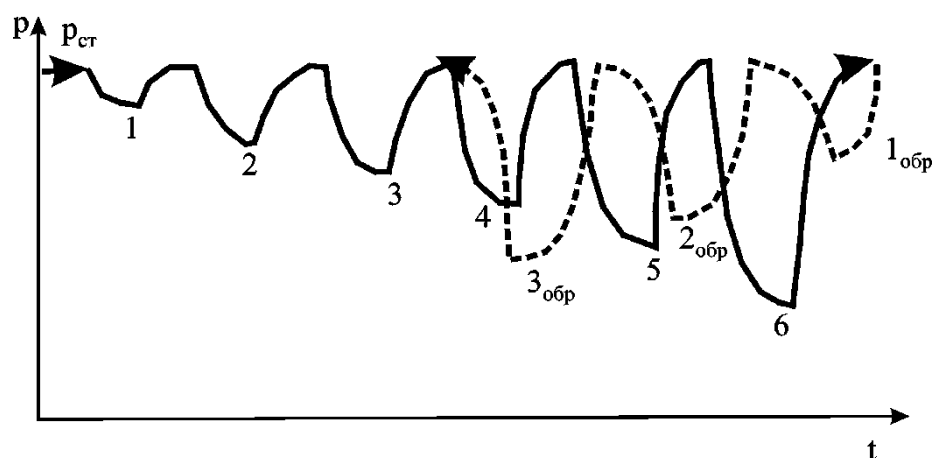


Рис. 2.3.2. Изменение давления при исследовании скважины на стационарных режимах фильтрации
1-6 – прямой ход; 1_{обр}-2_{обр} – обратный ход.

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.

4. 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.

3.2.3. Способы обработки индикаторной кривой

Уравнение притока. Индикаторные кривые описывают зависимость между перепадами давления в скважине и ее дебитом, что является важным инструментом для понимания поведения пласта/скважины и количественной оценки

производительности скважин. Индикаторная кривая часто требуется для проектирования скважин, оптимизации добычи. По форме индикаторной кривой судят о законе, по которому происходит фильтрация жидкостей и газа в скважину. Экстраполируя индикаторную кривую, находят потенциальный дебит данной скважины.

Уравнение индикаторной кривой:

$$\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2, \quad (2.3.1)$$

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 $T_{\text{ст}}$).

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений определяются из соотношений:

$$a = \frac{11,6\mu z p_{\text{ат}}}{\pi k h} \left(\ln \frac{R_{\text{пр}}}{r_c} + C_1 + C_2 \right) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}; \quad (2.3.2)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ат}} z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}^2}{2\pi^2 h^2 l r_c T_{\text{ст}}^2} \left[1 - \frac{r_c}{R_{\text{пр}}} + C_3 + C_4 \right]; \quad (2.3.3)$$

где l – коэффициент макрошероховатости породы;

$C_1 - C_4$ – коэффициенты, учитывающие несовершенство по характеру и степени вскрытия в линейной и квадратичной частях уравнения притока;

$R_{\text{пр}}$ – приведённый радиус влияния скважины, который определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{R_{\sigma}}{2} \sqrt{\frac{Q_c}{Q_c + 0,5Q_{\sigma}}}; \quad (2.3.4)$$

где R_{σ} – среднеарифметическое от расстояний до соседних скважин;

Q_c – дебит скважины;

Q_{σ} – суммарный дебит соседних скважин.

Обработка уравнения притока при установившихся режимах

Линеаризация уравнения притока и определение коэффициентов.

Зависимость $\Delta p^2_{\text{пл}}$ от Q нелинейна (рис. 2.3.3 кривая 1), поэтому её линеаризуют путем деления на Q . По результатам испытания для каждого режима вычисляют $\Delta p^2_{\text{пл}}/Q$, полученные значения наносят на график (рис. 2.3.3, кривая 2), через нанесённые 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 вычислить по методу наименьших квадратов.

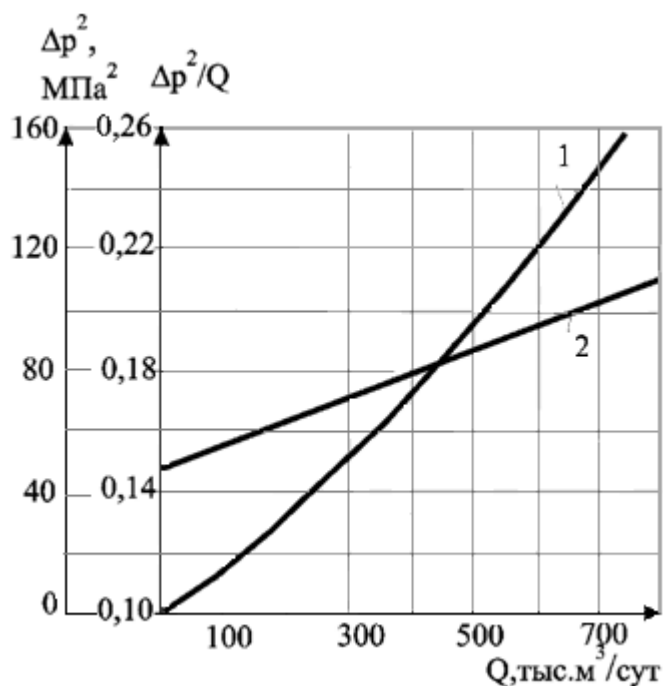


Рис. 2.3.3. Индикаторные диаграммы в координатах: 1 – $\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_3^2 - Q$ (идеальный газ); 2 – $\Delta p^2/Q - Q$ (идеальный газ)

Методика расчета свободного дебита.

Свободный дебит – это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на устье, равном 0,1 МПа. Свободный дебит характеризует скважину и вычисляется по формуле:

$$Q_{св} = \frac{\sqrt{[a^2 + 4(b + a)(p_c^2 - e^{2s})]} - a}{2(b + \theta)}. \quad (2.3.5)$$

Порядок расчета. Вначале принимаем $z_{ср} = 1$ и по формуле (2.3.5) определяем свободный ориентировочный дебит $Q_{св.ор.}$ Затем находим забойное давление, соответствующее этому дебиту, разрешая формулу притока (2.3.1).

Если найденное забойное давление не превышает 2 МПа (т.е. $z_{ср} \cong 1$), 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 $p_{ср} = \frac{2p_3}{3}$. Процесс вычислений ведут до сходимости.

Скорость истечения на устье:

$$w = 0,0068 \frac{Q_{св}}{D^2}. \quad (2.3.6)$$

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:

$$Q_{св} = \frac{\sqrt{\left[a^2 + 4p_{пл}^2 \left(b + \theta + \frac{e^{2s}}{mD^4} \right) \right] - a}}{2 \left(b + \theta + \frac{e^{2s}}{mD^4} \right)} . \quad (2.3.7)$$

Здесь $m=0,006782w_{кр}^2$;

$w_{кр}$ – критическая скорость истечения;

D – внутренний диаметр трубы.

Абсолютно-свободный дебит. Абсолютно-свободный дебит – это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на забое, равном 0,1МПа. Абсолютно-свободный дебит характеризует продуктивные возможности пласта.

$$Q_{а.с.} = \frac{\sqrt{[a^2 + 4b(p_{пл}^2 - 1)] - a}}{2b} . \quad (2.3.8)$$

Обработка при неизвестном пластовом давлении (исследование скважин без их остановки)

Область использования.: Если периоды восстановления забойного давления до пластового длительные или есть опасность разрыва колонны обсадных труб из-за слишком высокого статического давления, то вычисление пластового давления проводится следующим образом.

Система координат –

$$\frac{p_{3i}^2 - p_{3n}^2}{Q_n - Q_i} \text{ от } (Q_n + Q_i) ,$$

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:

$$p_{пл} = \sqrt{[p_{3i}^2 + aQ_i + bQ_i^2]} . \quad (2.3.9)$$

Исследование скважин с длительным периодом стабилизации забойного давления и дебита

Области применения и виды методов. Как следует из названия метода установившихся отборов, обязательным условием для него служит полная стабилизация давления и дебита на каждом режиме. Это условие достаточно быстро (от нескольких минут до нескольких часов на каждом режиме) выполняется на высокопродуктивных пластах. В случае пластов с низкой продуктивной характеристикой достижение полной стабилизации забойного давления и дебита на каждом режиме и восстановление давления между режимами увеличивает до месяца и более продолжительность испытаний скважин. Поэтому для скважин, вскрывших низкопродуктивные пласты, разработаны модификации метода установившихся отборов, позволяющие существенно сократить продолжительность их испытаний. К числу таких методов относятся: изохронный, экспресс-метод, ускоренно-изохронный и монотонно-ступенчатого изменения дебита.

Изохронный метод. При каждом режиме скважина эксплуатируется одно и то же время t_p . Ориентировочно величину данного времени (в часах) можно определить из формулы:

$$F_0 \geq 3, \quad (2.3.10)$$

где $F_0 = \frac{kt_p}{r_c^2}$ – число Фурье;

$k = \frac{kp_{пл}}{m\mu}$ – коэффициент пьезопроводности (см²/с);

r_c – радиус скважины в см;

μ – вязкость в СПз;

k – проницаемость в мкм²;

$p_{пл}$ – пластовое давление в атм.

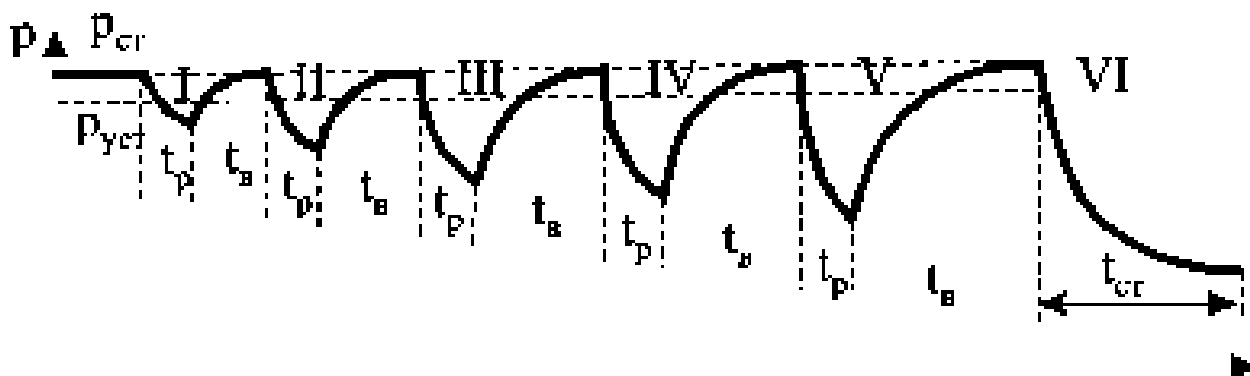


Рис. 2.3.4. График стабилизации и восстановления давления при исследовании скважин изохронным методом
1–IV – режимы

Методика проведения. После закрытия скважины при переходе на другой режим выдерживают время, необходимое для установления первоначального статического давления. Характерный вид стабилизации и восстановления давления при испытаниях скважины изохронным методом показан на рис. 2.3.4.

Как видно из рисунка, после пуска скважины в работу на каждом режиме происходит неполная стабилизация с одинаковым временем $t_p = \text{const}$, с полным восстановлением до статического давления $p_{ст}$ после каждого режима.

Обрабатывают полученную индикаторную кривую изложенным выше стандартным методом по формуле:

$$\frac{p_{пл}^2 - p_{з,р}^2}{Q_p} = a(t_p) + bQ_p. \quad (2.3.11)$$

По полученному коэффициенту b находят значение коэффициента a , характерного для установившегося процесса. Для этого на одном из средних режимов скважину подключают к газопроводу до полной стабилизации забойного давления ($p_{з,уст}$) и дебита $Q_{уст}$.

$$a = \frac{p_{пл}^2 - p_{з,уст}^2 - bQ_{уст}^2}{Q_{уст}}. \quad (2.3.12)$$

Если перед началом исследования скважина работала длительное время, то в качестве $p_{з,уст}$ и $Q_{уст}$ можно использовать соответствующие параметры данного режима.

Определение времени стабилизации $t_{ст}$ в часах из соотношения

$$F_o = 0.34, \quad (2.3.13)$$

где $F_o = \frac{kt_{ст}}{R_{пр}^2}$ – число Фурье;

$$R_{пр} = \sum \frac{R_i}{2}, \text{ м};$$

k – коэффициент пьезопроводности, $\text{см}^2/\text{с}$;

R_i – расстояние до соседних скважин, м.

Достоинства метода. По сравнению с методом установившихся отборов исследование скважин изохронным методом позволяет за счет сокращения продолжительности работы на режимах практически в два раза уменьшить общее время, требуемое для испытания таких скважин.

Недостатки метода. Необходимость восстановления давления до $p_{ст}$ между режимами, требующего практически столько же времени, сколько и при полной стабилизации давления и дебита на режимах, в некоторых случаях снижает эффективность применения изохронного метода.

Ускоренно-изохронный метод. Если полное восстановление давления между режимами требует больших затрат времени, то следует применять модификацию изохронного метода — ускоренно-изохронный метод. Сущность ускоренно-изохронного метода заключается в следующем.

Исследования на каждом режиме проводятся так же, как и в изохронном методе, с одинаковым временем работы t_p . При переходе на другой режим скважину

закрывают и выдерживают не до полного восстановления давления $p_{ст}$, а до некоторой величины $p_{усл}$ (рис. 2.3.4). Минимальное значение $p_{усл}$ определяется из КВД, построенной в координатах p_3-t , и соответствует точкам прекращения интенсивного роста давления.

Результаты исследования обрабатываются по формуле:

$$\frac{p_{пл,усл}^2 - p_{з,р}^2}{Q_p} = a(t_p) + bQ_p. \quad (2.3.14)$$

Экспресс-метод. Данный метод применяется, если остановка скважин при смене режимов для восстановления давления до статического приводит к длительному их простоя.

Сущность метода. Время t_p работы и простаивания скважин между сменой режимов t_b одно и тоже (20–30 мин). Характерный вид изменения давления во времени при испытании скважины экспресс-методом показан на рис. 2.3.5.

Методика обработки. Индикаторную кривую обрабатывают по формуле:

$$\frac{p_{пл}^2 - p_{зп}^2 - \beta C_n}{Q_n} = a(t_p) + bQ_n, \quad (2.3.15)$$

где $p_{зп}$ и Q_n – забойное давление и дебит, соответственно, для n -го режима; коэффициент β – определяется из кривой нарастания давления; коэффициент C_n – для каждого режима определяется по формуле:

$$C_n = \sum_{i=1}^{i=n-1} Q_i \lg \frac{n+1-i}{n-1},$$

n – число режимов, считая режимом и остановку скважины во время смены шайб (штуцеров), $i = 1, 2, \dots, n$;

Q – дебит i -го режима.

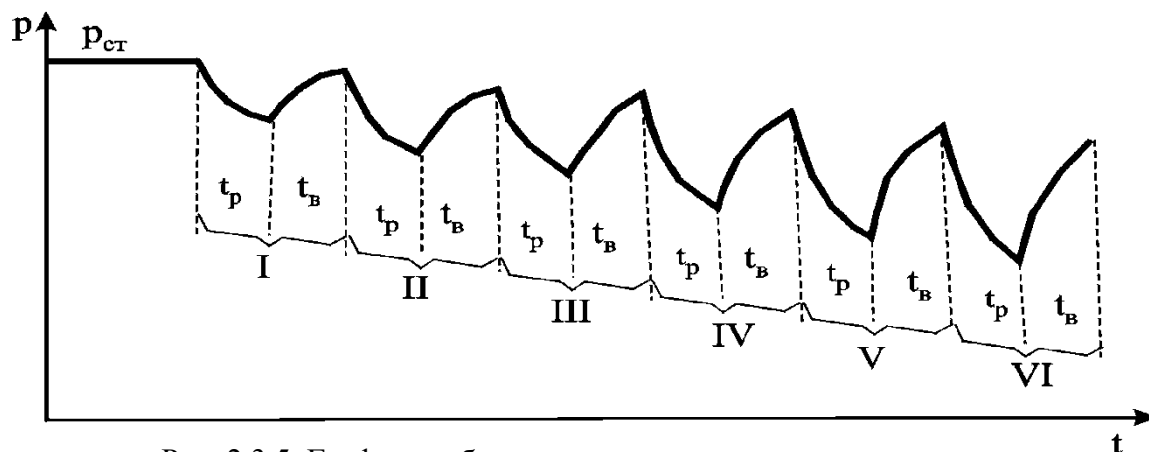


Рис. 2.3.5. График стабилизации и восстановления давления при исследовании скважин экспресс-методом

I-IV – режимы; $t_p=t_b$; t_p – время стабилизации (работы скважины); t_b – время восстановления

Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов. Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов в отличие от экспресс-метода, исключает

необходимость остановки скважины между режимами.

Сущность метода. Перед исследованием скважина работает на одном режиме с полной стабилизацией давления $p_{уст}$ и дебита $Q_{уст}$. Дальнейший порядок исследования зависит от необходимости измерения статического давления $p_{ст}$.

Если $p_{ст}$ не измеряют, то после достижения полной стабилизации на одном режиме скважину останавливают на время t_0 , явно недостаточное для восстановления давления до пластового (на устье – до статического $p_{см}$). Величину t_0 в среднем принимают равной $t_0 \approx 4 - 10$ час. В момент t_0 измеряют забойное давление $p_{з,0}$ и температуру. Затем скважину пускают в работу на первом режиме с дебитом Q_1 и продолжительностью t_p на этом и последующих режимах с дебитами $Q_1 < Q_2 < Q_n$. Время работы на режимах t_p оценивается по формуле $t_p \approx (0,08-0,2)t_0$. Перевод на новый режим проводится практически без остановки скважины или с остановкой не более чем на 2–3 мин. Это условие можно выполнить за счет применения регулируемых штуцеров, задвижек-краников и т.п.

Если после установившегося режима скважину закрывают для измерения статического давления $p_{ст}$, то после замера $p_{ст}$ она вводится в работу с дебитом $Q_0 \approx 0,5Q_1$ на время t_0 . Дальнейший порядок исследования аналогичен описанному.

Методика обработки. Обработка результатов проводится по двухчленной формуле, в которой в качестве пластового давления принимается давление на забое $p_{з,0}$ в момент t_0 . Если скважина исследовалась без остановки на замер статического

давления, то обработка результатов ведется в координатах $\frac{(p_{з,0}^2 - p_{з,p}^2)}{Q_p} \rightarrow Q_p$. Полученная прямая отсекает на оси ординат отрезок, равный a , и имеет угол наклона к оси абсцисс Q_p , равный b .

Если скважина останавливалась для замера статического давления, то в уравнение индикаторной зависимости (в правую часть) добавляется слагаемое $C^* = aQ_0 + bQ_0^2 = const$.

3.2.4. Влияние изменения свойств газа и пористой среды от давления на коэффициенты фильтрационных сопротивлений (форму индикаторной кривой)

Влияние различных факторов на форму индикаторной кривой

Причины нарушения вида индикаторной кривой (ИК). Иногда получаемая зависимость отличается от двухчленной. Испытания в таких случаях необходимо повторить, и если это невозможно, то следует использовать приближённые 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 определёнными 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;
- 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;
- степень восстановления давления между режимами и стабилизации давления и дебита на режимах;
- возможность образования конуса воды или нефти из нефтяной оторочки;
- возможность образования гидратов.

Обработка индикаторных кривых с учетом реальных свойств газа

Причины необходимости учета реальных свойств газа. Изменения давления и температуры на режимах приводят к изменению коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости, а следовательно, из-за вариации коэффициентов сопротивления a и b – к изменению формы индикаторной кривой. А именно, индикаторная кривая становится выпукла к оси Q (рис. 2.3.6, кривая 3).

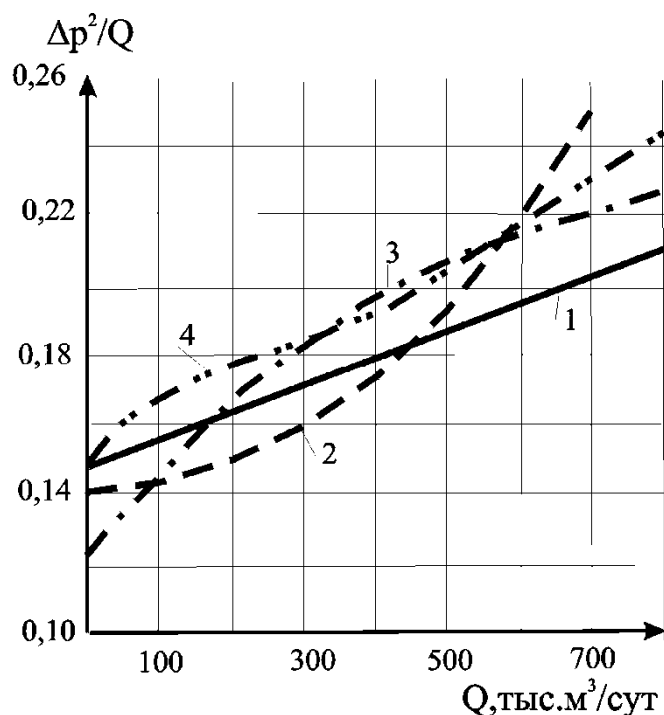


Рис. 2.3.6. Качественный вид индикаторных диаграмм в зависимости от факторов влияния
 1 – стандартная; 2 – очищение призабойной зоны; 3 – реальные свойства газа, скапливание жидкости или породы на забое, не полное восстановление пластового и забойного давлений; 4 – многопластовая залежь

Поэтому при переменных μ и z от давления формула притока (2.3.1) не поддаётся обработке для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Параметры, которые необходимо учитывать. Изменение температуры не пропорционально изменению депрессии, а намного меньше. В связи с этим влияние изменения давления и температуры от режима к режиму на μ и z можно заменить на их изменение только от давления газа (изменение давления с 58,7 МПа до 25 МПа приводит к уменьшению вязкости на 40%, а коэффициента сверхсжимаемости на 30%).

Нижние пределы давления и депрессии, с которых надо учитывать реальные свойства газа – $p_{пл} > 12 - 14$ МПа, отношение $p_3/p_{пл} < 0,9$.

Уравнение притока для реального газа.

$$\frac{p_{пл}^2 - p_3^2}{\eta_{ср}^* z_{ср}} = a' Q + b' \frac{Q^2}{\eta_{ср}^*}, \quad (2.3.16)$$

где a' и b' идентичны соотношениям для a и b , при условии исключения из них множителей μz .

Формулу (2.3.16) можно использовать для определения коэффициентов a и b , разделив правую и левую часть на Q .

Влияние изменения ёмкостных и фильтрационных свойств пласта от давления на форму индикаторных кривых

Параметры, определяющие фильтрационно-ёмкостные свойства пласта.

Изменения коэффициентов пористости m , проницаемости k и макрошероховатости l от давления.

Факторы, влияющие на деформацию пласта при изменении депрессии. В целом степень деформации зависит от минерального состава пород, степени цементирования частиц, слагающих породу, глубины залегания пласта, механических свойств коллектора, величины депрессии на пласт и др. Поэтому для каждой породы существуют свои реологические зависимости, как в области упругой, так и пластичной деформации.

Степень и характер зависимостей фильтрационно-ёмкостных параметров от депрессии. Влиянием изменения пористости на ёмкостные параметры пласта можно пренебречь. При этом проницаемость коллекторов более сильно зависит от давления, чем их пористость. Изменения проницаемости коллекторов необходимо учитывать при фильтрации газа в глубокозалегających залежах и создании значительных депрессий на пласт, а также при наличии трещиноватости. Зависимость коэффициента проницаемости трещиноватых коллекторов от перепада давления можно определить по формуле:

$$k_T = k_{T0} e^{-3\beta_T(p_{пл.н} - p)}, \quad (2.3.17)$$

где k_{T0} – коэффициент проницаемости трещиноватой породы при начальном пластовом давлении;

$p_{пл.н}$ – начальное пластовое давление;
 p – текущее забойное давление;
 β_r – коэффициент сжимаемости трещин.

Значительное изменение проницаемости (особенно в трещиноватых коллекторах) при изменении депрессии на пласт на различных режимах приводит к искажению результатов испытания.

Коэффициент макрошероховатости зависит от проницаемости и пористости, и т.к. изменение давления незначительно зависит от пористости, то характер изменения l от давления приближенно можно принять таким же, как и коэффициента проницаемости от давления. В большинстве случаев по мере снижения давления коэффициенты k и l уменьшаются. Чем меньше проницаемость и макрошероховатость пород, тем меньше их изменение от давления. При этом наиболее выражена зависимость указанных параметров для трещиноватых пород. Уменьшение коэффициентов k и l с падением давления приводит к увеличению коэффициентов фильтрационного сопротивления, таким образом индикаторная кривая вогнута к оси $\Delta p^2/Q$ (рис. 2.3.6, кривая 3).

Связь коэффициента шероховатости с пористостью и проницаемостью. Между шероховатостью и коэффициентами пористости и проницаемости существует следующая связь:

$$l = \frac{mk^{1,5}}{12 \cdot 10^{-5} d^2}, \quad (2.3.17)$$

где d – эффективный диаметр частиц породы; коэффициент $12 \cdot 10^{-5}$ в общем случае зависит от вида породы. При неизвестном гранулометрическом составе можно воспользоваться зависимостью $l = mk^n$, где m и n – численные коэффициенты, зависящие от вида породы (для терригенных слабосцементированных пород $m = 0,425 \cdot 10^{-9}$ и $n = 1,45$).

Уравнение притока в условиях изменения μ , z , k и l от давления:

$$\frac{(p_{пл}^2 - p_3^2) \bar{k}(p)}{Q \bar{\mu}(p) z(p)} = a^* + \frac{b^* Q}{k^{0,45} \bar{\mu}(p)}, \quad (2.3.18)$$

где a^* и b^* идентичны соотношениям для a и b при условии исключения из них сомножителей $\mu z/k$ после подстановки вместо l соотношения $l = mk^n$ ($m = 0,425 \cdot 10^{-9}$ и $n = 1,45$).

Влияние процессов загрязнения или очищения забоя скважины на форму индикаторной кривой.

Процесс образования и разрушения пробки. Увеличение депрессии ведет к разрушению пород и образованию пробок, но в тоже время скорость потока по мере увеличения депрессии на пласт растет. При наличии песчаной или жидкостной пробки увеличение скорости приводит к разрушению и постепенному уносу пробки.

Изменение индикаторной кривой при скапливании породы или жидкости на забое. Коэффициенты a и b также увеличиваются, и индикаторная кривая будет более крутой, чем при неизменных a и b . В координатах $\Delta p^2/Q$ от Q вместо прямой будет кривая, выпуклая к оси дебитов (рис. 2.3.6, кривая 3). Во время последующего выноса примесей с забоя при больших дебитах точки на индикаторной кривой будут располагаться ниже, так как перепад давления для их значений будет меньше, чем в первоначальных опытах.

Связь наличия песчаной пробки с несовершенством скважины по степени вскрытия. Наличие песчаной пробки в скважине практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия, с увеличением коэффициентов несовершенства при образовании пробки и их уменьшением при очищении забоя.

Отношение дебитов скважины с пробкой и без пробки. Производительность газовых и нефтяных скважин, эксплуатирующих пласт, полностью перекрытый песчаной пробкой, характеризуется в основном проницаемостью пробки $k_{пр}$ и площадью её сечения. Если проницаемость пробки равна проницаемости пласта k , то при полном перекрытии продуктивного интервала дебит скважины будет определяться поверхностью для притока газа в её ствол. Эта поверхность определяется диаметром обсадной колонны и равна $F = \pi R_c^2$. При отсутствии пробки поверхность притока определяется по формуле $F = 2\pi R_c h$, где h – толщина пласта. При идентичных законах фильтрации и исходных параметрах пласта и скважины дебиты скважины с пробкой и без пробки будут находиться в следующих пропорциях:

$$\frac{Q_{пр}}{Q_{без.пр}} = \frac{r_c}{2h}.$$

При $r_c=0,1$ м, $h=10$ м и $k=k_{пр}$ получаем:

$$\frac{Q_{пр}}{Q_{без.пр}} = 0,005.$$

Последнее означает, что дебит скважины, полностью перекрытый пробкой, составляет 0,5% дебита без пробки.

Изменение индикаторной кривой при разрушении пробки (очищении призабойной зоны). По мере уменьшения высоты пробки с ростом депрессии происходит снижение величин a и b . Это приводит к искажению индикаторной кривой. В координатах $\Delta p^2/Q$ от Q вместо прямой будет кривая, вогнутая к оси дебитов (рис. 3.6, кр.2).

Псевдооживленная (висячая) пробка. Данное явление происходит тогда, когда выталкивающая сила становится равной гравитационной. Такая пробка оседает на забой при уменьшении скорости потока или при закрытии скважины.

Влияние стабилизации забойного давления и дебитов на форму индикаторной кривой

Описание процесса неполной стабилизации и изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений. При испытании скважины, вскрывшей низкопроницаемые пласты, несоблюдение условий по полной стабилизации p , T и Q на отдельных режимах и восстановлению давления между режимами приводит к нарушению достижения контура питания на каждом режиме. В результате на каждом режиме в формуле притока вместо R_k имеют место переменные радиусы R_i и коэффициенты a и b при прочих равных условиях на отдельных режимах становятся переменными

Изменение вида индикаторной кривой. Индикаторная кривая имеет выпуклость к оси $\Delta p^2/Q$ (рис. 3.6, кр.2). Следует отметить, что данная выпуклость значительна только при большом изменении (на два порядка) радиуса зоны дренирования на первом и последнем режимах исследования. Различие в радиусах дренирования на разных режимах практически мало влияет на коэффициент b , а более существенное влияние оказывает на коэффициент a .

Время полной стабилизации рассчитывается по формуле:

$$t_{ст} = \frac{360\pi R_k^2 m \alpha_r \mu}{k p_{пл}}, \quad (2.3.19)$$

где $t_{ст}$ – время, необходимое для полной стабилизации давления, с;

R_k – радиус контура питания, м;

α_r – газонасыщенность;

m – пористость;

μ – динамическая вязкость, мПа·с;

$p_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

k – проницаемость, мкм².

Влияние включения новых интервалов в процессе исследования скважин на форму индикаторной кривой

Вид индикаторной кривой при вскрытии нескольких продуктивных горизонтов. Зависимость $\Delta p^2/Q$ от Q представляет не прямую, а кривую, начальный участок которой направлен выпуклостью к оси $\Delta p^2/Q$ (рис.2.3.6, кривая 2).

Зависимость коэффициентов a и b от толщины подключаемых интервалов, проницаемости и шероховатости. Коэффициенты a и b , зависящие от k , l и h , могут изменяться от режима к режиму произвольно, либо постепенно ухудшаться, если месторождение истощается неравномерно. Чем больше толщина вновь подключенного в работу пласта и чем выше коэффициенты проницаемости и макрошероховатости, тем меньше значения a и b и тем сильнее меняется характер индикаторной кривой. В целом характер изменения индикаторной линии определяется совокупным влиянием $\mu(p, T)$, $z(p, T)$, $k(p)$, $l(p)$, $k(\Delta p)$, $l(\Delta p)$ и $h(\Delta p)$.

Факторы, усложняющие учет подключения новых интервалов:

- для правильной интерпретации индикаторной кривой требуется знание величин k и l для каждого подключающего интервала, хотя задачей исследования как раз и является определение данных параметров;

- все другие параметры, за исключением нас интересующих k и l , могут быть вычислены путём использования эмпирических зависимостей либо измерены.

Изменение индикаторной зависимости при линейном изменении толщины. Кривая зависимости Δp^2 от Q имеет выпуклость к оси Δp^2 . Если увеличение толщины происходит только на первых режимах, то индикаторная кривая вначале имеет одну кривизну (чаще всего выпуклостью к оси Δp^2), а затем после перехода на режимы $h=const$, другую стандартную кривизну с выпуклостью к оси дебитов (рис. 2.3.6, кривая 4).

Факторы, влияющие на результаты обработки индикаторных диаграмм. 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 определёнными 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.

3.3. Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации

Виды исследований. Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации заключаются в снятии 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;
- перераспределения давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины (прослушивание скважины);
- изменения дебита и давления при эксплуатации скважины.

Параметры, определяемые с помощью нестационарных методов:

- проводимость $k_h = \frac{kh}{\mu}$ и проницаемость k не только призабойной зоны, но и удаленных от скважины участков пласта;
- пьезопроводность $\kappa = \frac{kr_{пл}}{t\mu_{пл}}$;
- пористость t 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.

3.3.1. Методы снятия и обработки кривых нарастания забойного давления (КВД)

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 головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путём, но предпочтительнее снимать кривые нарастания забойного давления с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой.

Методы обработки КВД

Факторы, влияющие на методику обработки КВД. Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если исследуемая скважина удалена от соседних работающих на 3–4 км и продолжительность её работы незначительна, то данную скважину можно рассматривать в «бесконечном» пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров.

А) Методика обработки КВД в условиях «бесконечного» пласта

1. Значительное время работы скважины (рис. 2.3.7)

Условия применения – $T \geq 20 t$, где t – время, необходимое для восстановления давления, T – время работы скважины до снятия КВД.

Используемая зависимость имеет вид:

$$p_3^2 = \alpha + \beta lgt, \quad (2.3.20)$$

где

$$\alpha = p_{30}^2 + \alpha_0 = p_{30}^2 + \beta l g \frac{2,25k}{r_{с.пр}^2} + bQ_0^2,$$

$$\beta = \frac{0,023Q_0 \mu_{пл} T_{пл} z_{пл} p_{ат}}{\pi k h T_{ст}},$$

p_3 и p_{30} – текущее и начальное абсолютные забойные давления (до остановки скважины), МПа;

Q_0 – дебит скважины до остановки, м³/с;

$r_{с.пр}$ – приведённый радиус, м;

t – время восстановления давления, с;

h – эффективная толщина пласта, м;

$\kappa = \frac{k p_{пл}}{\eta t}$ – коэффициент пьезопроводности, 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;

$r_{с,пр}$ – приведенный радиус скважины $r_{с,пр} = r_c e^{-C}$;

C – коэффициент скин-эффекта

$$C = 2 \left(\frac{k}{k_l} - 1 \right) \lg \frac{R_0}{r_c} + \frac{k}{k_l} (C_1 + C_2);$$

k_l – проницаемость призабойной зоны R_0 ;

C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия.

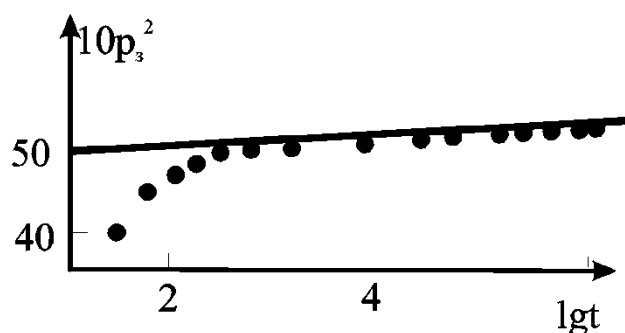


Рис. 2.3.7. КВД при $T \geq 20t$

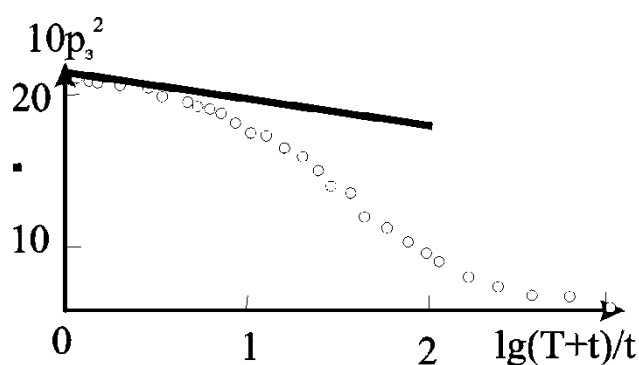


Рис. 2.3.7. КВД при $T \leq 20t$

Определение параметров пласта. Из прямой (рис.2.3.7) находят коэффициенты: α – равный отрезку, отсекаемому на оси ординат, и β – тангенс угла наклона.

По полученным значениям α и β определяют следующие параметры пласта:

- параметр проводимости: $k_h = \frac{k h}{\eta}$ из β ;

- при известной эффективной мощности значение проницаемости:

$$k = \frac{k_h \eta}{h}; \quad (2.3.21)$$

- при известном коэффициенте b параметр:

$$k' = \frac{k}{r_{с.пр}^2} = 0,455 \exp \left[2,3 \frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta} \right];$$

- для совершенной скважины: коэффициент пьезопроводности пласта:

$$K = k' r_{с.пр}^2, \quad (2.3.22)$$

и параметр mh или при известных параметрах $\frac{kh}{\mu}$ и k –

$$mh = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{p_{пл}}{k};$$

- при известном коэффициенте пьезопроводности – приведённый радиус скважины:

$$r_{с.пр} = \frac{k}{k'}$$

и параметр скин-эффекта, характеризующий совершенство скважины и состояние призабойной зоны:

$$C = 1,15 \left(\frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta} - \lg \frac{2,25k}{r_c^2} \right), \quad (2.3.23)$$

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.

- **Незначительное время работы скважины.** В координатах $p_3^2 - \lg t$ конечный участок КВД нелинеен.

Условия применения – $T \leq 20t$, т.е. время T работы скважины перед её остановкой соизмеримо со временем восстановления давления t .

Используемая зависимость:

$$p_3^2 = p_{пл}^2 - \beta \lg \frac{(T+t)}{t}. \quad (2.3.24)$$

Для определения β КВД строится в координатах $p_3^2 - \lg(T+t)/t$. При известном пластовом давлении прямолинейный участок проводится как касательная к КВД из точки с координатами $p_3^2 = p_{пл}^2$ и $\lg \frac{(T+t)}{t} = 0$.

Б) Методика обработки КВД в условиях “конечного” пласта

Формулы для ограниченного пласта можно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины на её поведении сказываются условия на границе

пласта, например, при работе скважины в пласте с малыми размерами или при влиянии работы соседних скважин. В координатах $p^2_3 - \lg t$ конечный участок КВД нелинеен.

Уравнение КВД. Для пласта конечных размеров используется формула:

$$\lg(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2) = \alpha_1 - \beta_1 t, \quad (2.3.24a)$$

где T – время эксплуатации скважины до остановки;

$$\alpha_1 = \lg(1,11\beta);$$

$$\beta_1 = 2,51 \frac{\kappa}{R_K^2};$$

R_K – радиус контура, на котором давление во время снятия КВД остается постоянным, приблизительно равный половине среднего расстояния до соседних скважин.

Как видно из формулы (2.3.24a), коэффициенты α_1 и β_1 определяются графически при обработке КВД в координатах $\lg(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2)$ в зависимости от t (рис. 2.3.8). Если пластовое давление неизвестно, то желательно пользоваться приближенными методами его определения.

Параметры пласта определяются из найденных коэффициентов α_1 и β_1 . По коэффициенту α_1 можно найти β и, следовательно, параметры $k_h = \frac{kh}{\eta}$ и k . По β_1 можно установить $\frac{\kappa}{R_K^2} = \frac{\beta_1}{2,51}$. Если известен R_K , то можно найти параметр емкости пласта:

$$mh = \frac{7,7 \cdot 10^{-5} Q_0 p_{\text{рл}} T_{\text{пл}} z}{\beta \beta_1 R_K^2 T_{\text{ст}} p_{\text{ат}}}. \quad (2.3.25)$$

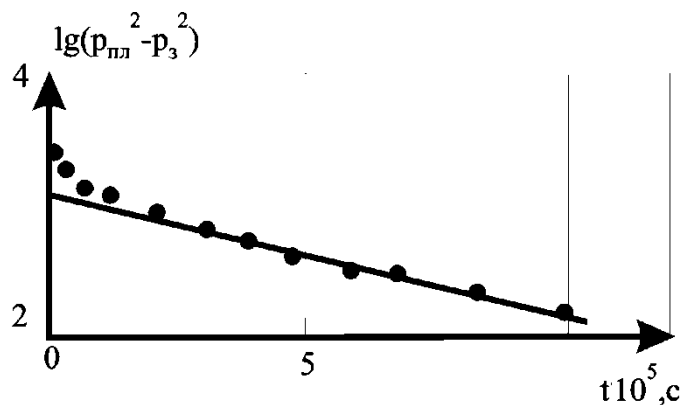


Рис. 2.3.8. Обработка КВД в ограниченном пласте

Определение пластового давления

В ряде случаев КВД используется не только для определения параметров пласта, но и для вычисления пластового давления. В зависимости от принятых граничных условий пластовое давление определяется различными способами. Так, например, при длительной работе скважины до остановки на результаты исследования могут повлиять условия на границе дренажной зоны. В результате этого при использовании формул для бесконечного пласта значения $p_{пл}$ могут быть значительно завышенными.

Бесконечный пласт

Время эксплуатации велико ($T \geq 20t$). Зависимость КВД стандартная. При этом пластовое давление определяют экстраполяцией прямолинейного участка до $lgt = lgT$. В этой точке $p_{пл}^2 = p_3^2 + 0,3\beta$.

Время эксплуатации мало ($T < 20t$). Для обработки КВД применяется уравнение (2.3.24). Пластовое давление получается путём экстраполяции прямолинейного участка до $lg \frac{(T+t)}{t} = 0$. При этом $p_3^2(t) = p_{пл}^2$.

Конечный пласт

Для определения пластового давления с помощью КВД используется следующая методика:

- 1) КВД строят в координатах $p_3^2 \rightarrow lg \frac{T+t}{t}$.
- 2) Определяют β и p_3^{*2} в точке $lg \frac{(T+t)}{t} = 0$.
- 3) Рассчитывают функцию

$$y(u) = \frac{2,3(p_{пл1} - p_3^{*2})}{\beta}, \quad (2.3.26)$$

где $p_{пл1}$ – последнее измеренное или определенное по КВД значение пластового давления;

T – время работы скважины до остановки, $T = \frac{Q_{доб}}{Q_0}$;

$Q_{доб}$ – суммарный отбор из скважины со времени последней остановки скважины на восстановление давления;

Q_0 – дебит газа перед остановкой.

4) Из рис. 3.10 по найденному значению $y(u)$ определяют u .

5) Рассчитывают пластовое давление по формуле:

$$p_{пл} = \sqrt{\left[p_{пл1}^2 - \frac{\beta}{2,3 u} \right]}. \quad (2.3.27)$$

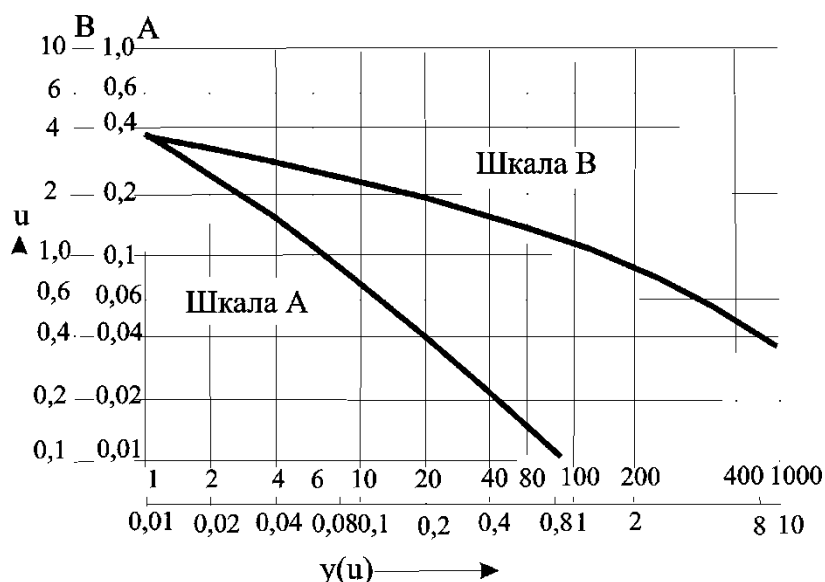


Рис. 2.3.9. График функции $y(u)$

3.3.3. Влияние различных факторов на форму КВД

Факторы, искажающие форму начальных участков КВД:

Наличие притока газа в скважину после её закрытия на устье. При этом начальный участок отклоняется вниз от прямой (рис. 2.3.10, а). КВД начинается из точки с координатами $lgt=0$ и $p_3^2 = p_{3,0}^2$.

Значительное отличие параметров призабойной зоны от параметров пласта, в том числе ухудшение их в результате выпадения конденсата и улучшение после работ по интенсификации. Если проводимость призабойной зоны лучше проводимости пласта, начальный участок отклоняется вверх от прямой (рис. 2.3.10, б). В случае ухудшенных параметров призабойной зоны начальный участок отклоняется вниз и имеет вид, аналогичный КВД с влиянием притока (рис. 2.3.10, а). Применение методов обработки с учетом притока в этом случае не выпрямляет начальный участок.

Технологические причины, а именно:

- запаздывание закрытия скважины на забое по сравнению с началом отсчета времени. Время запаздывания t_0 получается как точка пересечения линии $p_{3,0}^2$ и кривой экстраполированной линии начального участка, имеющего обычно точку перегиба. Коэффициент α в этом случае определяется при $t=t_0$ (рис. 2.3.10, в);
- снятие КВД в фонтанных трубах или эксплуатационной колонне, по которым скважина работала до остановки. При этом первые точки КВД могут быть значительно ниже, чем начальное забойное давление $p_{3,0}^2$. Начальный участок характеризуется большой крутизной, в особенности при снятии КВД после продувки с дебитом, близким к свободному (рис. 2.3.10, г).

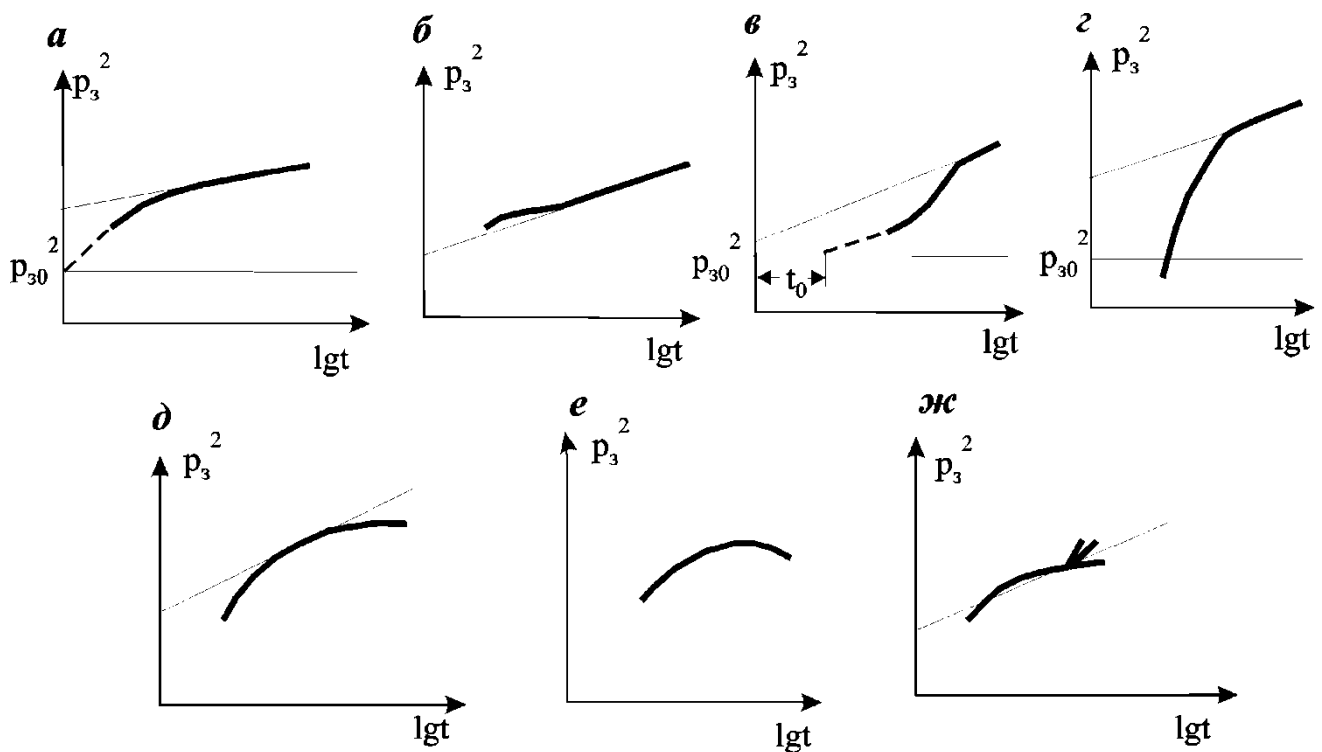


Рис. 2.3.10. Влияние различных факторов на КВД

Факторы, искажающие форму конечных участков КВД:

- Влияние границ пласта, т.е. соответствие принятых при обработке граничных условий характеру работы скважины в процессе исследования. Например, при обработке КВД скважин, работающих в условиях ограниченного пласта, по формулам бесконечного, конечный участок искривляется (рис. 2.3.10, д).
- Неизотермичность процесса восстановления давления в высокодебитных скважинах со значительной разницей между статической температурой на забое и устье. В таких случаях, при снятии КВД на устье неучет процесса стабилизации температуры может привести как к заметному искажению формы конечного участка (рис. 2.3.10, е), так и к изменению его наклона и связанными с этим ошибками в определении параметров газа.
- Наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, в том числе непроницаемых экранов, зон выклинивания, сбросов и т.д. Вид КВД показан на рис 2.3.10, ж.
- Нарушение режима работы скважины перед её остановкой, связанные с технологией исследования, например, со спуском глубинных приборов. При этом длина искривленного участка тем больше, чем больше время работы скважины на изменённом режиме
- Наличие нескольких пластов с разными фильтрационными параметрами. В этом случае время начала влияния границ определяется пьезопроводностью лучшего пласта, что отмечается на КВД дополнительным прямолинейным участком, аналогично неоднородности по площади.

3.3.4. Обработка КВД в газоконденсатных скважинах

Расчетная формула:

$$\psi(t) = \beta_0 Q_0 + \alpha_0 (\alpha + \beta_0) Q_0 F(t). \quad (2.3.28)$$

Здесь ψ и F – функции забойного давления и температуры;
 α_0 и β_0 – функции модифицированного для газоконденсатной смеси коэффициента пьезопроводности, радиуса контура, радиуса скважины;
 Q_0 – установившийся дебит перед остановкой ($t=0$).

3.4. Методы снятия и обработки кривых стабилизации давления (КСД)

Порядок снятия. Исходные данные для обработки кривых стабилизации давления получают при продувках и в процессе исследования скважин методом установившихся отборов. После пуска скважины в работу на определенном режиме фиксируется изменение во времени давления $p(t)$ и дебита $Q(t)$. Затем устьевые давления по известным методам пересчитывают на забойные. При этом забойное давление и дебит уменьшаются во времени. В скважинах, не имеющих затрубного пространства, а также выносящих большое количество жидкости, давление необходимо замерять непосредственно на забое с помощью глубинных манометров.

Полная обработка КСД. Снятую кривую стабилизации давления обрабатывают по формуле:

$$X = \bar{\alpha} + \bar{\beta} \lg \frac{Q_d}{Q}, \quad (2.3.28)$$

где

$$\bar{\alpha} = \bar{\beta} \lg \frac{2,05 k}{r_{с.пр}^2},$$

$$X = \frac{p_{пл}^2 - p_3^2}{Q} - bQ,$$

$$\bar{\beta} = \frac{\beta}{Q},$$

b – коэффициент двухчленной формулы, определяемый по результатам стационарных исследований;

Q_d – определяется по графику $Q(t)$, согласно формуле:

$$Q_d = \left[\frac{Q_0}{2} + \sum_{i=1}^n Q_i(t) \right] \Delta t. \quad (2.3.29)$$

Здесь за Q_0 принимается дебит, полученный при экстраполяции зависимости $Q(t)$ до $t=0$;

Q_i – дебит, соответствующий концу i -го интервала времени.

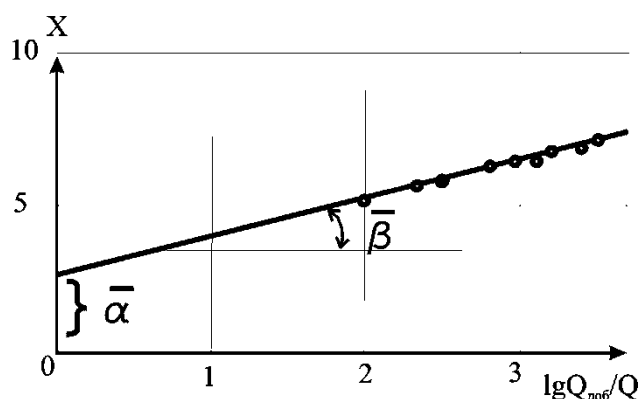
По найденным графическим путем (рис. 2.3.10) коэффициентам $\bar{\alpha}$ и $\bar{\beta}$ определяются те же параметры, что и по КВД.

Упрощенная обработка КСД. Если значение b незначительно, а изменение дебита во времени мало, то кривую стабилизации можно обрабатывать по упрощенной формуле:

$$\psi(t) = \bar{\alpha}_1 - \bar{\beta}\varphi, \quad (2.3.30)$$

где

$$\psi(t) = \frac{p_{пл}^2 - p_3^2}{Q(t)}, \quad \varphi = \lg \frac{Q_d}{Q}, \quad \bar{\alpha}_1 = \bar{\alpha} + bQ.$$



Факторы, влияющие на вид КСД.

Кривые стабилизации в силу тех же факторов, что и КВД, могут быть искажены. Наиболее распространенный фактор, искажающий кривые стабилизации, — неоднородность пласта как по площади, так и по мощности. При этом в некоторых случаях кривые стабилизации дают более детальную характеристику неоднородных пластов.

Вариации КСД при непрерывном изменении параметров:

- Непрерывное улучшение проницаемости пласта от скважины к контуру даёт на КСД два прямолинейных участка, первый из которых характеризует призабойную зону, а второй зону, удалённую от скважины ($\approx 0,5R_k$).
- При непрерывном ухудшении проницаемости может иметь место несколько прямолинейных участков, дающих параметры, близкие к параметрам отдельных зон.

При наличии в пласте зон с резко выраженной неоднородностью на КСД отмечаются те же закономерности, что и на КВД, и по ним можно определить расстояние до этих зон.

Влияние параметров призабойной зоны на вид КСД и метод оценки изменения параметров призабойной зоны. Нарушается прямолинейность зависимости между X и $\lg(Q_d/Q)$. Если в этом случае наложить кривую стабилизации и кривую нарастания давления, то по соотношению между прямолинейным участком кривой нарастания и полученной кривой стабилизации можно количественно оценить изменение параметров призабойной зоны скважины.

КСД в случае неоднородных по мощности пластов. В пластах, неоднородных по мощности, при совместном исследовании различных по проницаемости пластов результаты обработки КСД зависят от соотношения пластовых давлений отдельных пластов. При равенстве пластовых давлений кривые стабилизации дают проводимость, равную сумме проводимостей отдельных пластов, и проницаемость, средневзвешенную по мощности. При разных пластовых давлениях значение приведённой проводимости в общем случае зависит от дебита и достигает суммарного значения, когда приток в скважину происходит из всех продуктивных пластов.

Для получения параметров отдельных пластов по КСД необходимо измерять дебиты газа из каждого пласта на забое скважины, а сама КСД обрабатывается по стандартной методике для каждого пласта.

Вопросы для самоконтроля

1. *Что понимают под продуктивной характеристикой скважины?*
2. *Какие задачи решаются в процессе первичных исследований газовых скважин? Текущих? Комплексных? Специальных исследований?*
3. *Какие параметры определяются в процессе газогидродинамических исследований скважин при установившихся режимах?*
4. *Опишите методику проведения газогидродинамических исследований скважин при установившихся режимах?*
5. *Что показывает индикаторная кривая?*
6. *Что такое свободный дебит? Абсолютно свободный дебит? Что показывают эти параметры?*
7. *Какие особенности газогидродинамических исследований скважин, вскрывших низкопродуктивные пласты? Сравните разные методы проведения газогидродинамических исследований таких скважин.*
8. *Какие факторы влияют на форму индикаторной кривой? Охарактеризуйте влияние каждого фактора.*
9. *Какие исследования скважин проводятся при нестационарных режимах фильтрации? Я Какие параметры при этом определяются?*
10. *Опишите методику получения исходных данных для КВД. Какие факторы влияют на методику обработки КВД?*
11. *Сравните методики обработки КВД в условиях «бесконечного» пласта и «конечного» пласта.*
12. *Какие факторы влияют на форму КВД?*
13. *Как получают кривую стабилизации давления (КСД)? Как ее обрабатывают? Какие параметры можно определить по КСД?*
14. *Какие факторы влияют на вид КСД? Охарактеризуйте влияние факторов.*

Тема 4. УСТАНОВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Различаются два вида технологического режима: фактический и расчетный.

Фактический технологический режим работы скважины устанавливается геологической службой промысла ежеквартально или один раз в полгода в соответствии с данными проекта разработки, опыта эксплуатации и результатами исследования скважин.

Расчетный технологический режим устанавливается при составлении проектов разработки газовых месторождений на много лет вперед.

4.1. Тенденции в обосновании технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин

В настоящее время существуют три тенденции в обосновании технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин:

1. Независимо от геологических особенностей месторождений режим работы скважины должен соответствовать 10–25% абсолютно свободного дебита скважины, т.е. дебиту, соответствующему забойному давлению 1 атм.

2. Независимо от геологических особенностей месторождения скважина должна эксплуатироваться при дебитах, обеспечивающих линейный закон фильтрации газа в призабойной зоне, с целью экономии энергии газа в процессе разработки ("энергосберегающий" дебит).

3. Режим эксплуатации каждой скважины должен обосновываться с учетом возможности деформации, разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостной пробки на забое, конуса подошвенной воды (нефти при наличии оторочки), гидратов, коррозии оборудования, выпадения и частичного выноса конденсата из призабойной зоны, многослойности и неоднородности по устойчивости, емкостным и фильтрационным параметрам залежи, конструкции скважинного оборудования, обводнения, отложения солей, обвязки скважин и др.

Первый и второй подходы обоснования режима работы газовых скважин приняты в США. Третий подход применяется в Российской Федерации, где 75% ежегодного отбора газа приходится на сеноманскую залежь, месторождения которой характеризуются неустойчивостью пластов к разрушению практически при любых депрессиях на пласт и относятся к неоднородному массивно-пластовому типу месторождений с подошвенной водой, расположенных в зоне с многолетнемерзлыми слоями.

Среди различных факторов, влияющих на режим работы газовых скважин, наиболее трудными считаются научное обоснование и точный прогноз безводного дебита газовых скважин, вскрывших неоднородные терригенные и трещинно-пористые пласты с подошвенной водой, а также дебита скважин, вскрывших неустойчивые и слабоустойчивые пласты с обоснованным количеством песка в продукции скважины.

4.2. Основные принципы установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин

Под технологическим режимом эксплуатации понимается режим, при котором поддерживается определённое соотношение между дебитом скважины и забойным давлением или его градиентом. С математической точки зрения технологический режим эксплуатации скважин определяют граничные условия на забое, знать которые необходимо для интегрирования дифференциального уравнения фильтрации газа к скважине.

Принципы выбора оптимального режима. При установлении технологического режима эксплуатации используют исходные данные, накопленные в процессе поиска залежи, разведки и опытной эксплуатации месторождения. Эти данные являются результатами геологических, геофизических, газогидродинамических, газоконденсатных исследований и лабораторного изучения образцов коллекторов и насыщающих их жидкостей и газов. Количество и качество этих исследований не всегда соответствуют нормам и положениям, соблюдение которых по правилам разработки является обязательным. Указанные несоответствия в большинстве случаев закономерны и связаны со спецификой газовых месторождений. В частности, как правило, газовые залежи неоднородны по площади и по разрезу, их емкостные и фильтрационные параметры, запасы определяются неточно, в начальный период разработки отсутствует достаточное число скважин для получения достоверной информации.

На технологический режим эксплуатации влияет множество факторов, причем влияние различных факторов может быть как однонаправленным, так и разнонаправленным. Поэтому при недостаточно глубоком изучении этих вопросов установленный режим может оказаться неправильным.

Для установления наиболее обоснованного технологического режима работы скважин необходимо учесть:

- географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты, форму, тип, размер и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конденсата и нефти (при наличии нефтяной оторочки), наличие и активность подошвенной и красных вод;
- условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению, влияние изменения давления на параметры пласта, водогазонефтенасыщенность пластов, их давления и температуры; совершенство скважин по степени и характеру вскрытия пласта;
- состав газа, конденсата, нефти (при наличии оторочки) и воды, наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов – H_2S , CO_2 , ртути и др.; наличие отдельных пропластков и характер их изменения по толщине и по площади, наличие органических кислот в пластовой воде; влагосодержание газа, физико-химические свойства газа, конденсата, воды и нефти и их изменение по

площади и по разрезу;

- конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле и условия очистки, осушки и транспортировки газа; характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;
- условия потребления газа по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа.

Нередко влияние одного фактора противоречит другому, что не позволяет учесть всю совокупность факторов. Поэтому для установления технологического режима эксплуатации газовых скважин с учетом "всех" факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии. Такие принципы и критерии могут быть реализованы путем обобщения по группам различных факторов. Причем, используя накопленный опыт установления технологического режима эксплуатации газовых скважин, заблаговременно можно исключить часть факторов, связанных с условиями вскрытия, свойствами промысловочной жидкости, совершенством скважины, образованием пробок, техникой и технологией сбора, осушки и очистки газа и др. Тогда к **основным факторам, влияющим на технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин**, можно отнести следующие:

- деформацию и устойчивость к разрушению продуктивного разреза;
- наличие активной подошвенной или контурной воды, способной по сверхпроницаемым пропласткам сравнительно быстро обводнить скважины, вскрывшие газоносную толщину, включая сверхпроницаемый пропласток;
- условия вскрытия пласта, степень и характер вскрытия с учетом близости контактов газ–нефть или газ–вода;
- возможность образования жидкостных или песчано-жидкостных пробок в процессе эксплуатации;
- наличие коррозионно-активных компонентов в составе добываемого газа и пластовой воды, концентрацию этих компонентов, давление, температуру и скорость потока по стволу скважины;
- многоярусность, различие составов газов, давлений и температур отдельных пропластков, наличие или отсутствие гидродинамической связи между ними и последовательность их залегания, одинаковость уровня газодляных контактов, неоднородность разреза по прочностным и фильтрационным признакам.

По мере истощения залежи, продвижения подошвенной и контурной воды, снижения дебита газа во времени, уменьшения пластового и забойного давлений наступает время, когда установленный режим не обеспечивается, и тогда необходимо изменить выбранный технологический режим эксплуатации. Вновь устанавливаемый технологический режим эксплуатации также обосновывается, как и в начале разработки месторождения.

Независимо от разработки при установлении оптимальных технологических режимов эксплуатации необходимо придерживаться следующих принципов:

- полностью учитывать геолого-промысловую характеристику залежи; полностью учитывать технологическую и техническую характеристики скважинного и наземного оборудования;
- рационально использовать естественную энергию газоносного, нефтеносного (при наличии нефтяной оторочки) пластов и водонапорной системы;
- полностью удовлетворять требования закона об охране окружающей среды и рациональном использовании природных ресурсов;
- максимально гарантировать надежность работы в установленные сроки всего комплекса систем пласт-начало газопровода;
- обеспечивать наибольшую производительность газовых скважин в предусмотренный планом период разработки залежи;
- максимально учитывать возможность снятия ограничений, снижающих дебиты скважин, и предусматривать меры по интенсификации добычи газа;
- своевременно изменять ранее установленные, но непригодные на данном этапе разработки, технологические режимы эксплуатации скважин на новые режимы;
- обеспечивать предусмотренную планом добычу газа при минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах.

При полном и безусловном соблюдении перечисленных выше принципов установления технологического режима эксплуатации будет достигнута рациональная разработка газовых и газоконденсатных месторождений.

4.3. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учетом определяющего фактора или сочетания факторов терпит изменения в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обусловлены либо изменением самого определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением новых факторов, которые на данном этапе разработки из так называемых пассивных факторов переходят в активные. Необходимость изменения установленного технологического режима обусловлена изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением определенных мероприятий, позволяющих увеличить производительность скважин, или ремонтно-профилактических работ, нередко приводящих к снижению производительности.

В процессе эксплуатации месторождения необходимость изменения технологического режима возникает при следующих обстоятельствах:

1. Определяющий фактор при установлении технологического режима – подошвенная вода. В этом случае допустимая предельная депрессия на пласт для заданной величины вскрытия пласта – величина переменная. С изменением плотностей воды и газа, а также пластового давления величина допустимой депрессии линейно уменьшается с уменьшением пластового давления. Следовательно, при наличии подошвенной воды величина допустимой депрессии

должна быть периодически снижена в соответствии со снижением пластового давления. Иначе установленная в начале разработки величина допустимой депрессии на пласт приводит к неизбежному подтягиванию конуса воды в скважину. Если технологический режим определяется на длительное время только по подошвенной воде, то при этом необходимо учесть подъем поверхности контакта газ–вода. Это, в свою очередь, приведет к более интенсивному снижению производительности скважины. Существует несколько часто встречающихся случаев необходимости изменения технологического режима, установленного по подошвенной воде:

а) в скважине в результате ремонтно-изоляционных работ установлены цементные мосты, которые позволяют увеличить величину допустимой депрессии на пласт, следовательно, увеличить предельный безводный дебит скважины, или создана искусственная перегородка, позволяющая также существенно повысить производительность скважины или депрессию на пласт;

б) производительность скважины вследствие плохих коллекторских свойств пласта весьма низкая и допускается превышение допустимой величины депрессии с одновременным притоком газа и воды и последующим удалением воды из скважины;

в) по некоторым скважинам, технологические режимы которых установлены исходя из наличия подошвенной воды, требуется повышение или понижение давления на устье скважины на фоне всех эксплуатируемых скважин и системы сбора газа;

г) в скважине производятся работы по подъему и спуску насосно-компрессорных труб либо смена полностью или частично арматуры, и эти работы приводят к изменению параметров пласта и скважины, следовательно, и к изменению технологического режима работы.

Все изменения технологического режима эксплуатации, независимо от того, вызваны ли они изменением пластового давления, подъемом поверхности газ–вода, изменением плотности воды и газа, установкой цементных мостов или созданием искусственного непроницаемого экрана, величиной устьевого давления, подъемом насосно-компрессорных труб или другими причинами, должны быть предусмотрены проектом разработки месторождения, обоснованы расчетным путем с учетом расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ–вода, параметров пласта, возможного темпа подъема поверхности газ–вода и падения пластового давления, необходимой величины высоты цементного моста и непроницаемого экрана и других параметров, используемых при расчете величины предельного безводного дебита с привлечением фактического материала и контролируемых в процессе эксплуатации. Только при этих условиях проектные данные будут весьма близки к фактическим.

II. Определяющий фактор при установлении технологического режима – близость контурных вод. В этом случае критерием выбора режима могут служить несколько параметров, среди которых на первое место выходит суммарный отбор газа из месторождения до прорыва воды в скважину. Принципиально продвижение контурных вод к скважине связано с двумя показателями: общим истощением месторождения, независимо от расположения

скважин, в частности, рассматриваемой скважины, в результате которого происходит внедрение в газовую залежь контурной воды; созданием значительной депрессионной воронки, влияющей на темп внедрения воды в зону дренажа рассматриваемой скважины, так, что он значительно опережает темп внедрения от общего истощения газоносного пласта. При сравнительно высоких темпах отбора газа из месторождения, что особенно характерно для месторождений с малыми запасами, как правило, темп внедрения контурных вод несколько отстает от темпа отбора газа. Следовательно, для сравнительно однородного пласта (или нескольких пластов) в скважинах, расположенных в зонах, не представляющих опасности прорыва контурных вод, обеспечение максимального дебита (если другие факторы не ограничивают его величину) при установлении технологического режима целесообразно. В то же время в скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величина депрессии в приконтурных скважинах в каждом конкретном месторождении и в каждой конкретной скважине выбирается расчетным путем, исходя из расстояния от устья скважины до контакта газ-вода, коллекторских свойств пласта, их изменения от скважины до контура, пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких неоднородных пластов эти расчеты производятся по наиболее опасному, с точки зрения быстрого прорыва контурной воды, пласту.

Возможные изменения технологического режима эксплуатации скважин, когда определяющим фактором является возможность прорыва контурной воды, связаны с ее продвижением в процессе истощения, необходимостью ремонтно-профилактических работ на скважине, изменением устьевого давления, образованием гидратов при незначительных дебитах и др.

III. Основной фактор при установлении технологического режима – устойчивость породы к разрушению. При этом критерии технологического режима эксплуатации скважин устанавливаются в виде постоянного градиента, и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Иными словами, если скважина вскрывает коллектор с низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддерживать его постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта. Величина допустимого градиента для газоносных пластов с низкой устойчивостью к разрушению устанавливается на скважинах рассматриваемого месторождения в период опытно-промышленной эксплуатации. При проверке правильности выбранной величины градиента не допускается использование данных, базирующихся на результатах кратковременного испытания скважин. Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при укреплении призабойной зоны специальными смолами, внедрении одновременно-раздельной эксплуатации в случае многопластовости, применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

IV. Основными факторами при установлении технологического режима являются вскрытие пласта и гидродинамическое несовершенство по степени

и характеру вскрытия. Если степень и характер вскрытия не обусловлены жестко при вскрытии пласта любыми промывочными растворами, то технологический режим устанавливается по мере дострела на перфорированной части фильтра и уплотнением перфорации до ее оптимальной величины.

С целью повышения производительности скважин в ряде случаев допускается открытый необсаженный забой или спуск механических фильтров. Изменение технологического режима, связанное со вскрытием, необходимо также при системе эксплуатации сверху вниз или, наоборот, на многопластовых залежах.

V. Основной фактор при установлении технологического режима – наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов. Необходимость изменения технологического режима возникает, начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать приблизительно определенную величину в любом сечении ствола скважины. Если в процессе эксплуатации скважины, даже в начальный период разработки, производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при определяющем факторе, связанном с коррозионно-активными компонентами в газе, также подлежит изменению (кроме случаев правильного выбора диаметра насосно-компрессорных труб до их максимально возможной величины и закачки ингибитора против коррозии), если необходимо поддерживать определенное устьевое давление, и увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования.

VI. Изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением коэффициентов фильтрационных сопротивлений, т.е. параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения её в процессе разработки. Эти изменения определяются периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Если в зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения их параметров в призабойной зоне носят закономерный характер, то при проектировании разработки должен быть рекомендован такой технологический режим, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. На практике часто изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

VII. Изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обусловлены степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно-раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и др.

VIII. Технологический режим устанавливался исходя из влияния температуры на производительность скважин. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если:

1) производится ингибирование продукции скважины в стволе, т.е. дополнительные потери давления в пласте и стволе скважины в результате подачи ингибитора исключают возможность образования гидратов;

2) система осушки газа обеспечивает необходимую температуру сепарации, независимо от температуры поступающего из скважины газа;

3) в результате сравнительно длительной эксплуатации скважины (особенно в районах Крайнего Севера) произошло перераспределение температуры газа в среде, окружающей ствол скважины;

4) производится спуск забойных нагревателей или теплоизоляционных лифтовых труб, позволяющих изменить технологический режим эксплуатации скважины, обусловленный определенной величиной распределения температуры в призабойной зоне пласта, стволе и на устье скважины.

IX. Изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважины. В том случае, когда дальнейшие изменения в конструкции насосно-компрессорных труб исключены и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и стволе скважин, полностью не выносятся, процесс накопления жидкостного столба требует изменения технологического режима путем закачки в ствол скважины ПАВ или соответствующих изменений производительности скважин. Аналогичное изменение должно быть произведено при накоплении песчано-жидкостной пробки на забое скважины, приводящей к изоляции части работающего интервала. Если образовалась жидкостная или песчаная пробка, то в процессе их удаления изменением глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб или применением механических средств по удалению образовавшейся пробки установление нового технологического режима является необходимостью.

X. Изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменением. Определяющая величина давления на устье скважин, на входе промыслового пункта осушки и очистки газа или промыслового газосборного коллектора устанавливается исходя из величины дебита скважины, параметров (длина, диаметр и др.) шлейфов, давления сепарации, давления на входе в компрессорную станцию и давления в начале газопровода. По известной заданной величине давления в одном из перечисленных узлов производятся расчеты для определения технологического режима эксплуатации скважин с учетом различных потерь давления от названного узла до пласта.

Таким образом, технологический режим эксплуатации по некоторым определяющим факторам принципиально является переменной величиной, но несоблюдение установленного технологического режима и его изменения в процессе разработки со стороны работников промыслов приводят к преждевременному выходу скважин из строя и бурению дополнительных скважин.

Наиболее часто при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений используются режимы постоянного градиента, постоянной депрессии или дебита, а также постоянного забойного давления. Причем, как

правило, установленный в начальной стадии технологический режим, например, постоянной депрессии или дебита, в период падающей добычи заменяется режимом постоянного устьевого давления по части скважин, устьевые давления которых отличаются от давления основного эксплуатационного фонда. В дальнейшем, с момента ввода компрессорной станции, эти скважины нередко переводятся снова на режим падающего устьевого давления. Увеличение за последние годы числа газовых и газоконденсатных месторождений, переходящих на последний этап разработки, но еще способных обеспечить выдачу значительного количества газа, происходит из-за отсутствия правильно установленного технологического режима эксплуатации скважин и конкретных рекомендаций по данному вопросу в проектах и анализах разработки месторождений. Существенное снижение пластового давления, производительности скважин, увеличение количества влаги в газе, низкая скорость потока газа в стволе скважины и другие факторы требуют предварительной оценки и выдачи конкретных рекомендаций по режиму эксплуатации скважин в поздней стадии разработки месторождений с учетом возможного применения плунжерных лифтов, применения ПАВ и т.д. для более надежной оценки добычной возможности каждой скважины или группы скважин и месторождения в целом.

Время перехода от одного технологического режима к другому, в основном, зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и условий сбора и транспорта газа. Причем первая часть этого вопроса, т.е. выбор технологического режима в зависимости от того или иного фактора, являющегося определяющим для данного месторождения, решается проектирующими организациями на базе имеющихся геолого-промысловых данных. Время, требующее изменения режима в зависимости от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью в газе, по меньшей мере, в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи. Кроме того, время изменения технологического режима связано с условиями сбора, т.е. с переводом от одной системы осушки к другой, и с начальными параметрами газопровода, сохранение которых ставится весьма жестко.

В целом при возможности проведения прогнозных расчетов (в технологических схемах и проектах разработки) величин изменения пластового, забойного, устьевого давлений и давления системы сбора, осушки и транспортировки газа, содержания и изменения во времени количества жидкости в газе, технологии эксплуатации скважин с известной конструкцией и др. проектировщик обязан рекомендовать соответствующие сроки перехода от одного технологического режима работы на другой и определить критерии для выбора на каждой конкретной скважине правильного технологического режима работы. Невыполнение требования правомерности и надежности проектных показателей на месторождениях может привести к существенным отклонениям проектных данных от фактической возможности промысла. Указанное выше положение касается временного, или так называемого стадийного (в зависимости от периода разработки залежи), необходимого изменения технологического режима

эксплуатации. Если технологический режим установлен по какому-то из перечисленных факторов, то при проведении ряда мероприятий в скважине или неожиданных изменениях по различным причинам необходимо текущее, в отдельных скважинах очень частое, изменение технологического режима эксплуатации. Эта необходимость устанавливается при периодических исследованиях скважин или проведении разных мероприятий в скважинах и корректируется в материалах по анализу разработки.

Из изложенного выше следует, что в процессе разработки происходят изменения технологического режима эксплуатации скважин. Эти изменения могут быть связаны как с самим фактором, по которому устанавливался данный режим, так и со стадией разработки и различными работами в скважине.

Происходящие изменения могут быть учтены и прогнозированы в зависимости от различных факторов и должны быть включены в проект разработки месторождения.

4.4. Принципы и математические критерии основных определяющих факторов при установлении технологического режима

4.4.1. Влияние несовершенства газовых скважин на технологический режим эксплуатации

Газоотдающие возможности разрабатываемой залежи существенно зависят от характера связи ствола скважины с продуктивным пластом. От выбранных условий вскрытия продуктивного разреза зависит технологический режим эксплуатации. Влияние вскрытия пласта на производительность скважин связано с условиями вскрытия продуктивного пласта, обеспечивающими сохранение его естественной проницаемости; степенью вскрытия и конструкцией забоя скважины, через который осуществляется гидродинамическая связь ствола со скважиной.

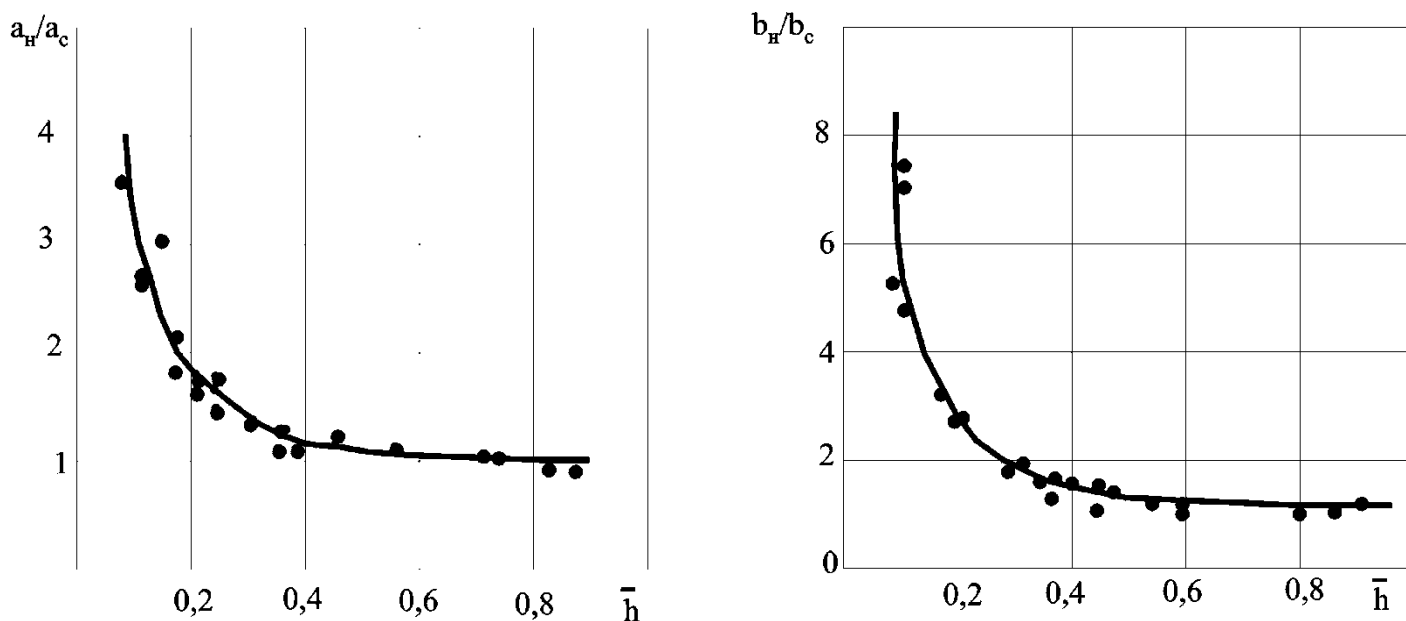


Рис. 2.4.1. Зависимости коэффициентов фильтрационных сопротивлений несовершенной скважины (a_n и b_n) от относительного вскрытия пласта $\bar{h} = h/h_{вск}$
 h – толщина пласта; $h_{вск}$ – вскрытая толщина пласта

Влияние степени вскрытия на производительность газовых скважин.

Однопластовая залежь. Известно, что на дебит скважины определяющим образом влияет проницаемость призабойной зоны (дебит уменьшается в двое при уменьшении проницаемости призабойной зоны по сравнению с проницаемостью пласта в 4 раза). Поэтому велика роль выбора промывочной жидкости и величины перепада давления на пласт при его вскрытии.

Производительность скважин в значительной мере зависит от совершенства вскрытия пласта. Несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия вызывает дополнительное сопротивление по пути движения жидкости и газа (рис.2.4.1), приводит к увеличению потерь давления и понижению производительности скважин (рис. 2.4.2).

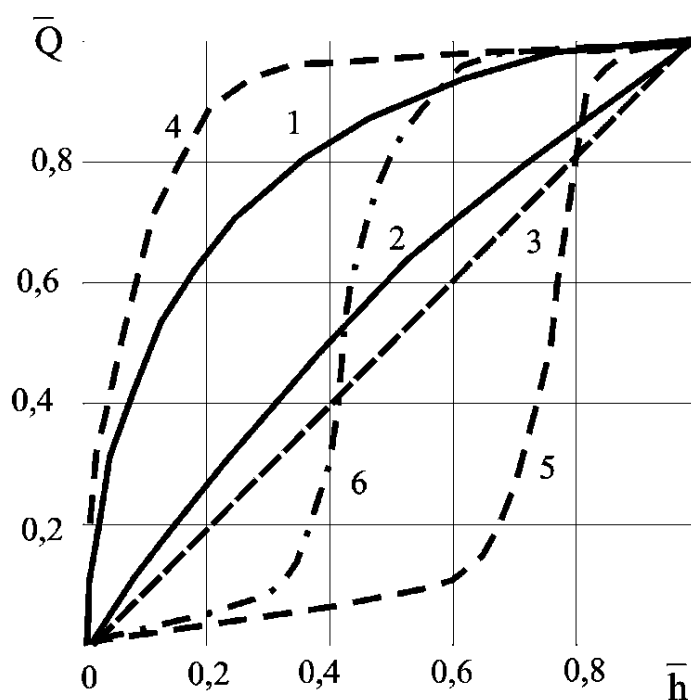


Рис. 2.4.2. Зависимости относительного дебита $Q^*=Q_n/Q_c$ от относительного вскрытия пласта h^*

Кривые: 1 – изотропный пласт; 2 – анизотропный пласт; 3 – вертикальная проницаемость $k_v=0$; 4 – двухслойный: сверху изотропный высокопроницаемый пласт, нижний – низкопроницаемый анизотропный (параметр анизотропии $\nu=0,1$); 5 – двухслойный: снизу высокопроницаемый изотропный пласт; 6 – трехслойный, в середине высокопроницаемый изотропный пласт; Индексы «н» и «с» относятся к параметрам несовершенной и совершенной скважин

Влияние степени вскрытия на производительность скважин зависит от толщины продуктивного пласта, его фильтрационных свойств и характера их изменения по площади, толщине и последовательности залегания пропластков с различной проницаемостью. При этом надо отметить, что если вертикальная проницаемость k_v много больше горизонтальной проницаемости k_r , то увеличение отбора газа из скважины при заданной депрессии наиболее эффективно не за счет

увеличения степени вскрытия, а за счет увеличения диаметра скважины. Если же, наоборот, $k_b \ll k_r$, то дебит скважины растет практически пропорционально степени вскрытия (рис. 2.4.2, кривая 3).

Считается, что полная перфорация газоносного интервала всегда приводит к увеличению дебита скважины. Однако практика показывает, что прирост дебита скважины за счет полноты вскрытия однородного пласта по сравнению с идентичным пластом, перфорированным до половины газоносного интервала (рис. 4.2, кривая 1), может быть настолько незначительным (порядка 14%), что существующая техника измерения профиля притока (дебитомер, шумомер и др.) практически не фиксирует прироста дебита скважины. Приведенная зависимость показывает, что если конструкция скважины не обеспечивает вынос частиц жидкости и твердых примесей, то практически неизбежно образование столба жидкости или песчаной пробки ниже середины интервала перфорации.

Многопластовая залежь. Если газоносный интервал состоит из нескольких полностью перфорированных пропластков, обладающих различной проницаемостью и гидродинамически взаимосвязанных, то отсутствие заметного прироста дебита особенно ярко выражено в интервалах с низкой проницаемостью (рис. 2.4.2, кр. 4, 5, 6).

Оптимальная величина вскрытия. Обобщая приведенные зависимости \bar{Q} от \bar{h} , следует сделать следующие выводы:

1) При наличии опасности прорыва конуса подошвенной воды оптимальным вариантом вскрытия однородных, анизотропных (с параметром анизотропии близким к единице) пластов, а также многопластовых залежей, где низкопродуктивный пропласток залегает ниже высокопродуктивного, является относительная толщина вскрытия $\bar{h} = h_{вск}/h \approx 0,5 - 0,6$.

2) При наличии подошвенной воды необходимо вскрывать только часть пласта, обеспечивая при этом практически максимальную, безводную производительность скважин и минимальную опасность прорыва конуса подошвенной воды к ним.

3) При чередовании высокопроницаемых пропластков с низкопроницаемыми часть перфорированного интервала с низкой проницаемостью вследствие малой производительности перекрывается столбом жидкости или песчаной пробкой и в работе скважины не участвует.

Влияние характера вскрытия на производительность газовых скважин

Обычно связь пласта со скважиной осуществляется перфорацией. Задачей перфорации является обеспечение максимальной производительности скважин при минимальных затратах, связанных с величиной интервала вскрытия, глубиной и числом перфорационных отверстий

Понятие о максимальной производительности. Под максимальной производительностью в случае несовершенной по характеру вскрытия понимается дебит скважины, получаемый из предполагаемого интервала вскрытия при допустимой величине депрессии на пласт и отсутствии дополнительного сопротивления, вызванного перфорацией. В ряде случаев максимальная

производительность скважин может быть обеспечена путём интенсификации при ограниченном числе перфорационных отверстий.

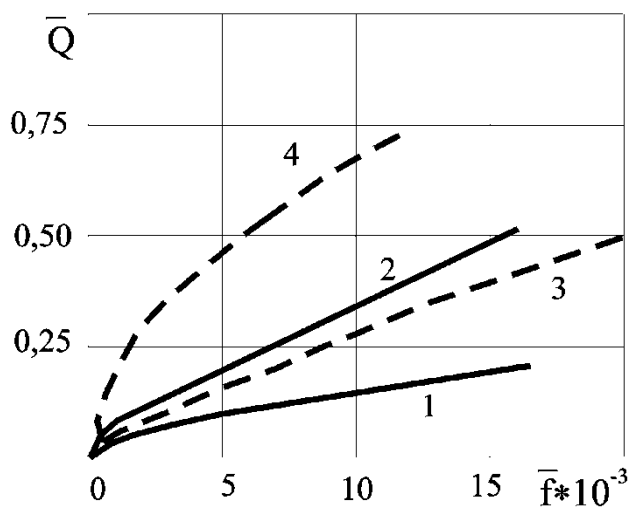


Рис. 2.4.3. Зависимость \bar{Q} от просветности перфорации \bar{f}

1 – анизотропный пласт ($d= 6,3 \cdot 10^{-3}$ м); 2 – изотропный пласт ($d= 6,3 \cdot 10^{-3}$ м); 3 – изотропный пласт ($d= 2 \cdot 10^{-3}$ м); 4 – изотропный пласт ($d= 0,5 \cdot 10^{-3}$ м); d – диаметр отверстий перфорации; $f=f_{от}/F$; $f_{от}$ – поверхность отверстий на 1 п.м. перфорированной поверхности F

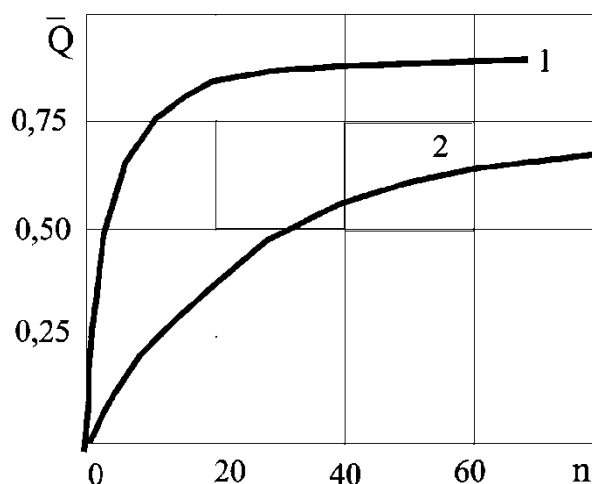


Рис. 2.4.4. Зависимость \bar{Q} от числа отверстий n

1 – $a=0,3$, $b=0,1$;

2 – $a=10$; $b=0,001$

Факторы, влияющие на размеры перфорационных отверстий. Размеры перфорационных отверстий зависят от конструкции перфоратора, гидростатического давления, температуры и плотности среды, толщины слоя жидкости между перфоратором и стенкой скважины, твёрдости металла и цементного камня и др. С увеличением пористости и проницаемости породы глубина перфорационного канала увеличивается, а с увеличением прочности породы – уменьшается

Факторы, влияющие на дебит перфорированных скважин. При данных размерах перфорационных отверстий дебит скважины зависит от их числа, а при расчетах также от правильности определения коэффициентов несовершенства C_1 –

C_4 . Число отверстий, определённое как оптимальное при линейном законе, не всегда приемлемо в газовых и газоконденсатных скважинах. Относительный дебит (отношение дебита несовершенной скважины к дебиту совершенной), рассчитанный по формуле для линейного закона сопротивления, всегда больше дебита газа, определённого при нелинейном законе. Для заданных a , b и $p_{пл}$ величина депрессии существенно влияет на относительный дебит газовых и газоконденсатных скважин, и если величина депрессии на пласт неограниченна, то число перфорационных отверстий может быть минимальным. В анизотропных пластах, при прочих одинаковых условиях, плотность перфорационных отверстий должна быть значительно выше, чем в изотропных (рис. 4.2.3, кривые 1, 2). С увеличением числа отверстий при этом существенно снижаются коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Следует отметить, что производительность скважины, вскрывшей анизотропный пласт при меньшем диаметре отверстий и большем их числе, превышает производительность, получаемую при большем диаметре отверстий, но меньшем их числе (рис. 4.2.3, кривые 2, 3, 4)

Для заданных a_c , b_c (коэффициенты фильтрационных сопротивлений совершенной скважины) и относительного дебита число отверстий n зависит от величины депрессии на пласт. Для получения заданного дебита при больших Δp^2 требуется меньшее число отверстий. Величина Δp^2 ограничивается пластовыми давлениями, устойчивостью пород к разрушению, наличием подошвенной воды и др. факторами. Поэтому число отверстий должно быть установлено с учетом перечисленных факторов. Расчеты показывают, что при прочих одинаковых условиях для заданного Q влияние Δp^2 на число перфорационных отверстий n зависит от фильтрационных свойств пористой среды. Для заданного Q ухудшение коллекторских свойств пласта приводит к увеличению числа отверстий (рис. 2.4.4).

Влияние степени вскрытия полосообразного пласта на продуктивность горизонтальной скважины

Параметры, определяющие несовершенство по степени вскрытия горизонтальной скважины (ГС). Несовершенство по степени вскрытия горизонтальной скважины связано не с толщиной пласта, а длиной полосообразного пласта L , приходящейся на долю рассматриваемой горизонтальной скважины, и длиной горизонтальной части ствола l (рис. 2.4.5).

Параметры, влияющие на производительность:

- степень вскрытия полосообразного пласта;
- размещение ствола относительно кровли и подошвы пласта;
- расстояния между соседними горизонтальными скважинами, т.е. боковыми контурами питания;
- расположение скважины относительно торцов полосообразного пласта (рис. 2.4.5 а, б).

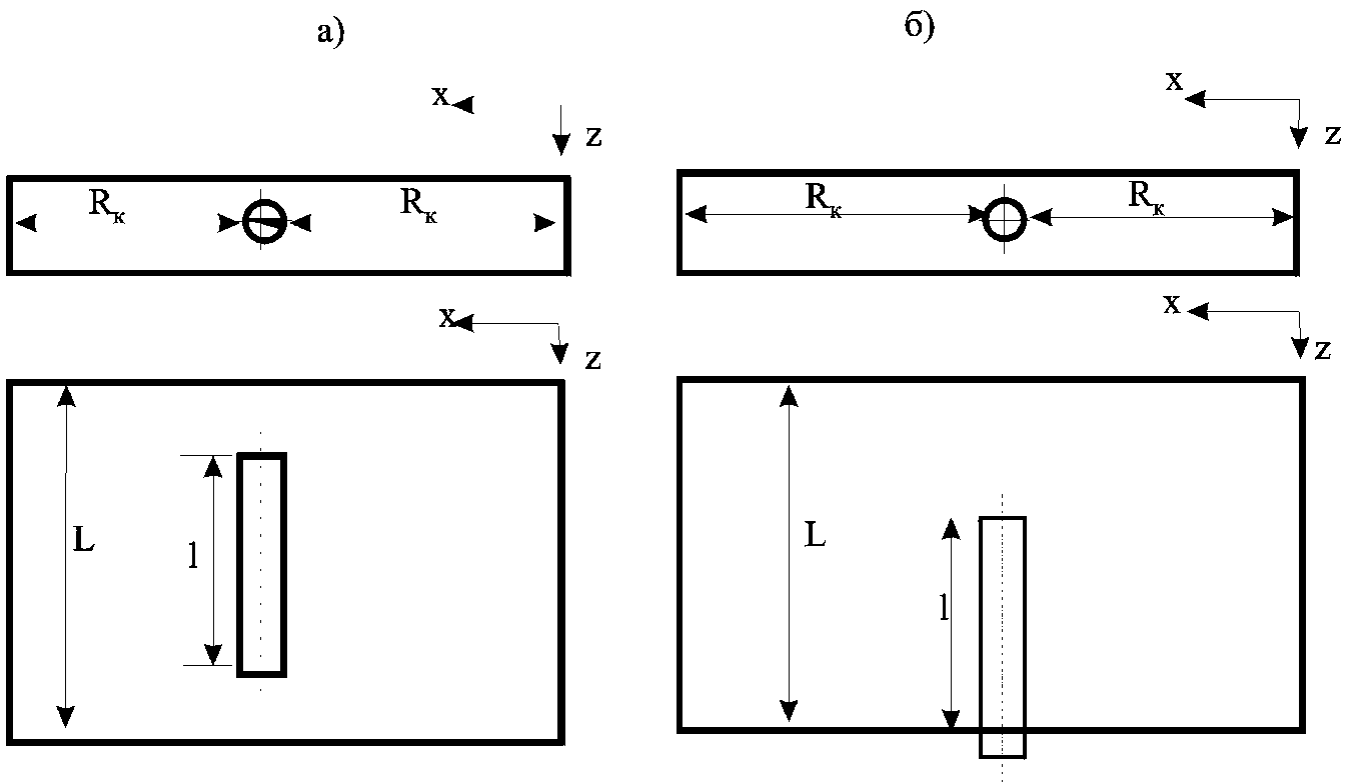


Рис. 2.4.5. Схема вскрытия пласта горизонтальной скважиной

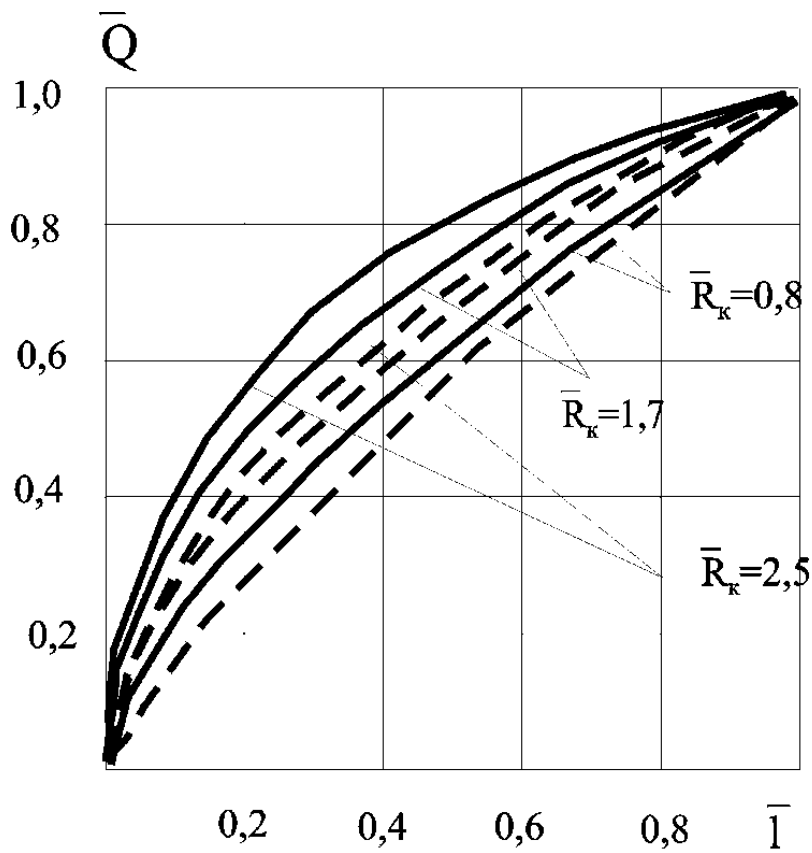


Рис. 2.4.6. Зависимость \bar{Q} горизонтальной скважины от \bar{l} полосообразного пласта при различных \bar{R}_k

Характер зависимости дебита от параметров вскрытия.

С увеличением относительной ширины пласта $\bar{R}_k = R_k/L$ (R_k – расстояние от горизонтальной скважины, расположенной вдоль пласта, до контура питания) разница между относительными дебитами \bar{Q} горизонтальных скважин, расположенных согласно схемам а) и б) на рис. 2.4.5, растет. С увеличением \bar{R}_k и относительного вскрытия $\bar{l} = l/L$ (рис. 4.6) увеличивается темп нарастания относительного дебита $\bar{Q} = Q_n/Q_c$ (Q_n – дебит несовершенной скважины, Q_c – дебит совершенной скважины, вскрывшей пласт на всю длину). Так, при $\bar{l} = 0,5$ и $R_k = 2,5$ относительный дебит \bar{Q} составляет 80% дебита совершенной скважины. С уменьшением \bar{R}_k зависимость между \bar{Q} и \bar{l} приближается к линейному характеру ($\bar{R}_k < 1$). Рост производительности несовершенной горизонтальной скважины, эксплуатирующей полосообразный пласт, интенсивнее до относительного вскрытия $\bar{l} = 0,4$ и, следовательно, горизонтальную скважину целесообразно размещать дальше от границ пласта. Следует отметить, что несовершенство вертикальной скважины менее существенно влияет на её производительность, чем несовершенство горизонтальной.

4.4.3. Технологический режим работы скважин при наличии подошвенной воды

Закономерности изменения предельного безводного дебита

Установление технологического режима эксплуатации газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, относится к задачам высшей сложности. Точное решение этой задачи с учетом нестационарности процесса конусообразования, неоднородности пористой среды в вертикальном и горизонтальном направлениях, различия законов фильтрации газа и воды, изменения их физических свойств в процессе разработки, формы и границ разделов газ–вода, фазовых проницаемостей и капиллярных сил практически невозможно. Как правило, безводные дебиты, определяемые расчетным путем, оказываются значительно больше фактических, и конус подошвенной воды прорывается в скважину при дебитах сравнительно меньших, чем расчетные. Тем не менее, ввиду важности данной задачи при проектировании и эксплуатации газовых месторождений, рассмотрим основные закономерности изменения предельного безводного дебита в зависимости от величины вскрытия и анизотропии пласта.

Предельным безводным дебитом будем считать производительность скважины, получаемую при достижении вершины конуса воды забоя скважины. Отсюда следует, что для получения безводного дебита необходимо, чтобы уровень контакта газ–вода под скважиной был ниже нижних перфорационных отверстий. Это означает, в скважине необходимо создать такую депрессию, при которой уровень конусообразования воды будет меньше высоты:

$$y = a(h - h_{bc}), \quad (2.4.1)$$

где h – толщина пласта; $h_{вс}$ – вскрытая толщина; коэффициент a положим равным 0,4, что, по И.А. Чарному, дает достаточную надежность в определении безводного дебита.

Таким образом, для точного решения задачи о безводном дебите газовой скважины необходимо знание истинного положения границы раздела газ–вода, являющейся функцией времени и режима эксплуатации скважины, и распределения давления в зоне, дренируемой рассматриваемой скважиной, в значительной мере определяемого степенью изотропии пласта.

В большинстве газоносных пластов вертикальные и горизонтальные проницаемости различаются, причем вертикальная проницаемость k_v значительно меньше горизонтальной. Низкая вертикальная проницаемость снижает опасность обводнения газовых скважин в процессе эксплуатации. Однако при низкой вертикальной проницаемости затрудняется и подток газа снизу в область влияния несовершенства скважины по степени вскрытия. В связи с этим необходимо учитывать влияние анизотропии, так как использование методов определения $Q_{пр}$, разработанных для изотропных пластов, приводит к существенным погрешностям.

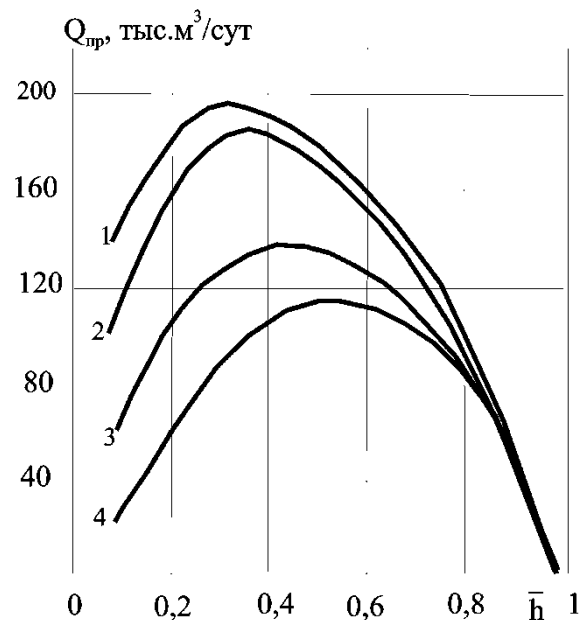


Рис. 2.4.7. Зависимость предельного безводного дебита скважины $Q_{пр}$ от относительного вскрытия \bar{h} для различных значений анизотропии

- 1 – анизотропный пласт при параметре изотропии $v=1$;
- 2-4 – изотропный пласт при $v= 1,0; 0,5; 0,1$.

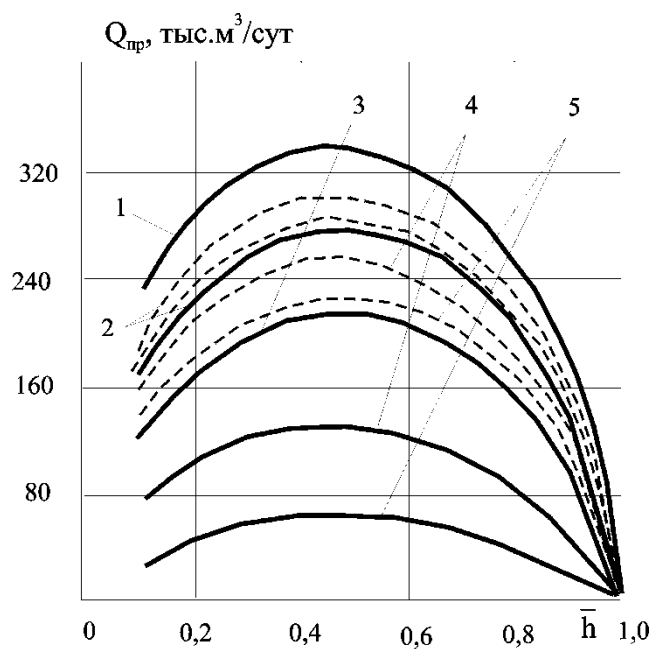


Рис. 2.4.8. Зависимость предельного дебита $Q_{\text{пр}}$ от величины относительного вскрытия \bar{h} при подвижном и неподвижном ГВК

Чем больше подъём ГВК, тем выше погрешность в величинах дебитов, определённых без учета подъёма ГВК. Величина подъёма контакта зависит от запасов и отбора газа, активности водонапорной системы, коллекторских свойств водо-газонасного пласта и др. Внедрение в процессе разработки подошвенной воды приводит к изменению пластового давления и уменьшению газонасыщенной толщины пласта. При больших упругих запасах воды необходимо учитывать упругоёмкость воды и водоносного пласта.

Закономерности изменения безводного дебита. Зависимость предельного безводного дебита $Q_{\text{пр}}$ от относительной толщины вскрытия $\bar{h} = h_{\text{вс}}/h$ показывает, что существует некоторое вскрытие, при котором предельный, безводный дебит становится максимальным (рис. 2.4.7). При этом для получения максимального дебита степень вскрытия пластов с низкой продуктивностью должна быть больше, чем пластов с высокой продуктивностью, так как с уменьшением проницаемости $Q_{\text{пр}}$ тоже уменьшается.

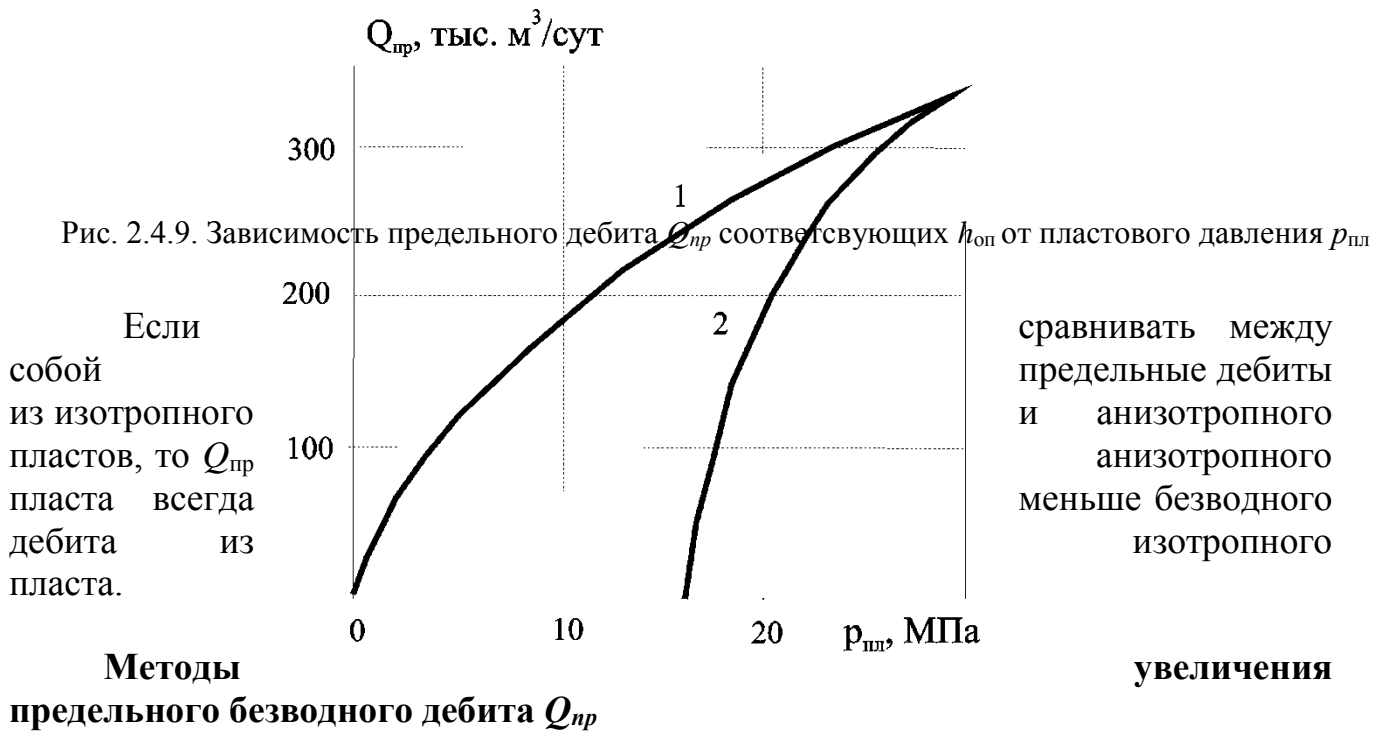
Учет влияния анизотропии пласта показывает: с уменьшением вертикальной проницаемости предельный дебит существенно снижается (рис. 2.4.7). Кроме того, с уменьшением параметра анизотропии пласта $\nu = k_v/k_r$ величина вскрытия пласта $h_{\text{вс}}$, при которой $Q_{\text{пр}}$ становится максимальным, увеличивается.

На величину безводного дебита влияют снижение $p(t)$ и $h(t)$. Чем меньше $p(t)$ и $h(t)$, тем ниже безводный дебит скважины, хотя в целом вторжение воды в газовую залежь несколько замедляет темп снижения пластового давления (рис. 2.4.8). На данном рисунке кривые 1-3 соответствуют безводным дебитам при $p_{\text{пл}}(t) = 25,7; 21,9$ и $14,4$ МПа, получаемым при подвижном контакте газ-вода. Безводные дебиты при этих же пластовых давлениях, но при неподвижном контакте газ-вода показаны пунктирными кривыми 2-5. Из рис. 2.4.8 видно, что при подвижном контакте газ-вода $Q_{\text{пр}}$ снижается более интенсивно, чем при

неподвижном газодляном контакте. Сравнение кривых зависимости $Q_{\text{пр}}$ от h , построенных при одинаковых $p_{\text{пл}}(t)$ для h_0 и $h(t)$, позволяет определить характер изменения $Q_{\text{пр}}$ при подвижном контакте и прогнозировать безводные дебиты при проектировании разработки газовых месторождений. Для заданной величины вскрытия пласта $h_{\text{вс}}$ изменение газонасыщенной толщины в результате подъема ГВК приводит к обводнению газовой скважины.

Характер изменения $Q_{\text{пр}}$, соответствующего максимуму кривых зависимости $Q_{\text{пр}}$ от h при неподвижном (кривая 1) и подвижном (кривая 2) ГВК, показан на рис. 2.4.9. Из кривой 2 видно, что при заданной величине $h_{\text{вс}}$ по мере снижения пластового давления и подъема ГВК $Q_{\text{пр}}$ резко снижается и по достижении $h(t) = h_{\text{вс}}$ скважина обводняется. Для избежания обводнения в процессе разработки необходимо синхронно с изменением $h(t)$ изменять и вскрытую толщину пласта $h_{\text{вс}}$. Только тогда скважина будет эксплуатироваться до полного истощения залежи.

Для анизотропного пласта, независимо от величины параметра анизотропии ν , при снижении $p_{\text{пл}}$ и уменьшении $h(t)$, $Q_{\text{пр}}$ снижается. С уменьшением вертикальной проницаемости k_v или параметра анизотропии ν $Q_{\text{пр}}$ уменьшается. Это означает, что уменьшение доли дебита за счет подтока из невскрытой части пласта происходит в результате ухудшения вертикальной проницаемости пласта. В конечном счете, при существенном снижении вертикальной проницаемости безводный дебит стремится к дебиту скважины, вскрывшей пласт толщиной $h_{\text{вс}}$, где имеет место только плоскорадиальная фильтрация газа к скважине. Следовательно, при снижении параметра анизотропии ν наиболее выгодно полное вскрытие пласта.



Способы увеличения безводного дебита:

- отыскание оптимальной величины вскрытия газоносного пласта, соответствующей максимальному, безводному дебиту;
- создание искусственных непроницаемых экранов между ГВК и нижним интервалом перфорации.

Увеличение $Q_{пр}$ путём отыскания $h_{опт}$. При вскрытии газоносного пласта с подошвенной водой производительность вертикальной скважины зависит от степени вскрытия пласта и расстояния от забоя до ГВК. При этом, чем меньше степень вскрытия, тем больше влияние несовершенства скважины на её производительность. При небольших степенях вскрытия пласта влияние несовершенства на производительность существеннее, чем влияние депрессии на пласт. Поэтому естественно, что существует некоторая величина вскрытия, зависящая от параметров пласта и свойств газа и воды, при которой скважина даёт максимальный безводный дебит.

На всех кривых зависимостей $Q_{пр}$ от \bar{h} (рис. 2.4.8), построенных для изотропного и анизотропного пластов с неподвижным и подвижным ГВК, имеется точка, соответствующая максимальному значению $Q_{пр}$. Значение \bar{h} в этих точках соответствует оптимальной величине вскрытия пласта. Величину $h_{вс,опт}$ можно определить двумя способами: аналитическим и графоаналитическим.

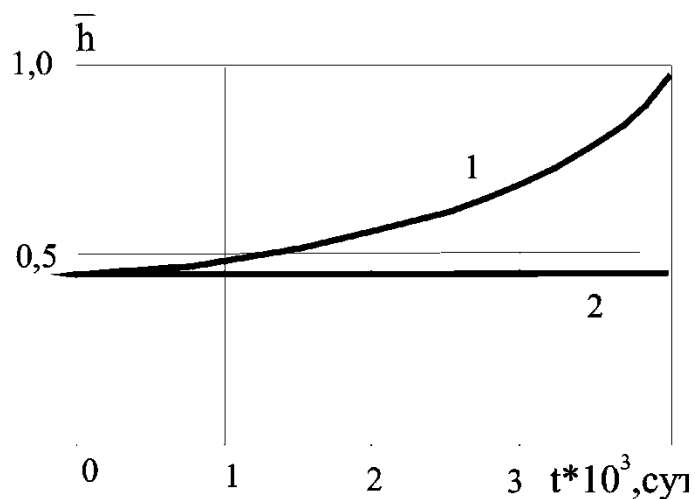


Рис. 2.4.10. Характер изменения первоначальной $h_{онм}$ во времени при подъёме ГВК в процессе разработки

1 — $h_{онм}/h(t)$; 2 — $h_{онм}(t)/h(t)$

резко снижается. Это означает, что каждой текущей толщине газоносного пласта $h(t)$ соответствует своя оптимальная величина вскрытия. При этом относительная величина оптимального вскрытия остается постоянной величиной (рис. 2.4.10). С увеличением времени t , т.е. с уменьшением $h(t)$, установленная вначале $h_{онм}$ растет и стремится к $\bar{h}=1$. При подъеме ГВК установленная вначале $h_{онм}$ через некоторое время оказывается в обводненной зоне, и поэтому безводный дебит равняется нулю. Это означает, что каждой текущей толщине газоносного пласта $h(t)$ соответствует своя оптимальная величина вскрытия. При этом для заданного пласта с неизменными, кроме толщины, параметрами оптимальная величина вскрытия при учете изменения $h(t)$ остается постоянной, как это показано кривой 2 на рис. 2.4.10. Приведенные закономерности указывают на то, что необходимо синхронное с подъемом ГВК уменьшение вскрытой толщины пласта с целью обеспечения оптимального вскрытия в течении всего периода разработки.

Увеличение $Q_{пр}$ путём создания непроницаемого экрана. Создание непроницаемого экрана (рис. 4.16) между нижним интервалом перфорации и ГВК затрудняет прорыв в скважину конуса воды, вершина которого находится непосредственно под дном. Уровень ГВК даже на небольшом расстоянии от ствола скважины намного ниже, чем непосредственно у ствола, что связано с распределением давления в пласте работающей скважины. Следовательно, создание искусственного непроницаемого экрана позволяет существенно снизить опасность обводнения, продлить продолжительность безводной эксплуатации скважины и увеличить саму величину дебита в несколько раз.

При аналитическом способе неизбежны допущения, которые снижают точность искомой величины. Поэтому лучше определять оптимальную толщину вскрытия $h_{онм}$ графоаналитическим методом.

Подъем ГВК в процессе разработки приводит к непрерывному уменьшению газонасыщенной толщины пласта. Для заданного вскрытия пласта $h_{вс}$ уменьшение во времени газонасыщенной толщины приводит к увеличению значения относительного вскрытия. Поэтому величина вскрытия, являющаяся в начале разработки оптимальной, становится неоптимальной (перемещается вправо от оптимума), и предельный, безводный дебит

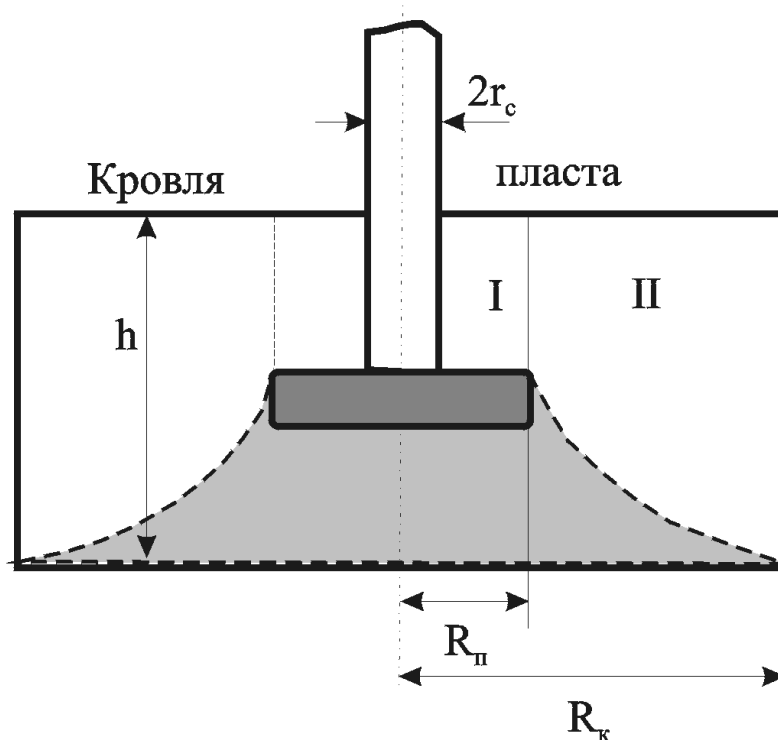


Рис. 2.4.11. Схема скважины с непроницаемым экраном, вскрывшей газоносный пласт с подошвенной водой
 r_c – радиус скважины; R_n – радиус экрана; R_k – радиус контура; h – толщина пласта

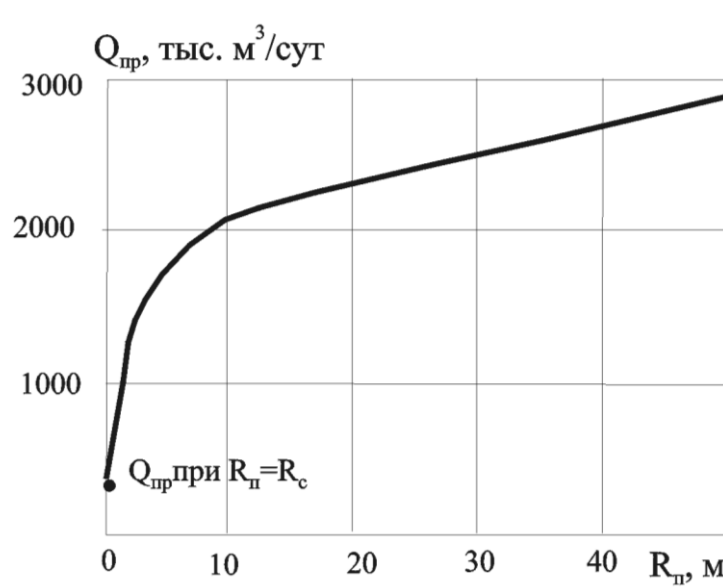


Рис. 2.4.11. Зависимость предельного безводного дебита скважины, соответствующего оптимальной величине относительного вскрытия, от размеров экрана

Характер изменения величины $Q_{пр}$, соответствующей оптимальной толщине вскрытия, от радиуса непроницаемого экрана R_n показан на рис 2.4.11. Видно, что изменение радиуса до 50 м приводит к росту $Q_{пр}$ в 8 раз. Наибольшее изменение $Q_{пр}$ происходит в области изменения размера экрана до 10 м. Далее темп роста $Q_{пр}$ значительно снижается. Кроме того, при величине вскрытия, не превышающей половины толщины газоносного пласта, создание экрана больших размеров, кроме

экономической нецелесообразности, приводит к потере энергии пласта. Поэтому целесообразно создавать перегородки радиусом не более 10 м.

Толщина непроницаемого экрана практически не влияет на величину допустимой депрессии на пласт и на $Q_{пр}$. При небольшой толщине газоносного пласта толщину экрана можно свести к минимуму.

В неоднородных по мощности и по площади пластах возможно отклонение от цилиндрической формы экрана.

Одновременный приток газа и подошвенной воды к газовой скважине

При наличии подошвенной воды в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин наступает время, когда по различным причинам конус подошвенной воды прорывается в скважину и ее эксплуатация с одновременным отбором газа и воды становится необходимостью (рис. 2.4.12). Так, например, при вскрытии пласта с подошвенной водой и превышении допустимой депрессии на пласт в процессе освоения и испытания скважин при одновременном вскрытии газо- и водоносного интервалов возникает необходимость одновременного отбора газа и воды.

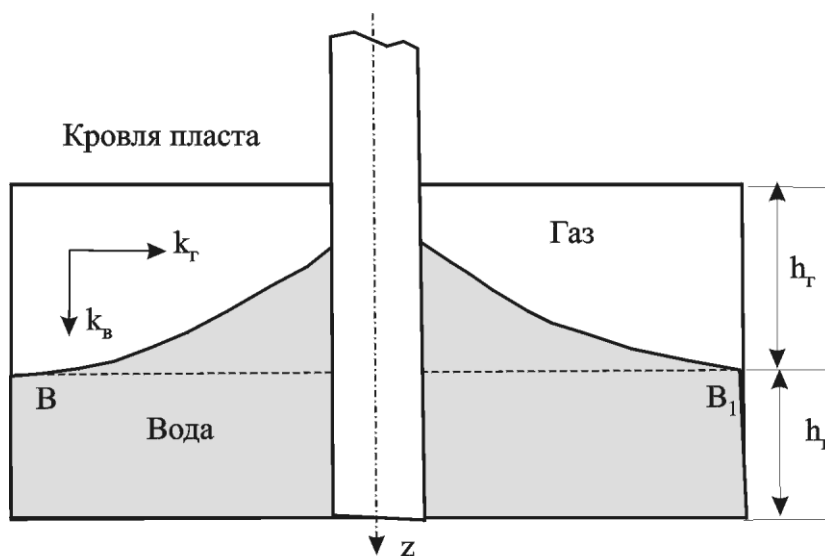


Рис. 2.4.12. Схема одновременного притока газа и подошвенной воды к скважине
 h_g, h_b – толщины газонасыщенной и водонасыщенной частей пласта; k_g, k_b – горизонтальная и вертикальная проницаемости

В некоторых случаях одновременный отбор газа и воды обусловлен геологическими характеристиками месторождения. В частности, при малых толщинах пласта и низкой продуктивности залежи, когда при ограниченной депрессии на пласт производительность скважины незначительна и не обеспечивает устойчивого режима ее эксплуатации, требуется эксплуатация с притоком пластовой воды. Определение дебитов газа и подошвенной воды с учетом параметров пласта в водо- и газоносной частях залежи и прогнозирование их на весь период разработки представляют большой практический интерес. Решение этой задачи в точной постановке сопряжено с большими математическими трудностями, так как физическая сущность задачи при ее

математическом описании требует знания формы границы раздела, характера изменения фазовой проницаемости в обводненной зоне и др.

Как правило, при обводнении скважин с целью предотвращения дальнейшего роста притока воды снижают депрессию на пласт. В целом, при остановке скважины происходит оседание образовавшегося конуса подошвенной воды. Однако после образования первого конуса воды периодические остановки скважины не приводят к устойчивой безводной эксплуатации и, как правило, вторичный и последующие конусы образуются значительно быстрее, чем первый. По-видимому, это связано с поверхностными явлениями в газоносной области до обводнения и после него. Эксплуатация обводненных скважин осложняется еще и тем, что работа ствола скважины при значительном количестве пластовой воды может отрицательно влиять на закономерное обводнение газоносной части пласта подошвенной водой.

Закономерности при одновременном притоке.

1. Если вертикальная проницаемость k_v больше 0 и толщина газонасыщенной части пласта в остановленной скважине находится в пределах $0 \leq h \leq h$ (h – толщина пласта), то при любой депрессии на пласт и любом вскрытии существует приток газа к скважине.

2. При $k_v=0$ и вскрытии только газоносной части пласта притока воды не будет, а наоборот, при вскрытии только водоносной части пласта не будет притока газа.

3. Над поверхностью BV_1 имеет место двухфазное течение.

4. При полном вскрытии газонасыщенной части пласта приток воды к скважине начинается при любой депрессии на пласт.

5. При неполном вскрытии газоносной части пласта начало притока воды в скважину соответствует депрессии, превышающей гидростатическое давление столба воды от нижнего интервала вскрытия до поверхности ГВК.

6. С уменьшением толщины газонасыщенной части пласта и увеличением депрессии дебит воды увеличивается.

Одновременный приток газа и нефти к газовой скважине, вскрывшей газонефтяной пласт

Создание депрессии на пласт при полном или частичном вскрытии только газонасыщенного или только нефтенасыщенного интервала, а также при одновременном вскрытии газонефтенасыщенного интервалов приводит к деформации границы раздела фаз. Вследствие того, что наибольшая крутизна кривых распределения давления газа имеет место в призабойной зоне, можно предположить, что основное изменение газонасыщенной толщины при прорыве нефтяного конуса происходит в призабойной зоне. За пределами призабойной зоны изменение толщины газонасыщенной части пласта весьма незначительно.

Максимальная высота подъема h_n газонефтяного контакта (ГНК) имеет место у стенки скважины. Величину этого подъема можно оценить без учета капиллярных сил по законам гидростатики:

$$\Delta p = p_{пл} - p_3 = \frac{h_n g (\rho_n - \rho_r)}{\eta}, \quad (2.4.2)$$

где ρ_n, ρ_r – плотности нефти и газа в пластовых условиях;

η – коэффициент перевода высоты на МПа;

Δp – депрессия на пласт.

Допускается, что конус нефти не перекроет газонасыщенный интервал у стенки скважины, если созданная депрессия не приведет к превышению высоты подъема ГНК h_n над начальной толщиной газоносной области по деформации границы ГНК $h_{г0}$. Для этого нужно соблюдать условие:

$$\Delta p < \frac{h_n g (\rho_n - \rho_r)}{\eta}. \quad (2.4.3)$$

Увеличение высоты подъема нефти при газодинамических исследованиях от режима к режиму приводит к образованию выпуклости индикаторной кривой нефти, построенной в координатах $\Delta p - Q_n$ (рис. 2.4.13). По мере увеличения h_n дебит газа уменьшается, а дебит нефти увеличивается. При этом нарушаются индикаторные зависимости нефти и газа.

Если в скважине, вскрывшей газонефтяные пласты, от

режима к режиму увеличивается темп роста дебита газа, то это означает увеличение поверхности притока газа к скважине за счет прорыва газа через нефтеносную зону. Если это является следствием подтягивания конуса нефти к газоносной области, то происходит увеличение поверхности притока нефти. Естественно, что существуют и другие факторы, приводящие к увеличению темпа роста дебитов нефти и газа (очищение призабойной зоны, подключения новых пропластков и т.д.), но при совместном притоке нефти и газа увеличение дебита одного из них обязательно приводит к уменьшению дебита другого. Поэтому на практике по характеру изменения дебитов нефти и газа на различных режимах можно определить, какая из фаз увеличивается за счет прорыва через зоны другой фазы.

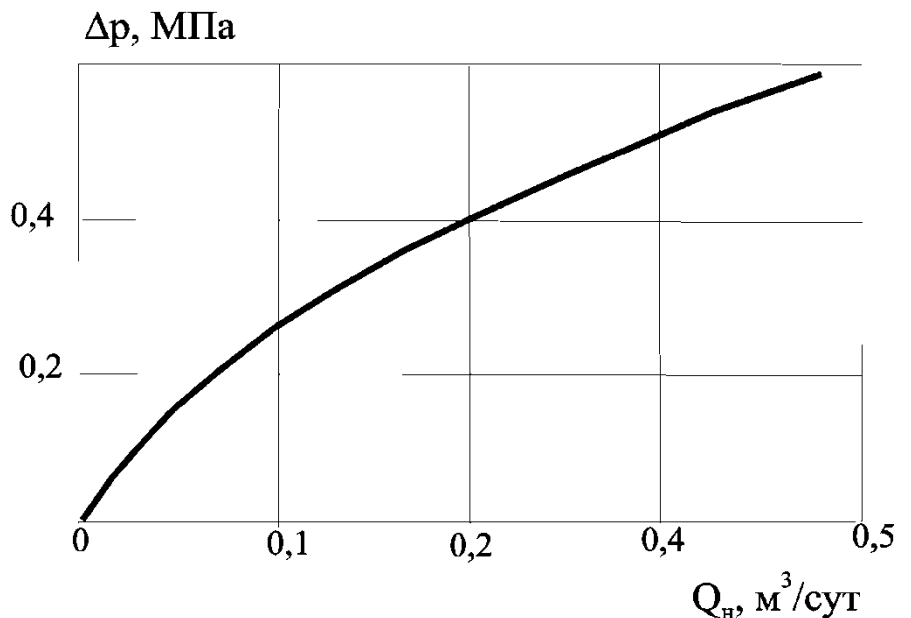


Рис. 2.4.13. Индикаторная линия для нефти, получена при эксплуатации скважины, вскрывшей газоносный пласт с нефтяной оторочкой

Технологический режим эксплуатации горизонтальных газовых скважин, вскрывшей пласты с подошвенной водой

Параметры, определяющие допустимую депрессию на пласт в горизонтальных скважинах. В горизонтальной скважине степень вскрытия пласта не является фактором, влияющим на депрессию. Для горизонтальной скважины её совершенство по степени вскрытия определяется не толщиной пласта, а длиной полосы и горизонтальной части ствола. Поэтому допустимая депрессия на пласт, при которой достигается максимальное значение дебита, определяется не степенью вскрытия, а положением ствола относительно кровли и подошвы пласта. Перемещение ствола относительно кровли и подошвы незначительно снижает дебит горизонтальной скважины по сравнению с дебитом, получаемом при симметричном по толщине расположением ствола (приблизительно на 3%). Поэтому при наличии подошвенной воды вполне естественно, что горизонтальная часть ствола должна быть приближена к кровле. Это позволяет получить некоторое преимущество в надежности безводной эксплуатации горизонтальной скважины, если депрессия на пласт заранее установлена. При этом увеличение длины ствола линейно увеличивает безводный дебит при заданной допустимой величине депрессии на пласт, таким образом главная задача обоснования технологического режима эксплуатации горизонтальной скважины заключается в установлении величин допустимой депрессии на основе геолого-промысловой характеристики продуктивного пласта.

Места определения максимально допустимой депрессии в газовой скважине. Если скважина не оборудована фонтанными трубами, то максимально допустимая депрессия должна определяться для сечения, где скважина переходит от горизонтального положения к вертикальному, так как на этом месте происходят максимальные потери давления по длине фильтра. Если скважина оборудована фонтанными трубами, то допустимая депрессия определяется у башмака фонтанных труб.

Вопросы для самоконтроля

1. *Что называют технологическим режимом эксплуатации скважины? Какие факторы влияют на выбор оптимального технологического режима эксплуатации?*
2. *Каких принципов следует придерживаться при установлении оптимальных технологических режимов эксплуатации скважины?*
3. *В каких случаях в процессе эксплуатации месторождения требуются изменения технологического режима?*
4. *Как влияет степень вскрытия пласта на производительность скважин? Как определить оптимальную степень вскрытия пласта?*
5. *Как влияет характер вскрытия на производительность газовых скважин?*
6. *Какие особенности технологического режима работы скважин при наличии подошвенной воды?*

7. Что называют предельным безводным дебитом? От чего зависит его величина? Как меняется безводный дебит скважины в зависимости от толщины вскрытия пласта, анизотропии пласта, пластового давления, обводнения пласта?

8. Назовите способы увеличения безводного дебита газовой скважины при вскрытии газоносного пласта с подошвенной водой.

9. Какие особенности технологических режимов при одновременном притоке газа и подошвенной воды к газовой скважине? При одновременном притоке газа и нефти к газовой скважине, вскрывшей газонефтяной пласт? Горизонтальных газовых скважин, вскрывшей пласты с подошвенной водой?

Тема 5. СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ РАЗРАБОТКИ И КОМПОНЕНТОУТДАЧА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1. Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений принято выделять следующие периоды добычи газа: нарастающей, постоянной и падающей добычи (рис. 2.5.1).

Период нарастающей добычи газа характеризуется разбуриванием и обустройством месторождения. В период постоянной добычи, который продолжается до экономической нецелесообразности добурирования скважин и наращивания мощностей дожимных компрессорных станций, добываются основные запасы газа месторождения (порядка 60 % запасов и более).

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

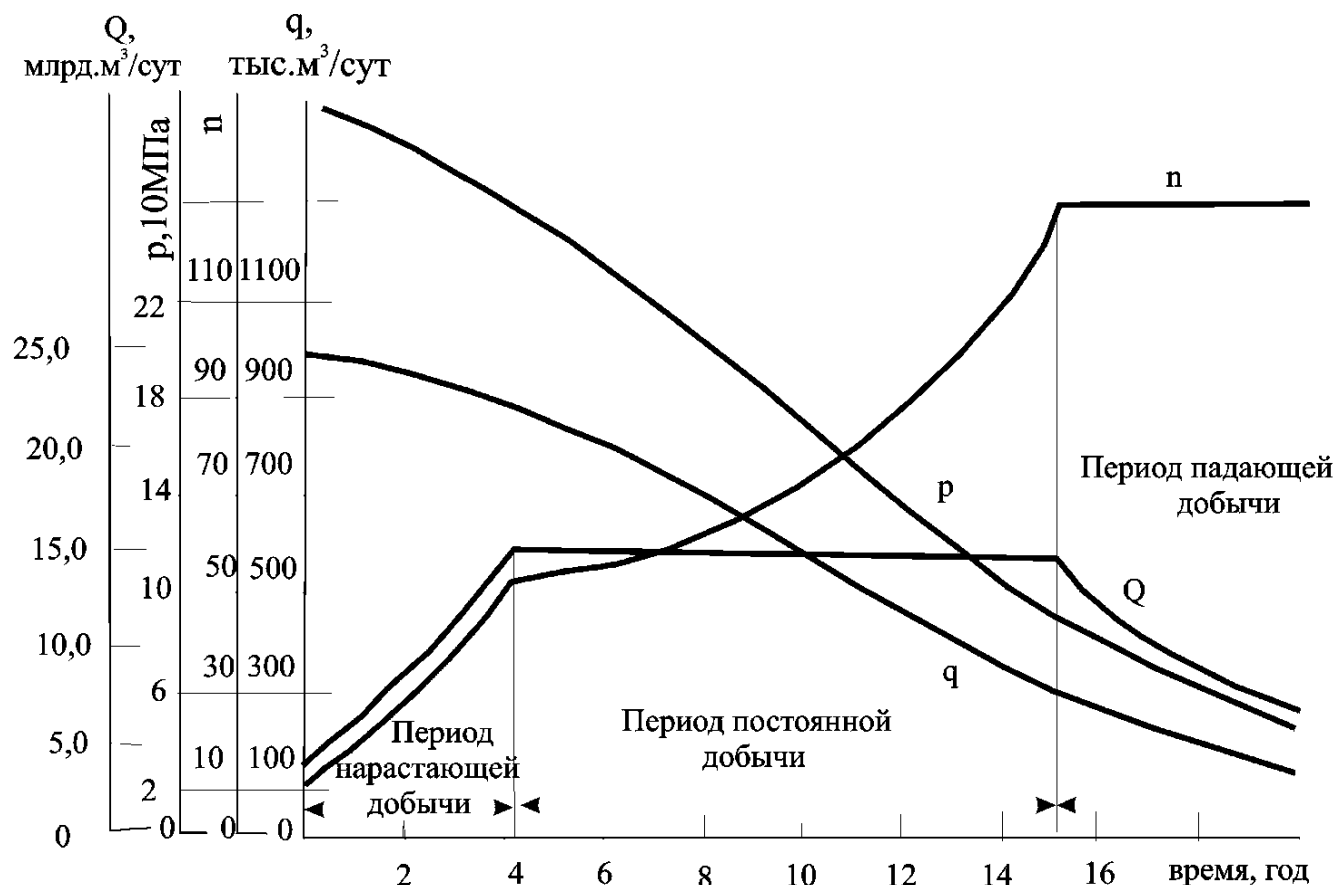


Рис. 2.5.1. Изменение во времени показателей разработки газового месторождения при газовом режиме и равномерном размещении скважин

Q – добыча газа; p – средневзвешенное пластовое давление; n – число скважин; q – дебит скважин

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 доработки. периоды добычи газа подготовленности месторождений к разработке и степени его истощения

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.

5.2. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов

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

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

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

- 1) равномерное по квадратной или треугольной сетке (рис. 2.5.2);
- 2) батарейное (рис. 2.5.3);
- 3) линейное по “цепочке” (рис. 2.5.4);
- 4) в сводовой части залежи (рис. 2.5.5);
- 5) неравномерное (рис. 2.5.6).

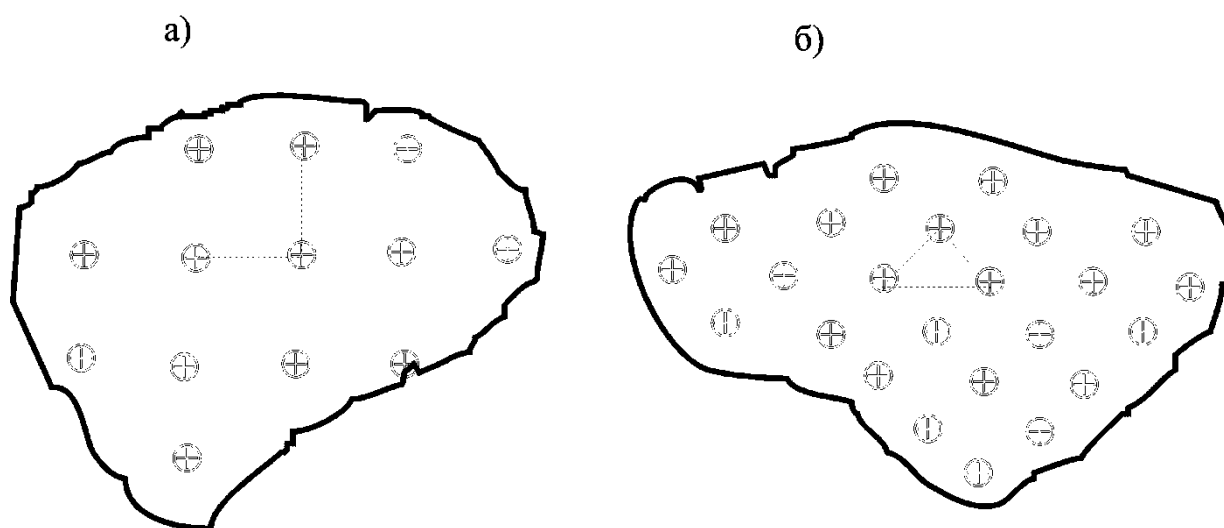


Рис. 2.5.2. Равномерное размещение скважин
Сетки: а) – квадратная; б) – треугольная

В случае равномерного размещения скважины бурят в вершинах правильных треугольников (рис. 2.5.2б) или углах квадратов (рис. 2.5.2а). Во время эксплуатации залежи удельные площади дренирования скважин в однородных по геологофизическим 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. В неоднородных по геолого-физическим параметрам коллекторах при равномерном размещении скважин соблюдается постоянство отношения дебита скважины к запасам газа в удельном объеме дренирования, то есть

$$\frac{q_1}{\alpha\Omega_1} = \frac{q_2}{\alpha\Omega_2} = \dots = \frac{q_i}{\alpha\Omega_i} = \dots = \frac{q_n}{\alpha\Omega_n} = const, \quad (2.5.1)$$

где q_i – дебит i -ой скважины;

$\alpha\Omega_i$ – газонасыщенный объем дренирования i -ой скважины.

Таким образом, при равномерном размещении скважин темп снижения средневзвешенного по объему порового пространства приведенного давления p/z в удельном объеме дренирования равен темпу снижения приведенного давления в залежи в целом.

Недостаток равномерной системы расположения скважин – увеличение протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей.

Системы размещения скважин по площади газоносности в виде кольцевых (рис. 2.5.3) или линейных батарей широко применяют при разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем осуществления сайклинг-процесса (закачка газа) или закачки в пласт воды. На месторождениях природного газа, имеющих значительную площадь газоносности, батарейное размещение эксплуатационных скважин может быть обусловлено желанием обеспечить заданный температурный режим системы пласт–скважина–промысловые газосборные сети, например, в связи с возможным образованием гидратов природного газа.

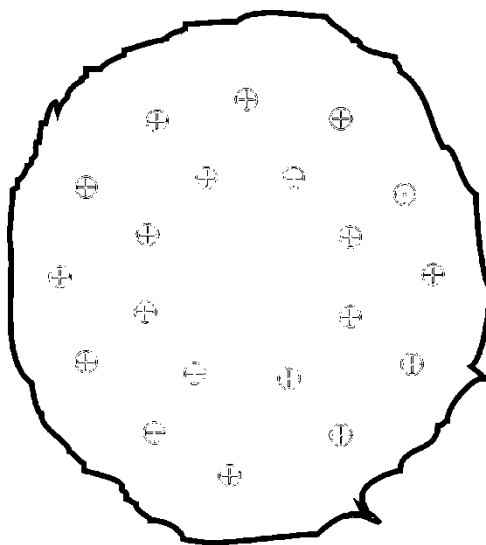


Рис. 2.5.3. Батарейно-кольцевое размещение скважин

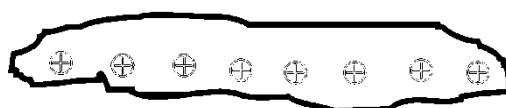


Рис. 2.5.4. Линейное размещение скважин

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

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

Линейное расположение скважин по площади газоносности (рис. 2.5.4) обуславливается, как правило, геометрией залежи. Оно обладает теми же преимуществами и недостатками, что и батарейное.

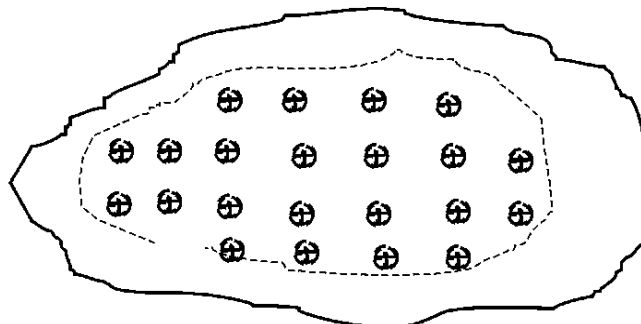


Рис. 2.5.5. Размещение скважин в сводовой части залежи

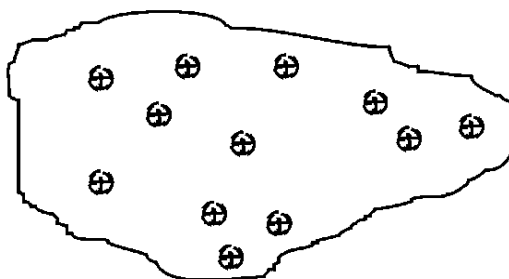


Рис. 2.5.6. Неравномерное размещение скважин

Размещение скважин в сводовой части залежи (рис. 2.5.5) 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. 2.5.6). 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 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 уменьшением капитальных вложений

в строительство скважин, сроков строительства скважин, общей протяженности промысловых дорог, сборных газо- и конденсаторопроводов, 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, в центре кустов при батарейно-кустовом размещении скважин. 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, эксплуатационные — в повышенной, купольной.

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

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

5.3. 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.

В предыдущей главе отмечалось, что 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.

Режим постоянного градиента на забое скважины ($\int_{r=r_c}^{r_c} \frac{dp}{dr} = \Psi = const$).

Математически градиент давления на забое газовой скважины можно представить в следующем виде:

$$\Psi = \frac{A_0(\mu^* z)_{cp} Q_0 + B_0 z_{cp} Q_0^2}{p_{30}}, \quad (2.5.2)$$

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 ещё не наблюдается осложнений при эксплуатации.

Для скважин, гидродинамически совершенных по степени и характеру вскрытия пласта:

$$A_0 = \frac{a}{2r_c \ln \frac{R_K}{r_c}}; B_0 = \frac{b}{2r_c}. \quad (2.5.3)$$

Для скважин, гидродинамически несовершенных по степени и характеру вскрытия пласта:

$$A_0 = \frac{\mu}{kF p_{ат}}; B_0 = \frac{\beta^* \rho_{ат}}{F^2 p_{ат}}, \quad (2.5.4)$$

где F – площадь фильтрации на поверхности забоя скважины.

Для скважины с открытым забоем, вскрывшей пласт на величину $h_{вс}$:

$$F = 2\pi r_c h_{вс}. \quad (2.5.5)$$

Для скважины, полностью вскрывшей пласт, обсаженной эксплуатационной колонной и перфорированной:

$$F = 2\pi R_0^2 n. \quad (2.5.6)$$

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:

$$2\pi R_0^2 = \pi dl, \quad R_0 = \sqrt{\frac{dl}{2}}, \quad (2.5.7)$$

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:

$$R_0 = 31,7\sqrt{m}, \text{ [мм]}; \quad 0,15 \leq m \leq 0,3. \quad (2.5.8)$$

Здесь m – в долях единицы.

В карбонатных трещиноватых коллекторах (известняках, доломитах, ангидритах) радиус полусферы находят из выражения:

$$R_0 = 150 m^{\frac{3}{4}}, \text{ [мм]}; \quad 0,01 \leq m \leq 0,1. \quad (2.5.9)$$

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 ещё не является подтверждением правильности выбора величины градиента. Кроме того, разрушение пласта при величине градиента, превышающего его допустимое значение, при котором не происходит разрушения, 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 последующим снижением 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 необоснованная величина градиента давления приводит к большим погрешностям и, следовательно, либо к искусственному занижению производительности скважин, либо к накоплению песчано-глинистых пробок против продуктивного интервала.

2. Режим постоянной депрессии на пласт ($\Delta p = p_{\text{пл}} - p_3 = \text{const}$).

Дебит при этом определяется из выражения:

$$Q = \frac{\sqrt{[a^2 - 4\Delta p(2p_{\text{пл}} - \Delta p)]b - a}}{2b}, \quad (2.5.10)$$

где Q – дебит, 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 путём, 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 меняющейся во времени и её можно сохранить постоянной достаточно длительное время. Снижение депрессии приведёт 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 наилучшим 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 определённый 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 определённого предела, с которого начинается разрушение), превышения допустимой величины скорости потока. Это практически возможно для крепких коллекторов до достижения определённой 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 определённой 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 расчётом, 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 необходимо для скважины 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 нецементированного 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:

$$C = \frac{Q}{p_3} = \text{const.}$$

(2.5.11)

Здесь допустимое значение коэффициента C определяется по результатам исследования скважин.

6. Режим постоянного градиента по оси скважины

$$\int^{z=z_0} \frac{dp}{dz} = \rho_v g = \gamma_v . \quad (2.5.12)$$

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 головке 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) регулируемыми 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 компонентов 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 определённой 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.

5.4. Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений

Задача разработки существенно осложняется при необходимости отбирать газ из многопластового месторождения.

В этом случае приходится рассматривать очередность разработки отдельных пластов, распределение отборов, возможности и способы совместной эксплуатации различных объектов.

Многопластовые газовые месторождения могут быть подразделены на два основных вида: к первому относятся такие месторождения, в которых начальные пластовые давления в каждом из пластов примерно соответствуют давлению гидростатического столба воды; ко второму виду относятся те, в которых начальное давление в горизонтах отличается на давление, соответствующее весу столба газа. В этом случае единая залежь разделена по высоте перемычками, при помощи которых горизонты могут сообщаться или быть изолированными.

Эксплуатировать многопластовые месторождения можно отдельно скважинами, пробуренными на каждый горизонт, и скважинами, вскрывшими все продуктивные горизонты. При отдельной эксплуатации для экономии числа скважин часто осуществляют эксплуатацию при помощи разобшителей (пакеров). В этом случае газ из нижнего горизонта поступает в фонтанные трубы, а из верхнего горизонта – в затрубное пространство.

Многопластовые месторождения можно разрабатывать различными системами. Рассмотрим основные из них.

1. Вначале разрабатывают верхние горизонты, а в последующем – более глубокие. Эту систему разработки, называемую «сверху – вниз», применяют в случае, если запасы верхних горизонтов и пластовые давления достаточны для обеспечения потребителей газом, а бурение нижних горизонтов связано со значительными капиталовложениями, техническими трудностями, и прирост добычи с последних ожидается незначительный.

При этом следует изучать возможность использования эксплуатационных скважин верхнего горизонта для последующего добуривания их на нижележащие.

Иногда для второго вида многопластовых месторождений при наличии сверхдавлений, т. е. когда давление в верхних пластах выше гидростатического, а в нижних пластах приближается к гидростатическому, может быть также применена частичная система разработки «сверху – вниз». В таких месторождениях обычно затруднена проходка скважин, так как требуется утяжеление глинистого раствора баритом или гематитом с целью предотвращения выбросов при вскрытии верхних горизонтов. Последующее вскрытие нижних горизонтов этим же раствором может привести к значительному поглощению глинистого раствора и засорению призабойной зоны. В результате резко ухудшится продуктивная характеристика и уменьшатся рабочие дебиты по скважинам, пробуренным на нижние горизонты.

В этом случае целесообразно иногда начинать эксплуатацию верхних горизонтов до снижения в них давления до гидростатического. Это позволит разбурить нижележащие горизонты без осложнений и приступить к разработке пласта без спуска дополнительной промежуточной обсадной колонны.

2. Вначале разрабатывают нижние горизонты, а затем верхние. Эту систему,

называемую снизу - вверх, применяют обычно для первого вида многопластовых месторождений, т. е. когда запасы газа в нижних горизонтах значительно превышают запасы верхних горизонтов, а давление в верхних горизонтах недостаточно для обеспечения бескомпрессорной подачи газа потребителям. Кроме того, эту систему разработки можно применять для понижения давления в нижних горизонтах до давления, отличающегося от верхнего на вес столба газа, т. е. когда месторождение первого вида следует превратить во второй. После этого можно одновременно эксплуатировать верхние и нижние горизонты, что позволяет исключить переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие при последующей их разработке.

При разработке по системе «снизу – вверх» скважинами, вначале эксплуатировавшими нижние пласты, после цементирования в них низа колонны и последующей перфорации или после установки пакеров можно также эксплуатировать верхние горизонты.

3. Одновременная система разработки верхних и нижних горизонтов может быть осуществлена как раздельной эксплуатацией скважин с каждого горизонта, так и совместной эксплуатацией с применением пакеров или без них в одной скважине. Эта система позволяет получить требуемое количество газа с наименьшим числом скважин.

Разработка скважинами всех горизонтов наиболее удобна для месторождений второго вида. Систему эксплуатации ряда горизонтов в одной скважине можно применять в случае, когда состав газа по различным горизонтам не отличается по содержанию сероводорода и когда крепость пород и их коллекторские свойства также примерно одинаковы, что не приводит к резкому различию предельно допустимых депрессий по отдельным горизонтам и выходу из строя большинства скважин вследствие быстрого обводнения одного из горизонтов.

При отсутствии изложенных условий такая эксплуатация ряда горизонтов в одной скважине может оказаться невыгодной.

Например, в верхнем пласте могут быть получены высокие дебиты при высоких депрессиях на пласт, так как пласт представлен крепкими породами. Нижний пласт сложен рыхлыми породами и может эксплуатироваться только при небольших депрессиях. Эксплуатация этих двух горизонтов в одной скважине приведет к тому, что нельзя будет допустить высокие депрессии, так как произойдет разрушение нижнего пласта, а, следовательно, и не будет эффекта от эксплуатации их в одной скважине без разделения.

При эксплуатации в одной скважине одновременно нескольких горизонтов месторождений первого вида, когда давления отличаются между собой на давление гидростатического столба воды, может возникнуть переток газа из одних горизонтов в другие. При остановке скважины также будет наблюдаться переток газа. Поэтому во время эксплуатации без разобщения ряда горизонтов в одной скважине с целью получения наибольшего дебита следует учитывать все факторы в данных конкретных условиях.

Одновременная разработка с пакерами или отдельными скважинами позволяет широко использовать эжекцию газа для повышения давления газа,

полученного из пластов с низким давлением.

Выбор системы разработки зависит от многих факторов: давления, запасов газа, параметров пласта, продвижения вод и допустимых рабочих дебитов с отдельных горизонтов, а также от состава газа. Если в одних пластах содержится в газе сероводород, а в других он отсутствует, то для транспортировки газа с сероводородом и без него нужны отдельные газосборные сети. Если в верхних пластах содержится сухой газ, а в нижних значительное количество конденсата, то условия эксплуатации каждого горизонта будут различными.

Выбор системы разработки определяется, исходя из технико-экономических показателей с учетом потребности в газе данного района.

Для решения задачи разработки группы газовых месторождений или многопластовых месторождений приходится строить электрические и гидродинамические модели, использовать современную вычислительную технику. В данной постановке после установления отборов газа по отдельным залежам, периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи приступают к выбору оптимального варианта разработки путем проведения соответствующих гидро-, газо- и термодинамических расчетов и анализа полученных результатов.

Условия движения газа и соответственно уравнения, его описывающие, различны в отдельных звеньях этой системы. В связи с этим газогидродинамические расчеты сводятся к совместному решению дифференциальных уравнений, описывающих движение газа и воды в пласте, приток газа к отдельным скважинам, течение газа по стволу скважины и в газосборной системе, а также в аппаратах очистки, осушки и учета газа.

5.5. Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных 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.

5.5.1. 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-процесс). Часто применяются также 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 конденсат начинает выделяться сразу в пласте. 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 заземлением 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.

5.5.2. Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания 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 и изменения его состава и состава газа во времени.

5.5.3. Разработка газоконденсатонефтяных месторождений

Рациональная разработка газоконденсатонефтяных месторождений состоит прежде всего в выборе и обосновании наиболее целесообразных, экономически выгодных методов, обеспечивающих высокие коэффициенты конденсатонефтеотдачи.

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 газоконденсатонефтяных 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 пески, и тем самым – к определенным ее потерям. Чем больше проницаемость, тем больше потерь нефти в сухих песках. 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 малоподвижном 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.

5.6. Компонентоотдача месторождений природных газов и методы её увеличения

5.6.1. Компонентоотдача месторождений природных газов

Пластовый газ является сырьем для нефтехимической промышленности и источником энергии. Поэтому важен вопрос о 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 $Q_{дi}$ к его геологическим запасам Q_{3i} . Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах:

$$K_i = \frac{Q_{дi}}{Q_{3i}} 100 = \left(1 - \frac{Q_{oi}}{Q_{3i}}\right) 100, \quad (2.5.13)$$

где Q_o – оставшиеся запасы.

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи выражаются следующим образом:

$$K_{г} = \left(\frac{\sum_{i=1}^4 Q_{дi}}{\sum_{i=1}^4 Q_{3i}}\right) 100, \quad (2.5.14)$$

$$K_k = \frac{Q_{д} C_{5+}}{Q_3 C_{5+}} 100.$$

(2.5.15)

Практика разработки отечественных и зарубежных 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 литологического 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:

$$Q_0 = \Omega_k \bar{p}_k + (\Omega_n - \Omega_k) \bar{p}_v \alpha \left(p_v, \frac{Q(t)}{Q_3}, \rho_v \right), \quad (2.5.16)$$

где Ω_n и Ω_k – начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, м³; индексы n , k , v относятся к начальным, конечным и обводненным объемам;

α – коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной (т. е. $\Omega_n - \Omega_k$) зоны, доли единицы;

$\bar{p} = \frac{p}{z}$ – средневзвешенное по площади, приведенное (деленное на коэффициент сверхсжимаемости) и безразмерное (отнесенное к атмосферному давлению) давление.

С учетом (2.5.16) коэффициент газоотдачи запишется в виде:

$$K_r = \frac{[\Omega_n (\bar{p}_n - \alpha \bar{p}_v) - \Omega_k (\bar{p}_k - \alpha \bar{p}_v)]}{Q_3} 100. \quad (2.5.17)$$

Исследуем зависимость коэффициента газоотдачи от различных геологических, эксплуатационных и физических факторов.

1. Коэффициент газоотдачи при газовом режиме эксплуатации ($\Omega_n = \Omega_k = const$, $\alpha = 0$, $Q_3 = \Omega_n \bar{p}_n$):

$$K_r = \frac{\Omega_n (\bar{p}_n - \alpha \bar{p}_v)}{Q_3 \bar{p}_n} 100 = \left(1 - \frac{\bar{p}_k}{\bar{p}_n} \right) 100, \quad (2.5.18)$$

2. Коэффициент газоотдачи при жестком водонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_n > \Omega_k$; $\alpha > 0$, $\bar{p}_n = \bar{p}_k \approx const$):

$$K_B = \left[(1 - \alpha_0) - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} (1 - \alpha_0) \right] 100 = (1 - \alpha_0) \left(1 - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} \right) 100.$$

(2.5.19)

Здесь: для песков $\alpha_{0п} = (1 - 1,415\sqrt{m_0\rho_{п}})\rho_{н}$;

для доломитов $\alpha_{0д} = (1 - 1,085\sqrt{m_0\rho_{п}})\rho_{н}$.

Если $\Omega_{к}=0$, то: $\alpha_{0п} = (1 - 1,415\sqrt{m_0\rho_{п}})$; $\alpha_{0д} = (1 - 1,085\sqrt{m_0\rho_{п}})$.

3. Коэффициент газоотдачи при упруговодонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_{н} > \Omega_{к}$; $\alpha > 0$, $\bar{p}_{н} > \bar{p}_{в} > \bar{p}_{к}$):

$$K_y = \left[\left(1 - \alpha \frac{\bar{p}_{в}}{\bar{p}_{н}} \right) - \frac{\Omega_{к}}{\Omega_{н}} \left(\frac{\bar{p}_{к}}{\bar{p}_{н}} - \alpha \frac{\bar{p}_{в}}{\bar{p}_{н}} \right) \right] 100 ,$$
(2.5.20)

где $\alpha = \frac{\alpha_0 f(p_{в}, Q(t))}{Q_3}$, (зависит от литологии пласта);

$Q(t)$ – годовой отбор газа из месторождения.

Если $\frac{Q(t)}{Q_3} < 0,2$, то:

- для несцементированных песков:

$$f = 1,49 - \left(\frac{p_{в}}{p_{н}} - 0,3 \right)^2 ;$$
(2.5.21)

- для песчаников:

$$f = 1,259 - \left(\frac{p_{в}}{p_{н}} - 0,5 \right)^2 .$$
(2.5.22)

При разработке залежей, приуроченных к резко неоднородным по коллекторским свойствам пластам, пользоваться для определения коэффициента конечной газоотдачи формулой (2.5.17) нельзя даже при проявлении газового режима.

На коэффициенты газоотдачи, кроме рассмотренных, влияют и другие факторы:

- а) охват залежи вытеснением;
- б) размещение скважин на структуре и площади газоносности;
- в) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи больше у пород с большей пористостью и газонасыщенностью и меньшей проницаемостью:

$$K_r = 1,415\sqrt{\alpha m} ,$$
(2.5.23)

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 в 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 задавочными жидкостями приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить.

Основными физическими параметрами, влияющими на коэффициент конденсатоотдачи, являются:

- 1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления);
- 2) потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) 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:

$$K_k = \left(1 - 1,415 \left(\frac{\mu_k}{\mu_b} \right)^{1/8,57} \sqrt{\rho_{HK} m_0} \right) \rho_{HK}, \quad (2.5.24)$$

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 ($\Omega_{\text{н}} = \text{const}$) можно определить по различным корреляционным зависимостям, полученным на основе обработки лабораторных экспериментальных данных.

5.6.2. Методы увеличения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений

При газовом режиме эксплуатации месторождения, т. е. при постоянном газонасыщенном объеме порового пространства пласта, коэффициент газоотдачи газовых месторождений можно увеличить, как это следует из анализа уравнения (2.5.18), путем уменьшения средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства давления в залежи \bar{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, как это следует из анализа уравнения (2.5.17), коэффициент газоотдачи можно увеличить путем уменьшения:

- а) давления в газонасыщенной \bar{p}_k и обводненной \bar{p}_e зонах пласта;
- б) объема обводненной зоны ($\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{к}}$);
- 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 $0,3 < p_k/p_{\text{н}} < 1,0$, как это следует из уравнения (5.9), увеличению объемной газонасыщенности обводненной зоны α , увеличению фазовой проницаемости для газовой фазы и выходу газа из обводненной зоны ($\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{к}}$) в газонасыщенную часть пласта $\Omega_{\text{к}}$.

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 (C_{5+}) 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 газовойодяного контакта.

При разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления в условиях газового режима ($\Omega_H = const$), 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 промысловых 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.

5.7. Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений

В настоящее время все газовые и газоконденсатные месторождения разрабатываются на режиме истощения, что обуславливает:

- низкие коэффициенты конденсатоотдачи из-за ретроградных потерь конденсата в пластах;
- большие затраты на подготовку газа к дальнему транспорту из-за необходимости строительства ДКС; 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.

- 1) 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_G 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_G , 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. Имеется ряд месторождений с активной водонапорной системой, в которых конечные значения K_G 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, судя по литературным данным, получены или планируются значения K_G на уровне 0,8 и выше. В пластах с вторичной пористостью, и прежде всего в трещиноватых, K_G в среднем ниже.

Однако приводимые в литературе высокие значения коэффициентов газоотдачи при проявлении водонапорного режима часто обусловлены тем, что расчет K_G 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, эксплуатирующийся 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 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. При проявлении естественного водонапорного режима практически невозможен долгосрочный прогноз эксплуатационных показателей, что особенно недопустимо при эксплуатации крупных газоконденсатных месторождений. Следует отметить, что существенное расхождение обусловлено трудностями прогноза, а не случайными ошибками в проекте.

Таким образом, при проектировании системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истощения практически можно

планировать режим постоянной добычи не более чем на $K_T=50\%$ 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 на 50% от геологических запасов газа, поскольку недогрузка 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 и 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 дополнительного 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 внутривыводным 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.

Поддержание пластового давления при эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей показало высокую целесообразность. 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.

Вопросы для самоконтроля

1. Назовите периоды добычи газа.
2. Назовите системы размещения эксплуатационных скважин по площади газоносности, применяемые при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. В каких условиях они применяются? Сравните их преимущества и недостатки.
3. Назовите, охарактеризуйте и сравните между собой технологические режимы эксплуатации газовых скважин.
4. Какими системами разрабатываются многопластовые месторождения?
5. В чем особенности комплексной разработки газоконденсатных месторождений по сравнению с разработкой чисто газовых месторождений?
6. Что такое сайклинг-процесс? В чем его преимущества и недостатки?
7. Охарактеризуйте особенности газоконденсатнонефтяных месторождений? Какие существуют варианты разработки таких месторождений? Сравните разные варианты разработки по величине компонентоотдачи.
8. Что такое коэффициент компонентоотдачи? Как он определяется? От каких факторов зависит?
9. Как можно увеличить коэффициент газоотдачи?
10. Какими методами воздействия на пласт и пластовый флюид можно увеличить коэффициент конденсатоотдачи?
11. Назовите недостатки эксплуатации газоконденсатных месторождений в режиме истощения. Какие системы разработки таких месторождений являются более предпочтительными?

Тема 6. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА

6.1. Способы увеличения дебита

Дебит отдельных скважин можно в значительной мере увеличить за счет как внедрения методов интенсификации притока газа, так и улучшения техники и технологии вскрытия пласта, усовершенствования оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Методы интенсификации притока газа к забою скважины и ограничения на их применение.

- гидравлический разрыв пласта (ГРП) и его различные варианты – многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на солянокислотной основе и т.д.;

- соляная обработка и её варианты;

- гидropескоструйная перфорация и её сочетания с ГРП и соляной обработкой.

Методы интенсификации не рекомендуется проводить в скважинах с нарушенными эксплуатационными колоннами; с некачественно зацементированными колоннами; в обводнившихся скважинах или в тех, которые могут обводниться после проведения в них работ по интенсификации; в приконтурных скважинах и в скважинах, вскрывших маломощные (2–5 м) водоплавающие залежи.

Работы по интенсификации на газовых месторождениях, как правило, начинают тогда, когда месторождение вступает в промышленную разработку. Более рационально их проводить на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации.

Мероприятия по вскрытию пласта и освоению скважин:

- бурение горизонтальных скважин;
- бурение скважин с кустовыми забоями;
- применение безглинистых растворов при вскрытии продуктивной толщи;
- вскрытие продуктивных горизонтов с продувкой забоя газом или воздухом;
- приобщение вышележащих, продуктивных горизонтов без глушения скважины.

Способы усовершенствования техники эксплуатации скважин:

- раздельная эксплуатация двух объектов одной скважиной;
- эжекция низконапорного газа высоконапорным;
- применение плунжерного лифта для удаления с забоя воды;
- подача на забой поверхностно-активных веществ для очистки скважин от поступающей из пласта воды;

• усовершенствование конструкции подземного оборудования в коррозионных скважинах и установка в них разгрузочных якорей, пакеров, глубинных клапанов для ввода ингибиторов в фонтанные трубы, комбинирование труб разного диаметра и т.д.

6.2. Использование горизонтальных скважин

Недостатки вскрытия наклонно - направленными скважинами (ННС).

В ряде случаев вскрытие пластов ННС приводит к получению низких дебитов, быстрому обводнению скважин, незначительному коэффициенту извлечения, а также к деформации и разрушению призабойной зоны при создании депрессии выше допустимой при попытке получить высокие дебиты.

Использование ННС малоэффективно при разработке месторождений с незначительной толщиной пласта, низкой проницаемостью, с наличием преимущественно вертикальных трещин, подошвенной воды, нефтяной оторочки, а также при освоении некоторых шельфовых месторождений.

Положительные факторы горизонтального бурения и его целесообразность:

- значительно повышается отбор;
- создается новая геометрия дренирования пласта;
- растет производительность при наличии вертикальных трещин;
- создаются условия эксплуатации, при которых повышается компонентоотдача маломощных пластов;
- становится рентабельной разработка низкопродуктивных и практически истощенных пластов.

Так, например, применение горизонтальных скважин позволяет: увеличить коэффициент извлечения нефти минимум на 5%; уменьшить толщину продуктивного пласта до 6 м.

Кроме перечисленных выше причин, следует отметить, что при наличии горизонтального ствола работы по интенсификации притока могут дать больший эффект, чем в вертикальных скважинах, так как по длине горизонтального ствола можно провести несколько операций по гидроразрыву, сделать их селективно или последовательно, начиная от конца горизонтального ствола.

Для трещиноватых коллекторов ствол горизонтальной скважины может быть ориентирован с учетом главных направлений трещин.

Бурение горизонтальными скважинами позволяет за счет значительного увеличения площади контакта ствола с породой существенно снизить величины депрессии на пласт с получением экономически приемлемых дебитов в случае незначительной мощности пластов при наличии подошвенной воды. Целесообразно бурение горизонтальных скважин и при разработке ограниченных линзовидных пластов, а также при вскрытии несцементированных и неустойчивых к разрушению пластов.

Причины пониженной эффективности горизонтальных скважин.

Понижение эффективности вызывается: кальмотацией призабойной зоны; неточностью попадания стволов в продуктивные пласты (из-за несовершенства техники бурения); плохим освоением стволов; отсутствием герметичности в зонах ответвлений и возможности разобщения стволов для селективного воздействия на пласт; коротким межремонтным периодом всех видов глубинно-насосных установок.

6.3. Кислотная обработка призабойной зоны

6.3.1. Области применения кислотной обработки

Кислотные обработки скважин применяются в следующих случаях:

1. Для обработки забоя и призабойной зоны пласта газовых скважин на месторождениях с карбонатными и терригенными коллекторами для увеличения их дебитов.

2. Для обработки поверхности забоя с целью удаления глинистой корки, как в качестве самостоятельной, так и в качестве подготовительной операции перед осуществлением других процессов (кислотной обработки призабойной зоны, гидравлического разрыва пласта).

3. При наличии слабопроницаемых доломитов, плохо растворимых в холодной соляной кислоте, проводится обработка забоя и призабойной зоны термокислотным методом.

6.3.2. Виды кислотных обработок

Среди методов интенсификации притока газа к скважине массовое применение получили солянокислотная и глинокислотная обработки.

Солянокислотная обработка

Область применения. Применяется, если пласт представлен карбонатными породами – известняками и доломитами.

Химическая сущность метода. Данный метод основан на способности соляной HCl кислоты вступать в реакцию с карбонатными породами с образованием солей (хлористые кальций и магний), воды и углекислого газа. Полученная соль растворяется в воде кислотного раствора, к которой добавляется вода, образовавшаяся при реакции. Скорость реакции зависит от температуры и давления: повышение давления и понижение температуры уменьшают скорость реакции.

Состав кислоты. Для обработки скважин применяется ингибированная концентрированная соляная кислота со специальными добавками для снижения коррозионного воздействия на металл. В ряде случаев к кислотному раствору добавляют так называемые “кислотные стоки”, содержащие уксусную кислоту. Кислотные стоки являются производственными отходами, и их использование снижает затраты на кислотную обработку. Уксусная кислота, как и соляная, вступает в реакцию с карбонатами с образованием углекислого газа, воды и $\text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2$. При этом надо иметь в виду, что с увеличением температуры растворимость $\text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2$ в воде уменьшается.

Глинокислотная обработка.

Область применения. Глинокислотная обработка производится в терригенных (песчано-глинистых) коллекторах с низким содержанием карбонатных пород.

Состав кислоты. Глинокислота представляет собой смесь соляной и фтористоводородной (плавиковой) кислот.

Химическая сущность метода. Плавиковая кислота разрушает силикатные породообразующие минералы: алюмосиликаты глинистого раствора (каолин), проникшие в пласт при бурении, и кварцевый минерал (кварц). Плавиковая кислота хранится в сосудах из свинца, воска, парафина, эбонита и др., т.к. стекло и керамика разлагаются этой кислотой. Второй компонент глинокислоты – соляная кислота – существенно влияет на эффективность обработки. Выделяющийся при глинокислотной обработке газообразный SiF образует с водой кремневую кислоту. В нейтральной среде кремниевая кислота выпадает в виде студнеобразного геля и может закупорить пласт. Наличие соляной кислоты предотвращает выпадение геля, т.к. в кислой среде кремниевая кислота находится в растворенном виде. Кроме того, соляная кислота переводит менее растворимую соль AlF_3 в хорошо растворимую соль $AlCl_3$. Если пласт представлен не только глинизированными песчаниками, а содержит и карбонаты, то при взаимодействии карбонатов с плавиковой кислотой образуется нерастворимая соль CaF_2 , выпадающая в осадок.

При глинокислотной обработке следует избегать длительного контакта кислоты с металлом труб.

Двухрастворная обработка. Если песчаники сцементированы карбонатами, то вначале надо провести солянокислотную обработку, а затем – глинокислотную.

Двухрастворная обработка производится в двух вариантах:

- закачкой соляной кислоты в объеме, в 2,5 – 3,0 раза превышающем объем углекислоты, с целью ликвидации образованных осадков фтористых магния и кальция;
- закачкой соляной кислоты с последующим удалением продуктов реакции, а затем проведения работ согласно первому варианту.

При двухрастворной обработке пласта скорость закачки, особенно соляной кислоты, должна быть минимальна.

6.3.3. Способы проведения кислотных обработок

Существует четыре способа проведения кислотных обработок: кислотная ванна, простая, массирующая и направленная кислотная обработка, а также гидрокислотный разрыв пласта. Выбор вида обработки зависит от минерального состава и свойств пласта, цели и очередности проведения кислотной обработки.

Кислотная ванна. Кислотная ванна проводится для очищения забоя от глинистой корки. Кислотная ванна может проводиться без давления и под давлением. Без давления кислотная ванна проводится следующим образом: скважина тщательно промывается водой, водным раствором ПАВ, конденсатом и т.п., затем кислотный раствор закачивается в интервал вскрытия скважины. После реакции скважина снова промывается. Если кислотная ванна производится в заполненной газом скважине, то требуемый объем раствора закачивается в насосно-компрессорные трубы, а затем устье скважины соединяют с затрубным пространством. По окончании работ скважина продувается на факел. Кислотная ванна под давлением проводится в скважинах, заполненных жидкостью. В этом случае технология аналогична технологии кислотной обработки.

Простая кислотная обработка. Простая кислотная обработка производится для воздействия на пласт кислотой в радиусе зоны проникновения буровых растворов или их фильтрата в следующей последовательности. Сначала промывают забой с целью предварительной очистки. Затем проводят кислотную ванну для удаления глинистой корки, после чего забой снова промывают. Далее закачивают в пласт запланированный объем кислоты. После выдержки требуемой продолжительности для реакции кислоты с породой осваивают скважину.

Массированная кислотная обработка. Массированная кислотная обработка отличается от простой тем, что объем кислотного раствора, закачиваемого в пласт, должен обеспечить кислотой зоны радиусом в десятки метров. Технология аналогична технологии простой обработки.

Направленная кислотная обработка. Направленная кислотная обработка проводится в случае, когда из всей вскрытой толщины необходимо обработать определенный интервал. Технология проведения следующая. После загущения скважины башмак фонтанных труб устанавливают у подошвы запланированного к обработке интервала. Затем заполняют продуктивную часть скважины и фонтанные трубы низкофильтрующейся жидкостью. Продавливают вязкую жидкость кислотным раствором через фонтанные трубы при открытой задвижке затрубного пространства. Кислотный раствор закачивается до заполнения фонтанных труб и ствола скважин в выбранном для обработки интервале. Расчетное количество кислоты закачивается в пласт при закрытой задвижке затрубного пространства вязкой низкофильтрующейся жидкостью. Выдерживают время, необходимое для реакции кислоты с породой, а затем вязкую жидкость замещают промывочной и осваивают скважину.

Гидрокислотный разрыв пласта.

Если при проведении кислотной и глинокислотной обработки не получена существенная интенсификация притока газа к скважине, то производят гидрокислотный разрыв пласта.

Гидрокислотный разрыв пласта применяют для обработки слабопористых низкопроницаемых карбонатных пластов в том случае, когда после воздействия пласт не принимает кислоту при максимально допустимых давлениях для колонн.

Гидрокислотный разрыв предназначен для раскрытия и расширения микротрещин в породах. В результате ГРП при механическом воздействии жидкости образуются трещины, по которым кислота глубоко проникает в пласт и реагирует с породой.

6.3.4 Технология проведения кислотных обработок.

Различия с кислотной обработкой нефтяных скважин. Газоносные коллекторы не покрыты пленкой нефти, и поэтому кислота вступает в реакцию, как только попадает в пласт. Реагируя с породой и расширяя поровые каналы, она под действием собственного веса продвигается вниз, приближаясь к газоводяному контакту. Поэтому время реакции кислоты в газоносных коллекторах значительно меньше, чем в нефтяных. Если возникает необходимость закачать кислоту в

газоносный пласт как можно дальше от ствола скважины, например, при солянокислотном разрыве, необходимо прежде закачать экранирующую жидкость.

Аналогичного результата по закачке кислоты в пласт на большое расстояние от ствола можно добиться при использовании керосино-кислотных или конденсато-кислотных эмульсий. Дело в том, что данные эмульсии гидрофобны, а газоносные известняки, особенно при отсутствии нефтяных оторочек, очень плохо принимают гидрофобные жидкости, даже менее вязкие, чем эмульсии. Поэтому эмульсия не фильтруется сквозь стенки трещины, а реагирует непосредственно на стенках до тех пор, пока вся кислота не прореагирует. Затем она распадается на подвижные компоненты. В качестве эмульгатора применяют какое-либо поверхностно-активное вещество. Потеря вязкости после реакции способствует очистке пласта и трещин от закачанных в них жидкостей.

Влияние подающего давления. Важнейшим параметром при проведении солянокислотной обработки является давление, при котором кислота подается в пласт, так как оно определяет раскрытие микротрещин и трещин, полученных при гидроразрыве пласта. Это давление определяется следующим образом. Если кислота подается в пласт через поровые каналы, то она закачивается в насосно-компрессорные трубы с максимально возможной скоростью до тех пор, пока давление на устье не начнет увеличиваться. Затем темп закачки снижают так, чтобы не допустить резкого роста давления и не пропустить того момента, когда пласт при каком-то его установившемся значении не начнет принимать кислоту. После этого давление поддерживается на постоянном уровне, изменяя темп подачи кислоты в скважину. Если кислота подается в пласт через систему микротрещин, то после того как определен момент начала приемистости пласта, давление медленно увеличивается до тех пор, пока оно не установится на каком-то определенном уровне. Приемистость скважины при этом резко возрастает, т.к. трещины раскрываются. Дальнейшую закачку кислоты необходимо проводить в режиме, обеспечивающем полученное давление и приемистость. При малых давлениях солянокислотные обработки не эффективны и часто сопровождаются появлением в скважине пластовой воды.

Влияние скорости закачки. Если скорость закачки небольшая, то основная масса кислоты реагирует в непосредственной близости от ствола и в отдаленные участки она попадает в значительной мере прореагировавшая, не способная к эффективному воздействию на пласт. Кислота гораздо быстрее реагирует с породой в движении, так как при этом происходит отвод продуктов реакции от места реакции. Поэтому малоэффективны солянокислотные обработки при небольших скоростях, особенно в пластах большой толщины.

6.3.5. Выбор объекта для кислотной обработки пласта.

Благоприятные объекты:

- Карбонатные пласты с хорошо развитой естественной трещиноватостью, продуктивность которых снижена вследствие засорения трещин частицами карбонатов глинистого раствора в процессе бурения. В этом случае кислота,

растворяя частицы карбонатных пород, способствует извлечению из пласта глинистого раствора и увеличению дебита.

- Карбонатные пласты, в которых трещиноватость развита слабо. Кислота, реагируя с породой, образует вторичные каналы растворения, превышающие многократно первичные поры и глубоко проникающие в пласт.

- Пористые нетрещиноватые карбонатные пласты, в которых проницаемость призабойной зоны снижена вследствие фациальных изменений или проникновения в пласт промывочных жидкостей и взвешенных материалов, происшедшего в процессе бурения или ремонтных работ. Кислота в этом случае растворяет материалы на стенках поровых каналов, образуя сеть каналов разъедания.

- Плотные нетрещиноватые слабопористые низкопроницаемые карбонатные пласты. В этом случае необходимо проводить гидрокислотный разрыв, в результате чего механическое воздействие жидкости-кислоты, обеспечивающее создание трещин разрыва, дополняется химическим воздействием кислоты на пласт.

Благоприятными объектами глинокислотной обработки являются плотные низкопроницаемые малопродуктивные песчаники с карбонатным или глинистым цементом.

Неблагоприятные условия:

- близость подошвенных и контурных вод;
- значительное снижение пластового давления (на 60–70% от первоначального);
- приток в скважину даже незначительного количества пластовой воды;
- нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изолировать их от обрабатываемого интервала.

6.3.6. Выбор кислотного раствора.

Параметры, влияющие на выбор кислоты и её концентрации. Выбор кислоты и её концентрации зависит от минерального состава пород, термобариметрических параметров пласта, технологии его вскрытия, оборудованности скважин. При концентрации кислоты более 25% вязкость раствора существенно увеличивается. Поэтому, для обработки пласта используется раствор с содержанием кислоты до 25%.

Концентрации кислот для разного типа коллекторов и условий обработки. Если обрабатывается коллектор с содержанием гипса или ангидрита, то концентрация не должна превышать 15%. Более концентрированная кислота растворяет указанные вещества, и они выпадают в осадок после её нейтрализации, закупоривая поровые каналы. Иногда используют раствор с переменной концентрацией для пластов карбонатных с хорошо развитой естественной шероховатостью – вначале 25%-ная концентрация, а затем – 10%-ная. При обработке слабопроницаемых известняков и доломитов концентрация кислоты должна составлять 20–25%.

Обоснование объёма кислотных растворов. При кислотной обработке 1 погонный метр толщины пласта необходимо 0,4–2,5 м³ раствора. При обработке карбонатных пластов с хорошей трещиноватостью и проницаемостью более 0,1 мкм² на 1 погонный метр толщины пласта расход кислоты составляет 0,4–1,0 м³. Если пласт слаботрещиноватый, то удельный расход кислоты составляет 1,0–1,5 м³. Если обработка ведется с целью увеличения радиуса воздействия на пласт, то расходы на обработку возрастают в 2–3 раза.

Продолжительность реакции кислоты с породой. Продолжительность реакции кислоты с породой в скважинах с открытым стволом составляет 16–24 часа. При проведении кислотных ванн в обсадных скважинах продолжительность процесса должна быть 2–4 часа. При обработке карбонатных коллекторов с пластовым давлением больше 5 МПа и пластовой температурой больше 303 К продолжительность реакции должна быть 8–12 часов, а при $p_{пл} < 5$ МПа – 4–6 часов. Для трещиноватых коллекторов с хорошо развитой трещиноватостью продолжительность реакции 8–10 часов. При обработке песчаников, цементированных карбонатами, продолжительность реакции составляет 4–6 часов. При обработке слабокарбонизированных песчаников вначале соляной кислотой, а затем глинокислотной, а также при обработке песчаных пластов только глинокислотой продолжительность реакции должна быть 8–12 часов.

6.4. Гидравлический разрыв пласта

6.4.1. Выбор объекта для ГРП

Необходимый комплекс данных. При выборе пласта для проведения ГРП необходимо располагать комплексом данных промыслово-геофизических исследований скважин, дебитограмм, данных о коллекторских свойствах пластов (проницаемость, пористость, состав глинистого материала и цемента).

Кроме того, необходимо знать следующие технологические характеристики: свойства глинистого раствора, применённого при вскрытии; мощность пласта-коллектора; расстояние от скважины до контура питания и расстояние до нижних перфорационных отверстий до газоводяного контакта; пластовое давление, остаточные запасы газа.

Благоприятные объекты для ГРП. ГРП проводят в крепких малопроницаемых и плотных трещиноватых известняках и доломитах, трещиноватых гидроангидритовых толщах; крепких переслаивающихся песчано-глинистых или карбонатно-глинистых породах и т.д.

Наиболее благоприятными объектами являются продуктивные пласты, находящиеся в начальной стадии разработки, характеризующиеся низкой проницаемостью (менее 0,1 Д), высоким пластовым давлением, близким к начальному. Благоприятными объектами могут быть и высокопроницаемые пласты, находящиеся в длительной разработке, но содержащие большие запасы газа.

В случае эксплуатации залежи пластового типа ГРП можно проводить в любых скважинах, если залежь работает в газовом режиме

Неблагоприятные условия для ГРП. Если наблюдается движение ГВК, то во всех скважинах крайнего ряда ГРП проводить нельзя.

На залежах водоплавающего типа при выборе скважины для гидроразрыва следует учитывать расстояние до ГВК.

6.4.2. Технология проведения и эффективность ГРП.

Коэффициент приемистости. До начала ГРП необходимо исследовать скважину. После её подготовки и обвязки оборудования определяют приемистость. Для этого вначале одним агрегатом, а затем всеми закачивают жидкость до стабилизации давления в каждом случае. Общее количество жидкости должно быть по возможности минимальным. Коэффициент приемистости определяют по формуле:

$$K = \frac{144 V}{tp}, \quad (2.6.1)$$

где V – объём закаченной жидкости в м³;

t – время закачки в мин;

p – давление закачки в МПа.

Изменение K при закачке жидкости всеми агрегатами по сравнению с величиной, получаемой при закачке одним агрегатом, свидетельствует о раскрытии одной или нескольких трещин в пласте.

Технология проведения ГРП. При необходимости проведения многократного разрыва пласта после первого разрыва закупоривают образовавшиеся трещины либо легко извлекаемыми материалами, либо песком. Песок закачивают только при получении существенного повышения коэффициента приемистости не менее чем в 1,5 раза, свидетельствующего о раскрытии трещин.

Вначале подают песок с небольшой концентрацией. При отсутствии каких-либо осложнений в работе наземного оборудования концентрацию песка увеличивают до расчетной (в пределах 100–350 г/л жидкости). Если в качестве жидкости песконосителя используют маловязкую жидкость, то закачку и продавку песка в трещину следует проводить с максимально возможной скоростью. При этом для более точной регулировки концентрации песка один из агрегатов подаёт чистую жидкость. Этот агрегат предотвращает образование песчаной пробки на забое скважины.

При неполадках с агрегатами прекращают подачу песка в жидкость и продолжают закачку чистой жидкости исправными агрегатами до тех пор, пока в скважину не будет закачан объём чистой жидкости, равный объёму насосно-компрессорных труб (НКТ) и зумпфа. В случае неисправности пакера прекращают закачку песка, на боковом отводе крестовины открывают задвижку, промывают скважину до выхода на поверхность чистой жидкости, демонтируют устье и поднимают насосно-компрессорные трубы с пакером на поверхность для ремонта последнего. Закачав песок в трещину, агрегаты останавливают. После снижения давления на устье до нуля ствол промывают для удаления остатков песка с забоя и из насосно-компрессорных труб.

После проведения ГРП скважину плавно осваивают, продувают до сухого газа и исследуют. Из сравнения данных исследования до и после ГРП определяется его эффект, который в дальнейшем уточняется в процессе эксплуатации.

Расход и фракционный состав песка. Расход песка на одну трещину составляет не менее 406 т. Хорошие результаты дают кварцевые пески фракции 1,2–1,5 мм.

Эффективность ГРП. Эффективность ГРП определяется двумя параметрами: экономической и гидродинамической эффективностью. Экономическая эффективность определяется уменьшением себестоимости дополнительного газа по сравнению с плановым, а также продлением срока бескомпрессорной эксплуатации месторождения. На месторождениях, вводимых в разработку, экономическая эффективность определяется разницей затрат на проведение ГРП и на бурение экономичных скважин.

Гидродинамическая эффективность определяется изменением коэффициентов a и b в уравнении притока газа. Уменьшение коэффициента a является показателем увеличения проницаемости призабойной зоны пласта.

6.4.3. Виды и условия проведения ГРП

Виды ГРП

Направленный ГРП. Рекомендуется проводить в известняковых породах. При этом в трещины песок не закачивается, а в скважины закачивается меловой раствор с фракцией мела до 0,5 мм.

В намеченном интервале с помощью гидропескоструйного перфоратора нарезают вертикальные и горизонтальные щели (в зависимости от желаемой направленности будущих трещин).

В качестве жидкости разрыва используют керосино-кислотную или конденсато-кислотную эмульсию, которые растворяют карбонатные породы на поверхности трещин и расширяют их. Для известняков время реакции эмульсии должно быть не менее суток, а для карбонатных пород с меньшей растворимостью – 2–3 суток.

Поинтервально-направленный ГРП. При поинтервальном направленном гидроразрыве способом “снизу-вверх” вначале по карротажной диаграмме намечают интервалы разрыва. В заполненную меловым раствором скважину спускают НКТ с гидропескоструйным перфоратором. Нижний интервал перфорируют в трёх положениях перфоратора, поворачивая его каждый раз на 30°. Перфорационные каналы располагаются в одной плоскости. Затем НКТ с перфоратором поднимают на поверхность, а в скважину спускают насосно-компрессорные трубы с пакером, который устанавливают выше проперфорированного интервала.

Производят гидроразрыв пласта в надрезанном интервале. После этого НКТ с пакером поднимают на поверхность, а в скважину опускают НКТ с перфоратором, чтобы провести перфорацию второго снизу выбранного для ГРП интервала. Описанные операции повторяют для всех выбранных интервалов.

После окончания поинтервального ГРП скважину промывают и спускают насосно-компрессорные трубы до забоя. Затем её осваивают и продувают. С целью удаления из пласта мелового раствора производят соляно-кислотную обработку. Объём закачиваемой кислоты берётся равным поглощенному объёму мелового раствора. Через 6-8 часов скважину вновь осваивают и продувают. Затем скважину передают в эксплуатацию.

Поинтервальный направленный ГРП “сверху-вниз” отличается тем, что вначале обрабатывается верхний интервал, затем второй сверху (первый при этом располагается выше пакера) и т.д. до самого нижнего интервала.

Ненаправленный многократный ГРП. Технология проведения ненаправленного многократного ГРП следующая. Вначале проводят простой ГРП. После закачки песка в первые порции продавочной жидкости вводится закупоривающий материал – резиновые или капроновые шарики, резиновая дробь, крупные дубовые опилки, а также смесь 3%-ого водного раствора КМЦ с вязкостью 90 сП с мелом. На 100 л такой смеси требуется 30 кг мела фракции 5–7 мм и 100 кг мела фракции менее 5 мм. Закупоривающий материал закачивают в количестве, необходимом для перекрытия перфорированного участка колонны в интервале 2–2,5 м.

С помощью указанных веществ перекрывают устье трещины, и в скважине вновь производится гидроразрыв в каком-то интервале.

Разрыв проводится также обычным способом, и по его окончании в скважину вновь вводят закупоривающий материал. Перекрыв устье второй трещины, вновь проводят ГРП и т.д.

Описанный способ не требует специальных работ по перфорации колонны и дополнительных работ по спуску и подъёму НКТ, но при этом местоположение трещин неуправляемо.

Условия проведения ГРП

ГРП в маломощных, песчано-глинистых породах. **В пластах, представленных переслаивающимися песчано-глинистыми породами, имеющими небольшую мощность** – менее 20 м, рекомендуется проводить однократный направленный разрыв или многократный ненаправленный.

ГРП при отсутствии подошвенной воды.

Если в залежи подошвенная вода отсутствует, то лучше проводить направленный вертикальный ГРП.

ГРП в нецементированных скважинах.

Если нижняя часть обсадной колонны была перфорирована на поверхности и при установке в скважину не цементировалась, то практически можно провести только однократный ненаправленный гидроразрыв.

ГРП в пластах большой мощности терригенных, переслаивающих пород.

В пластах большой мощности, представленных терригенными, переслаивающимися породами, обычно проводится выборочный направленный многократный ГРП способом “снизу-вверх”.

ГРП в трещиноватых коллекторах.

В трещиноватых коллекторах большой мощности применяют направленный многократный ГРП из расчета одна трещина на 25–35 м мощности пласта.

ГРП в водоплавающих залежах.

В водоплавающих залежах применяют только горизонтально ориентированные ГРП по той технологии, которую допускает конструкция скважин.

Вертикальный ГРП.

Вертикальный ГРП можно проводить только в скважинах с неперфорированной колонной.

Вопросы для самоконтроля

- 1. Перечислите методы интенсификации притока газа к забою скважины.*
- 2. Назовите преимущества горизонтального бурения и целесообразность его применения для увеличения газоотдачи пласта.*
- 3. В каких случаях целесообразно применение кислотной обработки пласта? Какие бывают виды кислотной обработки? Назовите область применения каждого вида.*
- 4. Охарактеризуйте способы и технологии проведения кислотных обработок. Выбор кислотного раствора.*
- 5. Что такое гидроразрыв пласта, его виды? Какие объекты благоприятны, а какие - неблагоприятны для проведения ГРП?*
- 6. Опишите технологию проведения ГРП. Охарактеризуйте особенности проведения ГРП в разных геологических условиях.*

7. ГАЗОВЫЕ СКВАЖИНЫ

Оборудованием газовой скважины называют все те части ее конструкции, которые обеспечивают возможность эксплуатации, испытания и исследования скважины. Обычно различают наземное и подземное оборудование.

Подземное оборудование включает оборудование забоя и ствола скважины. К наземному оборудованию относится арматура, устанавливаемая на устье скважины.

Оборудование должно быть достаточно простым по конструкции, надежным и обеспечивающим возможность выполнения функций в течение всего срока разработки месторождения.

Оборудование ствола скважины состоит из ряда обсадных колонн, включая кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны; фонтанных (насосно-компрессорных) труб, спускаемых для подачи газа от забоя до устья; пакеров, забойных и приустьевых штуцеров, клапанов для подачи ингибиторов для борьбы с коррозией и гидратами, клапанов-отсекателей и т. п.

7.1. Особенности конструкций газовых скважин

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для: 1) движения газа из пласта в поверхностные установки промысла; 2) защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов; 3) разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов; 4) предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах достигает до 100 МПа, температура газа достигает 523 К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

Скважины – дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60–80%, в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

Долговечность работы и стоимость строительства скважин во многом определяются их конструкциями.

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

Конструкция скважины должна обеспечивать: доведение скважины до проектной глубины; осуществление заданных способов вскрытия продуктивных

горизонтов и методов их эксплуатации; предотвращение осложнений в процессе бурения и эксплуатации; ремонт скважины; выполнение исследовательских работ; минимум затрат на строительство скважины, как законченного объекта в целом.

Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов, в частности, от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений.

Физические свойства газа – плотность и вязкость, их изменение в зависимости от давления и температуры существенно отличаются от плотности и вязкости нефти и воды. Во многих случаях плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50–100 раз меньше, чем у воды и нефти.

Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину, чем в нефтяных, для предотвращения взрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Глубину спуска кондуктора в газовых скважинах h (в м) можно определить подбором из равенства:

$$h = L - RT \ln \frac{p_H}{\rho_{cp} g h}, \quad (2.7.1)$$

где L – глубина скважины;

R – удельная газовая постоянная;

T – средняя температура на длине $(L-h)$;

ρ_{cp} – средняя объемная плотность горных пород разреза на длине h ;

p_H – начальное пластовое давление газа;

g – ускорение свободного падения,

или приближенно по формуле:

$$h = \frac{\rho_w L}{\rho_{cp}}, \quad (2.7.2)$$

где ρ_w – плотность пластовой воды.

Малая вязкость газа вызывает необходимость принимать особые меры по созданию герметичности как обсадных колонн, так и межтрубного пространства газовых скважин. Герметичность колонн обсадных труб достигается различными способами: применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах со специальной трапецеидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений. Герметичность заколонного пространства скважин обеспечивается применением цементов определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

7.2. Виды обсадных колонн

По назначению различают следующие виды обсадных колонн:

- Направление – одна труба или первая колонна труб, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором или обрушения пород, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Устанавливают его в подготовленную шахту или скважину и цементируют до поверхности земли с учетом размещения противовыбросового оборудования. В случаях, когда верхняя часть разреза представлена несвязанными породами (лёсс, песок, гравий), приустьевая зона крепится двумя направлениями.

- Кондуктор – колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих колонн.

- Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при бурении скважины до намеченных глубин, а эксплуатационная колонна – для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и обеспечения канала надежной гидравлической связи продуктивных отложений с дневной поверхностью. Для защиты эксплуатационной колонны от разрушения и обеспечения технологии извлечения флюида в ней устанавливается колонна фонтанных (насосно-компрессорных) труб с комплектом забойного оборудования.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

- 1) сплошные, перекрывающие весь ствол скважины от забоя до её устья, независимо от крепления предыдущего интервала;

- 2) хвостовики – для крепления только незакрепленного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

- 3) промежуточные – для перекрытия интервалов осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Диаметр эксплуатационной колонны принимают, как правило, 146 или 168 мм и реже 219 или 273.

7.3. Оборудование устья газовой скважины

Оборудование устья газовой скважины предназначено для соединения верхних концов обсадных колонн и фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования, осуществления мероприятий по контролю и регулированию технологического режима эксплуатации скважин. Оно состоит из трех частей: 1) колонной головки; 2) трубной головки; 3) фонтанной елки.

Колонная головка соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки с фонтанной елкой.

Трубная головка служит для подвески фонтанных труб и герметизации

межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами. На трубную головку непосредственно устанавливают фонтанную елку крестовикового или тройникового типа.

Фонтанная ёлка монтируется выше верхнего фланца трубной головки. Она предназначена для: 1) освоения скважины; 2) закрытия скважины; 3) контроля и регулирования технологического режима работы скважины. Основным элементом фонтанной елки крестовикового типа – крестовина, а тройниковой елки – тройник. На ней монтируются штуцеры, термометры, установки для ввода ингибитора гидратообразования и коррозии, устьевого клапан-отсекатель.

Устьевого клапан-отсекатель предназначен для автоматического перекрытия выходной линии от скважины (шлейфа) при аварийном повышении давления до него или понижении давления после него (в шлейфе).

Фонтанная елка крестовикового типа имеет небольшую высоту, удобна в обслуживании. Применяется в случае, если в потоке газа отсутствуют твердые взвеси, газообразные или жидкие коррозионные агенты, способные вызвать коррозию крестовины и тем самым вывести скважину из эксплуатации.

Фонтанная арматура (елка) тройникового типа имеет два тройника. Верхний – рабочий, нижний – резервный. Нижний используется только во время ремонта или замены верхнего. Фонтанная арматура тройникового типа имеет большую высоту (до 5 м от поверхности), неудобна в обслуживании. Применяется в особо сложных условиях эксплуатации скважины: при наличии твердых взвесей в потоке газа, вызывающих абразивный износ оборудования, газообразных или жидких коррозионных агентов (углекислый газ, сероводород, пропионовая, масляная или другие кислоты жирного ряда), при резких колебаниях давления и температуры.

Фонтанная арматура выпускается на рабочие давления 4; 7,5; 12,5; 20; 30; 35; 70 и 100 МПа. Внутренний диаметр фонтанной арматуры (63 или 100 мм) выбирают в зависимости от дебита скважины и давления газа. Увеличение дебита скважины приводит к увеличению диаметра эксплуатационной колонны, и, следовательно, диаметра фонтанной арматуры.

Во время сборки фонтанной арматуры следует обращать внимание на тщательность крепления всех соединений и в особенности соединений трубной головки, так как при ее ремонте или замене необходимы остановка и глушение скважины. Кроме того, неисправность арматуры может привести к открытому фонтанированию. Рабочее и статическое давление в скважине определяют по манометру, смонтированному на буфере, а давление в затрубном пространстве – по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Для регулирования режима работы скважины на выкидных линиях после задвижек устанавливают штуцеры – насадки с относительно небольшим проходным сечением. Конструктивно штуцеры подразделяются на два типа: с нерегулируемым и регулируемым сечениями. Штуцеры первого типа просты по конструкции, в промысловых условиях их изготавливают из стального патрубка, которому придается форма усеченного конуса. Такой штуцер можно быстро вставить в соответствующее гнездо, где он прочно закрепляется под действием одностороннего давления газа. Диаметр отверстия в штуцере может быть от 2,3 до 20 мм и более. Чем меньше отверстие, тем большее сопротивление создает штуцер

на пути движения газа, тем выше будет буферное и забойное давление скважины и тем меньше, следовательно, ее дебит.

В связи с широким распространением групповой системы сбора газа, местоположение штуцера и место ввода метанола с елки переносят на групповую установку. В этом случае облегчаются наблюдение за состоянием штуцера и его замена.

7.4. Подземное оборудование ствола газовых скважин

При эксплуатации скважин большое внимание должно уделяться надежности, долговечности и безопасности работы, предотвращению открытых газовых фонтанов, защите окружающей среды. Условиям надежности, долговечности и безопасности работы должны удовлетворять как конструкция газовой скважины, так и оборудование ее ствола и забоя. Подземное оборудование ствола скважины позволяет осуществлять:

- 1) защиту скважины от открытого фонтанирования;
- 2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью;
- 3) воздействие на призабойную ЗОНУ пласта с целью интенсификации притока газа к скважине;
- 4) эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме;
- 5) замену колонны насосно-компрессорных (фонтанных) труб без задавки скважины жидкостью. Схема компоновки подземного оборудования скважины показана на рис. 2.7.1.

Для надежной эксплуатации газовых скважин используется следующее основное подземное оборудование: разобщитель (пакер); колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); ниппель; циркуляционный клапан; ингибиторный клапан; устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины, которое включает в себя забойный клапан-отсекатель, уравнильный клапан, переходник и замок; аварийный, срезной клапан; разъединитель колонны НКТ; хвостовик.

Разобщитель (пакер) предназначен для постоянного разъединения пласта и трубного пространства скважины с целью защиты эксплуатационной колонны и НКТ от воздействия высокого давления, высокой температуры и агрессивных компонентов (H_2S , CO_2 , кислот жирного ряда), входящих в состав пластового газа. Колонна НКТ спускается в скважину для предохранения обсадной колонны от абразивного износа и высокого давления, для создания определенных скоростей газожидкостного потока и выработки газонасыщенного пласта снизу вверх. Фонтанные трубы изготавливают из высококачественной стали, цельнотянутыми, длиной 5–7 м, с внутренним диаметром 33, 60, 63, 89 и 102 мм. Ниппель служит для установки, фиксирования и герметизации в нем забойного клапана-отсекателя. Он спускается в скважину на колонне НКТ и устанавливается обычно выше пакера.

Циркуляционный клапан обеспечивает временное сообщение центрального канала с затрубным пространством с целью осуществления различных технологических операций: освоения и задавки скважины, промывки забоя, затрубного пространства и колонны НКТ, обработки скважины различными

химическими агентами и т.д. Клапан устанавливается в колонне НКТ во время ее спуска в скважину и извлекается вместе с ней.

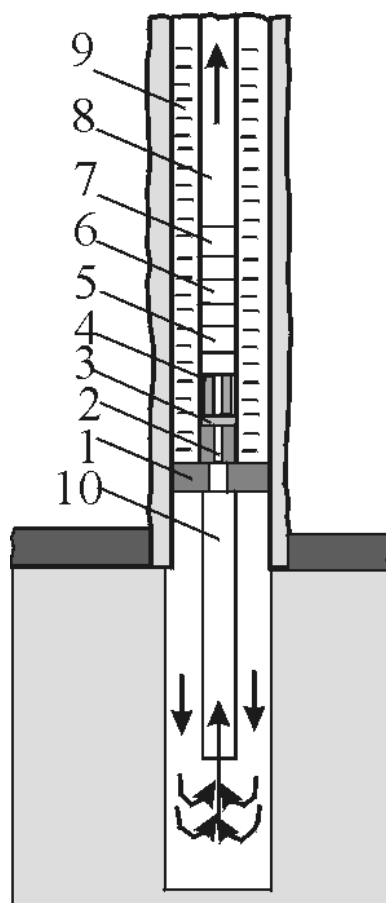


Рис. 2.7.1. Схема подземного оборудования газовой скважины

1 – эксплуатационный пакер; 2 – циркуляционный пакер; 3 – ниппель; 4 – забойный клапан-отсекатель с уравнильным клапаном; 5 – разобщик колонны НКТ; 6 – ингибиторный клапан; 7 – аварийный срезной клапан; 8 – НКТ; 9 – жидкий ингибитор коррозии и гидратообразования; 10 – хвостовик

Ингибиторный клапан предназначен для временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну. Клапан устанавливается на колонне НКТ во время ее спуска и извлекается вместе с ней.

Устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины предназначено для временного перекрытия скважины у нижнего конца колонны фонтанных труб при аварийных ситуациях или ремонте оборудования устья. Оно может устанавливаться в различных местах в НКТ.

Аварийный срезной клапан предназначен для глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда нельзя открыть циркуляционный клапан. Устанавливается с колонной НКТ, входит в состав комплекта скважинного оборудования с диаметром эксплуатационной колонны 219 мм на давление 14 МПа.

Скважинное предохранительное оборудование газовых скважин состоит из двух отдельных узлов: 1) разобщителя (пакера); 2) собственно клапана-отсекателя.

К пакерам, применяемым вместе с забойными клапанами-отсекателями, предъявляются высокие требования: 1) безотказность в работе; 2) надежность разобщения пласта от трубного пространства; 3) возможность установки на любой заданной глубине; 4) малое время для соединения с колонной НКТ; 5) простота конструкции, минимально возможные основные размеры и металлоемкость.

Забойные клапаны-отсекатели предотвращают открытое фонтанирование при повреждении или разрушении устьевого оборудования и колонны НКТ выше места установки забойного клапана-отсекателя. Они служат автоматическим запорным устройством скважины при демонтаже устьевого оборудования, подъеме колонны НКТ из скважины без задавки жидкостью.

Пластовые газы многих газоконденсатных месторождений содержат коррозионные компоненты: сероводород, углекислый газ, кислоты жирного ряда (муравьиную, пропионовую, щавелевую, масляную). Коррозионные компоненты при наличии пластовой минерализованной или конденсационной воды, высоких давлений и температур вызывают интенсивную коррозию металлических обсадных колонн, НКТ, оборудования устья скважин, шлейфов, поверхностного оборудования, промыслов.

При большом содержании сероводорода в газе невозможно использовать обычные скважинные приборы для измерения давлений и температур, проводить геофизические работы в скважинах. Наибольшей коррозии подвергаются тройники, крестовины, катушки, уплотнительные кольца фланцевых соединений, задвижки фонтанной арматуры. Интенсивность коррозии элементов оборудования устья скважин изменяется от 0,1 до 4 мм/год.

Например, срок службы колонн НКТ до обрыва в верхней части и падения на забой скважин на месторождениях Краснодарского края составляет 1–18 месяцев, нарушение герметичности задвижек фонтанной арматуры происходит в течение 1–2 месяца, фланцевых соединений – в течение 4–6 месяцев.

Защита внутренней поверхности металлической обсадной колонны и внешней поверхности НКТ осуществляется разобщением пласта и затрубного пространства скважины при помощи разобщителя (пакера) и заполнением затрубного пространства ингибированной жидкостью. Защита другого металлического оборудования скважин от коррозии осуществляется при помощи периодической закачки ингибитора коррозии в призабойную зону пласта или непрерывной его закачки в затрубное пространство скважины с помощью насосов и подачи ингибитора в НКТ из затрубного пространства скважины через специальные ингибиторные клапаны в колонне НКТ.

7.5. Оборудование забоя газовых скважин

Оборудование забоя газовых скважин зависит от многих факторов: 1) литологического и фациального состава пород и цементирующего материала, слагающих газомещающий коллектор; 2) механической прочности пород; 3) неоднородности коллекторских свойств пласта по разрезу; 4) наличия газо-, нефте- и водоносных пластов в продуктивном разрезе; 5) местоположения скважины на структуре и площади газоносности; 6) назначения скважины (добывающая,

нагнетательная, наблюдательная).

Если газовая залежь пластового или массивного типа, газонасыщенный коллектор представлен крепкими породами (сцементированными песками, известняками, доломитами, ангидритами), в продуктивном разрезе отсутствуют нефте- и водонасыщенные горизонты, добывающие скважины могут иметь открытый забой (рис. 2.7.2 а). В этом случае эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта, в непроницаемом пропластке устанавливают башмак, и колонну цементируют до устья. Для улучшения выноса твердых частиц и жидкостей с забоя в фильтровую часть пласта спускается хвостовик (рис. 2.7.2 с,d).

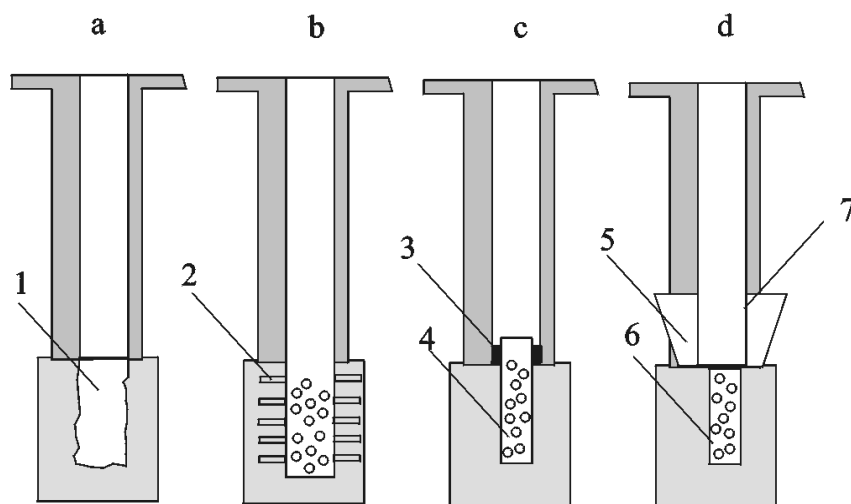


Рис. 2.7.2. Оборудование забоя скважины.

Забой: а – открытый; b – перфорированный; с,d – оборудованный фильтром.

1 – незакрепленная трубами часть скважины; 2 – простреленные отверстия; 3 – сальник; 4,6 – хвостовики; 5 – цемент; 7 – манжеты.

Когда газонасыщенный пласт представлен слабосцементированными породами, в продуктивном разрезе отсутствуют нефте- и водонасыщенные пропластки, открытый забой скважин оборудуется сетчатыми, керамическими, металлокерамическими, гравийными, стеклопластиковыми фильтрами различных типов, и рыхлые породы призабойной зоны укрепляются вяжущими веществами.

Наибольшее распространение получают намывные гравийные фильтры. В этом случае с помощью гидравлических расширителей увеличивается диаметр зоны пласта, в который намечается намывка гравия, например, со 146 до 256 мм (рис. 2.7.3).

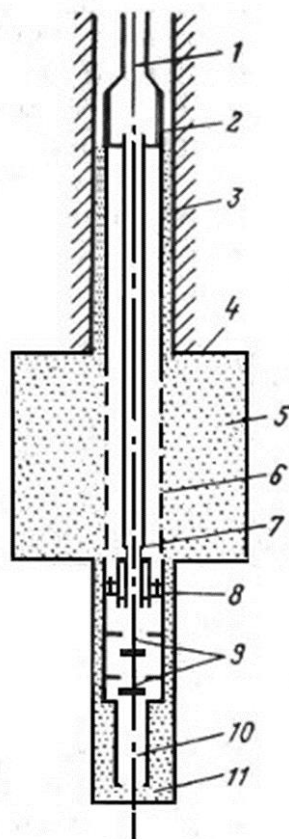


Рис. 2.7.3. Оборудование забоя газовых скважин в рыхлых горных породах

- 1 – бурильные штанги диаметром 60,3 мм;
- 2 – переводник с левой резьбой;
- 3 – обсадная колонна диаметром 146 мм;
- 4 – интервал ствола скважины, расширенной до 256 мм;
- 5 – гравий;
- 6 – целевой фильтр;
- 7 – труба диаметром 50 мм;
- 8, 9 – клапан обратной и прямой циркуляции соответственно;
- 10 – хвостовик диаметром 62,7 мм;
- 11 – забой.

Призабойная зона пласта в рыхлых коллекторах может укрепляться закачкой в поровое пространство жидких вяжущих веществ – органических полимерных материалов, которые при взаимодействии с катализатором полимеризации затвердевают и цементируют рыхлую породу. В качестве вяжущих химических веществ в зависимости от температуры и минерального состава пласта-коллектора используют: 1) органические смолы; 2) пластмассы; 3) специальные составы типа "перматрол".

В качестве органических смол применяются эпоксидная, фенолформальдегидная, орбамидная (крепитель М), смолы из сырых фенолов и формалина, РР-1.

Если в продуктивном разрезе скважин имеются газоносные пласты с различным составом газа или есть чередование газо-, нефте- и водоносных пластов, разделенных глинистыми пропластками, то иметь открытый забой нельзя.

В этих условиях скважина бурится до подошвы продуктивного комплекса, обсаживается обсадной колонной и цементируется до устья. Скважина и пласт сообщаются при помощи перфорации того или иного вида.

Если через перфорационные каналы в скважину выносятся песок, то в неё можно спускать фильтры, собранные на поверхности.

При выносе мелкого песка на забое также могут использоваться гравийные фильтры, представляющие собой две перфорированные мелкими отверстиями концентрично расположенные трубы. В кольцевое пространство между трубами утрамбовывается отсортированный гравий диаметром 4–6 мм, который является фильтрующим элементом, задерживающим пластовый песок.

Известны металлокерамические фильтры, изготавливаемые путем спекания под давлением керамической дроби. Кольца из такого материала одеваются на перфорированную трубу и на ней закрепляются. Металлокерамические фильтры обладают малым гидравлическим сопротивлением и задерживают самые мелкие фракции песка.

7.6. Расчет внутреннего диаметра и глубины спуска колонны НКТ в скважину

Колонну НКТ спускают в скважину для: 1) предохранения эксплуатационной обсадной колонны от абразивного воздействия твердых примесей и коррозионных агентов, содержащихся в газе; 2) контроля за условиями отбора газа на забое скважины; 3) создания необходимой скорости движения потока газа для выноса на поверхность твердых частиц и жидкости с забоя; 4) равномерной выработки газонасыщенных пластов большой толщины по всему вскрытому интервалу; 5) проведения ремонтных работ и интенсификации притока газа из пласта в скважину.

7.6.1. Определение внутреннего диаметра колонны НКТ

Определение диаметра по условию выноса с забоя на поверхность твердых частиц заданного размера d и плотности ρ_m .

$$D = \sqrt{\frac{4Qz_c p_0 T_c}{\pi p_c z_0 T_0 u_{0p}}} . \quad (2.7.2)$$

Здесь:

$$u_{0p} = 6,528 \sqrt{\frac{0,1\rho_m d z_c T_c}{T_0 \rho_0}} ; \quad (2.7.3)$$

где ρ_0 – плотность газа при стандартных условиях;

$u_{0p} \approx 2,5–4$ м/с – скорость витания частиц диаметром 0,1 мм и плотностью 2500 кг/м³ (обычно принимается);

Q – дебит, приведённый к стандартным условиям (тыс. м³/сут) ;

p – давление (0,1 МПа);

индекс “0” – стандартные условия, “с” – забойные условия.

Определение диаметра по условию выноса с забоя на поверхность жидких частиц

Диаметр определяется по формуле (2.7.2), но:

$$u_{0p} = 10 (45 - 0,0455p_c)^{\frac{1}{4}} p_c^{-\frac{1}{2}}. \quad (2.7.4)$$

Определение диаметра по условию обеспечения минимальных потерь давления в стволе скважины.

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377\lambda Q^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1) 10^{-10}}{p_c^2 - p_y^2 e^{2s}}}, \quad (2.7.5)$$

где p_y – устьевое давление (0,1 МПа);

$$s = \frac{0,03415 \bar{\rho} L}{T_{cp} z_{cp}};$$

$\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху;

L – глубина скважины (м).

Если диаметр, полученный по формуле (2.7.5), больше диаметра, определенного из условия обеспечения выноса твердых и жидких частиц на поверхность (2.7.2), то принимается диаметр, определенный по последнему условию. Если же диаметр окажется меньше вычисленного из условия необходимости выноса примеси на поверхность, то его можно также увеличить до размеров последнего. При этом потери давления по стволу скважины уменьшаются. Таким образом, если существует опасность разрушения пласта или подтягивания воды, необходим вынос на поверхность жидкости и продуктов разрушения пласта. Если дебиты скважины ограничены другими факторами, то расчет ведется из условия снижения потерь давления до минимально возможного значения с технологической и технической точек зрения.

Во время разработки месторождения при уменьшении пластового давления диаметр НКТ увеличивают, колонны малого диаметра извлекают из скважины и заменяют колоннами большего диаметра. В завершающий период разработки, при отсутствии поступления воды и твердых взвесей в скважину, возможна эксплуатация скважин по металлической обсадной колонне.

При наличии одного продуктивного горизонта в скважину спускают одну колонну фонтанных труб. Если несколько продуктивных горизонтов решено эксплуатировать отдельно, но одной системой скважин, в последнюю спускают две или даже три колонны фонтанных труб, при этом они могут быть спущены концентрично или параллельно с применением разобщителей (пакеров).

Фонтанные трубы, изготавливаемые из высококачественной стали длиной 5–12 м с внутренним диаметром 33–152 мм, позволяют ускорить процессы освоения скважины после бурения и ее глушения перед работами по интенсификации добычи газа или ремонтными работами, осуществлять контроль за состоянием

ствола скважины без спуска в них глубинных приборов. Глубину спуска таких труб в скважину определяют по продуктивной характеристике пласта (или пластов) и технологическим режимам эксплуатации скважины. Обычно их целесообразно спускать до нижних отверстий перфорации.

7.6.2. Определение глубины спуска колонны НКТ в скважину

Положение башмака колонны фонтанных труб в скважине существенно влияет на: 1) отработку продуктивных горизонтов в многопластовом неоднородном по толщине пласта месторождении; 2) высоту образующейся песчано-глинистой пробки при освоении и эксплуатации скважин; 3) высоту столба жидкости в НКТ и затрубье; 4) очередность обводнения по высоте многопластовых месторождений; 5) сопротивление потоков газа,двигающегося сверху вниз и снизу вверх к башмаку колонны НКТ; 6) коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B .

Положение башмака колонны НКТ должно быть таким, чтобы скорости потоков газа, движущихся вниз по затрубному пространству и вверх в колонне обсадных труб, были равны у башмака колонны НКТ, чтобы скорость газа на входе в колонну НКТ была больше минимально необходимой для выноса твердых частиц и жидких капель критического диаметра, чтобы высота столба жидкой или песчано-глинистой пробки в колонне обсадных труб была минимальна.

7.7. Вскрытие продуктивного пласта

Вскрытие газового пласта – завершающий процесс бурения скважины.

Технология вскрытия продуктивного пласта значительно влияет на условия освоения и определяет продуктивную характеристику скважины.

Методы вскрытия пласта зависят от текущего пластового давления, характеристики продуктивного пласта и других факторов.

При вскрытии продуктивного пласта должно быть предотвращено проявление открытого фонтанирования скважины и в то же время должны быть сохранены природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, принимают меры к улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины путем применения различных методов интенсификации притока газа. Кроме того, газовые интервалы пласта вскрывают таким образом, чтобы гарантировать длительную безводную эксплуатацию скважин, наилучшие условия притока газа из каждого пропластка и получение минимальных коэффициентов фильтрационного сопротивления. Должен обеспечиваться максимальный коэффициент газоотдачи.

Предупреждение открытого аварийного фонтанирования обеспечивается противодавлением столба глинистого раствора на забой. Для этого необходимо, чтобы давление столба глинистого раствора в стволе скважины на забой на 10–15% превышало ожидаемое забойное давление. Это достигается путем применения промывочного раствора соответствующего удельного веса: например, используют меловой раствор с добавками барита или гематита. При низком качестве промывочного раствора вода из него отфильтровывается в пласт на глубину от

нескольких сантиметров до метра и более. На стенках ствола образуется плотная глинистая корка, которую трудно удалить. Отметим, что проницаемость глинистой корки обычно на два порядка ниже проницаемости пласта. Наличие глинистой корки и отфильтровавшейся в пласт воды резко снижает продуктивную характеристику призабойной зоны скважины. Поэтому при вскрытии продуктивного горизонта необходимо обращать особое внимание на качество промывочного раствора: водоотдача должна быть минимальной – до 2–3 см³ за 30 мин; вязкость в пределах 18–25 секунд по показаниям стандартного вискозиметра; толщина образуемой корки на стенках скважин не должна превышать 2–3 мм. Часто применяют растворы с добавками КМЦ (карбоксил-метил-целлюлозы) и др.

Бурение в процессе вскрытия пласта ведут с замедленной подачей долота на забой, и при этом тщательно следят, особенно во время подъема бурильного инструмента, за обязательным заполнением скважины до устья промывочным раствором. Это необходимо для предупреждения возможных его выбросов и, как следствие, аварий.

При наличии в продуктивном интервале глинистых прослоев необходимо принимать меры по борьбе с разбухаемостью глин во избежание ухудшения продуктивной характеристики скважины и осложнений при эксплуатации.

При вскрытии пластов с давлением ниже гидростатического, в целях предупреждения заглинивания и инфильтрации воды в пласт, применяют глинистые растворы, приготовленные на нефтяной основе; используют поверхностно-активные вещества (ПАВ) и различные добавки.

Кроме того, при вскрытии продуктивного пласта можно использовать продувку забоя газом. Устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым устройством – превентором. При этом наилучшие результаты дает применение вращающихся превенторов. В газовых скважинах до вскрытия продуктивных пластов предусматривается спуск промежуточной колонны или кондуктора на глубину, исключая возможность разрыва пород при закрытии превентора в случае выброса газа. На газовых месторождениях с большим этажом газоносности и аномально высоким пластовым давлением спускают дополнительные промежуточные колонны для обеспечения возможности прохождения всего этажа газоносности без поглощения промывочной жидкости и предотвращения связанных с этим выбросов. До вскрытия газового пласта промежуточной колонной или кондуктором перекрываются породы, поглощающие промывочную жидкость, а также породы, сообщающиеся с дневной поверхностью. Башмаки колонн устанавливаются в плотных непроницаемых породах. Если для очистки забоя от шлама используют газ или воздух, скважину оборудуют специальным вращающимся превентором. Это необходимо также и при значительной трещиноватости пород и большом содержании пустот в них.

Продуктивный пласт вскрывают полностью или частично. Если в данном интервале или на участке пласта не встречаются подошвенные или контурные воды и не ожидается их поступление в процессе разработки, пласт следует вскрыть на полную мощность, в противном случае вскрывается только его часть. Задача о вскрываемой мощности пласта и выборе рабочего дебита является технико-экономической; решается она путем оценки различных вариантов и выбора из них

оптимального.

В зависимости от характеристики пород призабойной зоны пласта (степени устойчивости при ожидаемом дебите, наличия подошвенной воды и воды в пропластках между объединяемыми горизонтами, пластовых давлений и др.), выбирается соответствующее оборудование забоя газовой скважины. Если призабойная зона сложена устойчивыми породами (песчаниками, известняками, ангидридами), то продуктивный пласт со скважиной сообщается открытым забоем. В этом случае эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта в непроницаемом пропластке и цементируют до устья.

При наличии устойчивых коллекторов забой оборудуют также фильтром или хвостовиком. Фильтры в этом случае изготавливают из стандартных труб, на которых фрезой нарезают вертикальные щели шириной от 0,75 до 3 мм, в зависимости от фракционного состава песка, слагающего продуктивный пласт. Если диаметры фильтра и эксплуатационной колонны равны, фильтр спускают одновременно с колонной после вскрытия скважины на полную глубину. Цементирование осуществляется от кровли продуктивного пласта и выше. Если диаметр фильтра меньше диаметра эксплуатационной колонны, то эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного горизонта и цементируют, и только после этого бурят скважину до проектной глубины и оборудуют фильтром-хвостовиком. Такой фильтр спускают в скважину на бурильных трубах с переводником с левой резьбой, который навинчивается на специальную муфту с конической резьбой. После спуска и установки фильтра на забое поворотом бурильных труб вправо освобождают их, а затем извлекают из скважины.

Если призабойная зона сложена песками или песчаниками, которые начинают разрушаться уже при небольших депрессиях на пласт, забой скважины оборудуется специальными гравийно-намывными фильтрами. В призабойную зону можно также закачивать специальные смолы или фильтрующиеся пластмассы. Наиболее распространен способ закачки смол в подземные хранилища газа (скважины), созданные в водоносных пластах.

7.8. Методы освоения газовых скважин

После вскрытия продуктивного пласта одним из описанных в п. 7.7 способов приступают к следующей стадии подготовки газовой скважины к эксплуатации – ее освоению. *Освоение скважины* – это вызов притока газа или пластовой жидкости из пласта, очистка забойной зоны и обеспечение условий, при которых продуктивный пласт начинает отдавать газ в необходимом объеме. Процесс освоения скважины заканчивается проведением полного комплекса исследований, в том числе исследований по оценке дебитов и фильтрационных параметров каждого работающего интервала пласта и всей продуктивной характеристики скважины.

Возбуждение скважины состоит в понижении давления, создаваемого столбом жидкости (промывочный раствор или вода), на забое до давления меньше пластового.

Понижение давления на забое при освоении скважины достигается путем

замены промывочной жидкости водой. Если пласт не возбуждается, воду заменяют более легким раствором, например, нефтью, или в скважину нагнетают воду и воздух (или газ); снижением уровня жидкости в скважине. Жидкость в стволе скважины оказывает на пласт давление:

$$p = \frac{H \gamma_{ж}}{10}, \quad (2.7.6)$$

где H – высота столба жидкости в м (до верхних перфорационных отверстий);

$\gamma_{ж}$ – удельный вес жидкости в тс/м³ (1 тс = 10³ кгс = 9806,65 Н; 100 кгс/м² ≈ 1 кПа = 1 кН/м²).

При неизменном удельном весе раствора в скважине для обеспечения условий $p_з = p_{пл}$ можно снизить его уровень:

$$\Delta h = \frac{(p_з - p_{пл})10}{\gamma_{ж}}. \quad (2.7.7)$$

Приток газа в скважину начнется в тот момент, когда гидростатическое давление столба жидкости в стволе станет меньше пластового. Это давление можно понизить заменой жидкости в колонне другой жидкостью с меньшей плотностью (например, буровой раствор можно последовательно заменять водой, затем нефтью или газожидкостной смесью) или понижением высоты столба жидкости в скважине путем отбора ее с помощью тех или иных технических средств. На практике в различных условиях применяют оба способа.

Во многих случаях применяют компрессорный способ вызова притока газа. При этом способе в затрубное пространство с помощью передвижных компрессоров закачивают воздух или газ, который вытесняет жидкость.

Скважины можно осваивать методом «раскачки». При данном методе первоначально создается давление газа или воздуха в затрубном пространстве, вследствие чего часть жидкости из скважины через фонтанные трубы будет выброшена на поверхность. После прекращения истечения жидкости из фонтанных труб затрубное пространство резко соединяют с атмосферой. Затем напорную линию от компрессора или газопровода присоединяют к фонтанным трубам, вновь создавая давление. В результате нескольких таких «раскачек» давление столба жидкости на забой скважины станет меньше пластового и скважина начнет фонтанировать.

Для освоения скважин также используют газ, который подводится по газопроводу от уже работающей скважины.

Перед освоением скважину тщательно промывают до нижней отметки забоя для удаления осадка глинистого раствора в нижней части фильтра, так как в противном случае после ее освоения эксплуатируется только верхняя часть вскрытого интервала продуктивного пласта.

Если в жидкости содержится значительное количество твердых примесей, в процессе освоения скважин недопустима их остановка до полного удаления этих примесей и перехода на фонтанирование чистым газом. В противном случае в стволе может образоваться пробка, и не исключен прихват фонтанных труб. Например, в процессе освоения скв. 42 Шебелинского месторождения выносилось

большое количество глинистого раствора. Не дождавшись продувки скважины до получения чистого газа, освоение ее было остановлено, в результате чего образовалась пробка, на ликвидацию которой было затрачено несколько месяцев.

После возбуждения скважины и очистки забоя и призабойной зоны от промывочной жидкости и других примесей скважину продувают с выпуском газа в атмосферу. Время этого процесса колеблется от нескольких часов до нескольких суток и зависит от количества выносимых примесей и их характера. Для скважин, в которых возможен интенсивный вынос породы, продолжительность процесса при высоких депрессиях должна быть минимальной. Дебит газа при продувке зависит от характеристики пласта и состояния надземного оборудования.

Для очистки призабойной зоны более эффективна периодическая продувка до получения чистого газа без примесей. В некоторых случаях (при опасном разрушении призабойной зоны) продувку осуществляют через штуцера, увеличивая последовательно диаметр их.

Обычно со временем дебит газа и давление на устье скважины при продувках и неизменном диаметре штуцера растут по мере очищения призабойной зоны. Уменьшение же дебита и давлений на устье свидетельствует о засорении забоя. В этом случае следует немедленно прекратить продувку. Количество примесей, выносимых из пласта, и характер их изменения во времени определяют с помощью сепарационных передвижных установок, которые устанавливают после предварительной непродолжительной продувки. Полезно также периодически проверять состояние забоя, измеряя его глубину специальной желонкой.

На завершающей стадии разработки месторождений, когда пластовое давление значительно ниже гидростатического, эффективность этого процесса снижается. Кроме того, при продувках теряется много газа. Поэтому этот способ, как регулярное средство борьбы со скоплением примесей, применять нежелательно. На этой стадии разработки для удаления жидкости с забоя скважины применяют плунжерный лифт и поверхностно-активные вещества (ПАВ) типа ОП-5, ОП-7 и другие, которые успешно используют на промыслах Краснодарского края.

Вопросы для самоконтроля

- 1. Что такое скважина? Из каких частей она состоит? Какими параметрами характеризуется?*
- 2. Что понимают под конструкцией скважины? Каким требованиям она должна удовлетворять? От каких факторов зависит конструкция скважины?*
- 3. В чем особенность газовых скважин по сравнению с нефтяными?*
- 4. Какие бывают виды обсадных колонн по назначению?*
- 5. Из каких частей состоит оборудование устья газовой скважины? Назначение каждой части?*
- 6. Охарактеризуйте подземное оборудование ствола газовых скважин.*
- 7. С какой целью в газовых скважинах устанавливается предохранительное оборудование?*
- 8. Охарактеризуйте особенности обустройства забоя газовой скважины в*

разных геологических условиях.

9. Какие факторы учитывают при определении внутреннего диаметра колонны НКТ?

10. Какие условия должны быть обеспечены при определении положения башмака колонны НКТ?

11. Как предотвращают открытое аварийное фонтанирование в процессе вскрытия пласта? Каким требованиям должен удовлетворять промывочный раствор?

12. Что понимают под освоением скважины? Какие существуют методы освоения скважин?

Тема 8. СБОР И ПОДГОТОВКА ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

8.1. Понятие газового промысла

Газовый промысел – это технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа с площади месторождения, а также обработки газа и конденсата с целью подготовки их к дальнейшему транспортированию. Сооружения и коммуникации газового промысла условно разделяют на основные и вспомогательные. К основным относятся эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины, газосборные коллекторы, газовые сборные пункты с технологическим оборудованием промысловой подготовки газа и конденсата, компрессорные станции. Вспомогательные сооружения и коммуникации – объекты энергохозяйства, водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть, автохозяйство, склады и т.д. Количество, характер и мощность промысловых сооружений зависят от геолого-эксплуатационной характеристики месторождения. Схема обустройства газового промысла показана на рис. 2.8.1.

Добыча газа на промысле обеспечивается фондом эксплуатационных скважин, число, динамика изменения дебитов и система размещения которых определяются запасами газа, строением и количеством продуктивных горизонтов, размерами и конфигурацией залежи. На площади месторождения скважины располагаются отдельными объектами или кустами из 2-5 скважин. Особенно эффективно кустовое расположение скважин при разбуривании месторождений в северных районах со сложными климатическими и геокриологическими условиями. Фонд эксплуатационных скважин на месторождении не постояен, его увеличивают по мере разработки залежи для компенсации снижения дебита скважины. Начальные дебиты скважины изменяются примерно от 100 тысяч до 1,5-2 млн. м³ в сутки. Контроль за разработкой месторождения осуществляется на газовом промысле с помощью наблюдательных скважин.

8.2. Схемы сбора газа и конденсата на промысле

При разработке газовых или газоконденсатных месторождений с небольшим содержанием углеводородного конденсата и при отсутствии сероводорода в составе пластового газа применяют четыре схемы внутрипромыслового сбора газа: линейную, лучевую, кольцевую и групповую (рис. 2.8.2).

Название схемы сбора обуславливается конфигурацией газосборного коллектора. При этих схемах сбора и внутрипромыслового транспорта газа каждая скважина имеет цельную технологическую нитку и комплекс оборудования для очистки газа от механических примесей, жидкостей и предотвращения образования кристаллогидратов углеводородных газов (сепараторы, конденсатосборники, установки для ввода метанола в поток газа и т.д.).

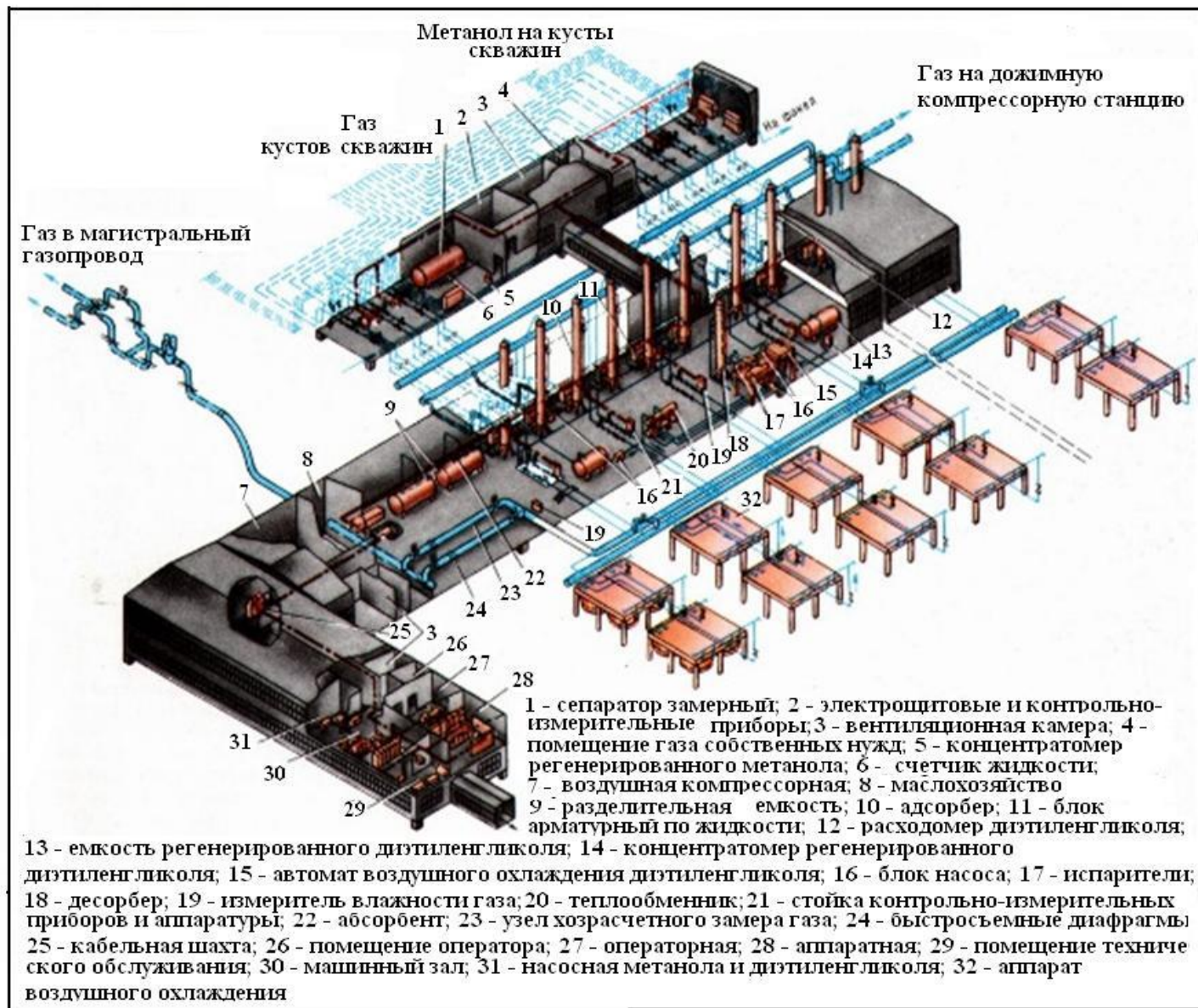


Рис. 2.8.1. Обустройство газового промысла.

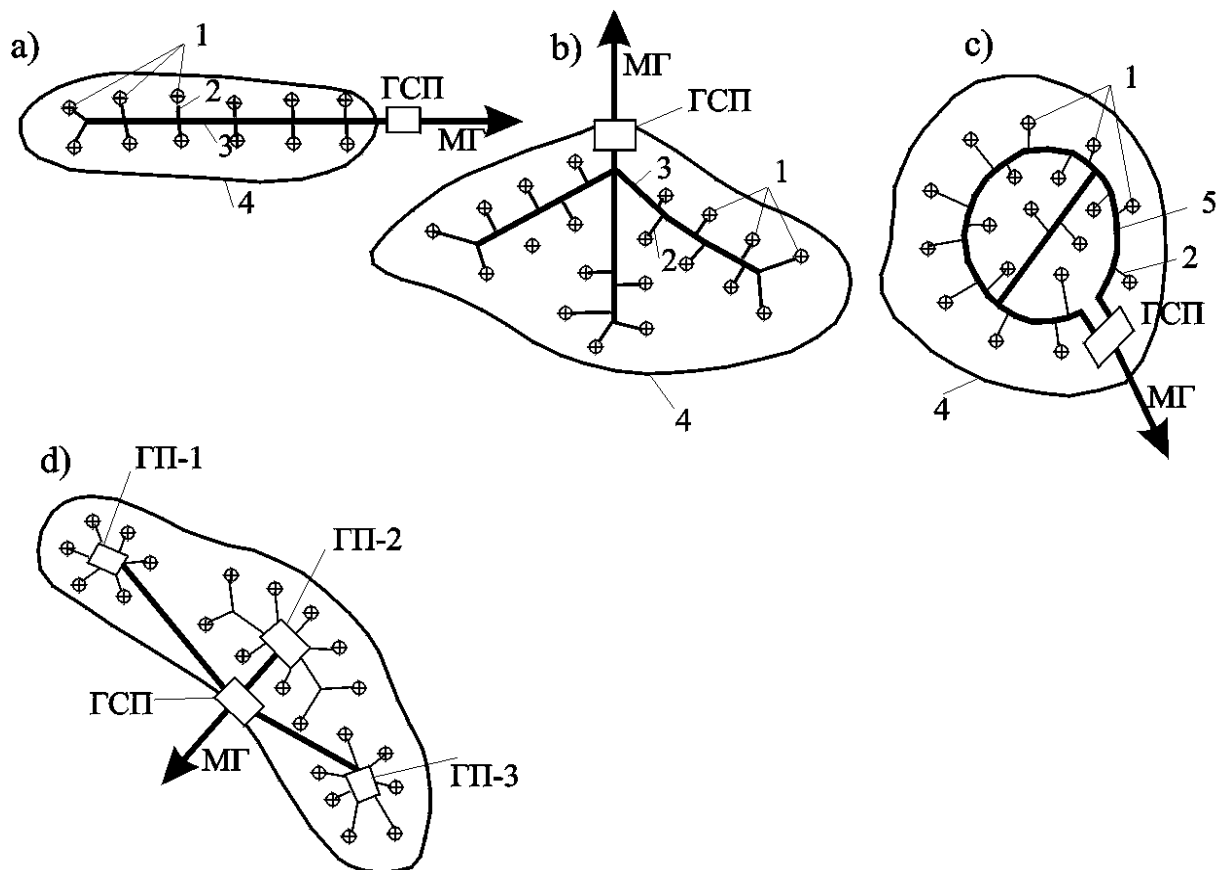


Рис 2.8.2. Схемы промышленного сбора газа и конденсата

а – линейная; б – лучевая; с – кольцевая; д – групповая; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; 5 – кольцевой газосборный коллектор; ГСП – групповой сборный пункт; МГ – магистральный газопровод; ГП – газосборный пункт

Газ из скважин, пройдя прискважинные сооружения по очистке от твердых взвесей и жидкостей, по шлейфам направляется в общий газосборный коллектор, промышленный газосборный пункт (ГСП) и магистральный газопровод. Углеводородный конденсат из прискважинных сооружений по самостоятельным трубопроводам, проложенным параллельно газопроводам, направляется на ГСП.

Конфигурация газосборного коллектора зависит от формы площади газоносности, числа и размещения добывающих скважин, числа газоносных пластов, состава газа в них, методов промышленной обработки газа и способов замера его объема.

Линейный коллектор применяется, как правило, на газовых месторождениях с вытянутой площадью газоносности, лучевая схема – при отдельной эксплуатации газовых пластов с различными начальными давлениями и составом газа, кольцевой коллектор – на больших по размерам площадях газоносности с большим числом скважин и различными потребителями газа.

Линейная, лучевая и кольцевая схемы промышленного сбора и транспорта газа с прискважинными сооружениями и отдельными технологическими нитками промышленной обработки газа для каждой скважины имеют следующие недостатки:

1. Промышленное оборудование установлено на большой территории.
2. Скважины с прискважинным оборудованием для очистки, осушки и замера

газа требуют большого числа квалифицированного обслуживающего персонала.

3. Значительные длина промышленных дорог, металлоемкость коммуникаций водоснабжения, теплоснабжения и доставки реагентов.

4. Сложность устройства и функционирования систем дистанционного измерения давления, температур, расходов, управления технологическим режимом работы скважин и прискважинного оборудования.

5. Значительные потери газа и конденсата в запорной арматуре и прискважинных сооружениях.

При разработке газоконденсатных месторождений стали применять групповую коллекторную схему сбора, внутрипромыслового транспорта газа и конденсата. В этом случае отделение твердых взвесей от газа, получение углеводородного конденсата, измерение объемов сухого газа и конденсата проводят на газосборном пункте, который называется установкой комплексной подготовки газа (УКПГ) и размещается, как правило, в центре группы скважин. Газ и конденсат от УКПГ по самостоятельным трубопроводам поступают на промысловый газосборный пункт (ПГСП) или головные сооружения магистрального газопровода.

Число газосборных пунктов на месторождении зависит от размеров газоносной площади и может колебаться в широких пределах – от 2–4 до 25. При большом числе газосборных пунктов число общепромысловых газосборных коллекторов может быть больше одного. В этом случае коллекторы сходятся в виде лучей в одном пункте – на промысловом газосборном пункте (ПГСП) или головных сооружениях. Если поток газа к потребителям распределяется по противоположным направлениям, то число головных сооружений может соответствовать числу направлений. Число скважин, подключаемых к газосборному пункту, достигает иногда 25 и зависит от схемы размещения скважин и от их дебитов. Как правило, это число не превышает 10–12.

При промысловом обустройстве возможны две системы сбора газа и конденсата: децентрализованная и централизованная.

Если окончательная подготовка газа проводится на газосборных пунктах, система называется децентрализованной. В этом случае газосборный пункт представляет собой комплекс сооружений законченного цикла промышленной обработки газа и углеводородного конденсата, включая вспомогательные объекты.

При централизованной системе на газосборных пунктах осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа. Окончательная подготовка его, а также подготовка углеводородного конденсата к дальнейшему транспорту производятся на головных сооружениях.

На чисто газовых месторождениях, как правило, применяется централизованная система.

Децентрализованную систему используют для высокопродуктивных скважин (1,5–2 млн. м³/сут) или когда транспорт необработанного газа затруднен, образуются гидраты, выпадает конденсат и т. д.

На газоконденсатных месторождениях, в тех случаях, когда производительность газосборных пунктов составляет 10–15 млн. м³/сут, скважины высокодебитные, а для обработки газа применяют низкотемпературную

сепарацию, используют децентрализованную систему сбора газа. Эта система используется также на месторождениях с большими запасами газа, пластовые давления которых обеспечивают длительный срок работы установок НТС.

В остальных случаях на газоконденсатных месторождениях целесообразно выбирать централизованную систему сбора и промышленной обработки газа с полным циклом подготовки его к дальнему транспорту на головных сооружениях.

Для окончательного выбора системы обработки газа должны быть выполнены технико-экономические расчеты двух вариантов схем: централизованного и децентрализованного. Если показатели расчетов будут равноценными, то предпочитается централизованная система.

8.3. Расчет газосборных сетей

Газопроводы от скважин до газосборного коллектора или УКПГ называются шлейфами. Их рассчитывают по формуле пропускной способности газопровода:

$$Q = 103.15 E \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\lambda \bar{\Delta} \bar{T} L}},$$

где E – коэффициент уменьшения пропускной способности шлейфа из-за наличия жидкости и отложений твердой фазы в газопроводе;

p_1, p_2 – абсолютные давления в начале и конце шлейфа соответственно (0,1 МПа);

D – внутренний диаметр шлейфа (см);

$\lambda = \lambda(Re)$ – коэффициент гидравлического сопротивления шероховатых труб;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

\bar{z}, \bar{T} – средние по длине L коэффициент сжимаемости и абсолютная температура газа соответственно;

L – длина шлейфа (км).

В качестве выражения для определения E можно воспользоваться эмпирическими формулами А.И. Ширковского или приближенно определить по графику при скорости газа v_f более 15 м/с.

Толщина стенки трубы шлейфа определяется из расчета на прочность при давлении, равном начальному статическому давлению на устье скважины до начала эксплуатации залежи, или на давление, равное 16 МПа при $p_{ст.г} \geq 16$ МПа. Внутренний диаметр шлейфа определяется из расчета на максимальный дебит скважины таким образом, чтобы потери давления были не больше 0,05–0,1 МПа на 1 км длины шлейфа. При обосновании диаметра шлейфа также учитываются термодинамические условия. Шлейф может играть роль холодильника газа, выходящего из скважины с температурой, большей температуры грунта на уровне укладки шлейфа, или подогревателя, если температура газа, выходящего из скважины, меньше температуры грунта. Обычно внутренний диаметр шлейфа единичной скважины равен 102, 125 или 150 мм. При движении газа с куста скважин до УКПГ диаметр выкидной линии равен 200, 325 и даже 426 мм (сеноманская залежь Уренгойского газоконденсатного месторождения).

Промысловый газосборный коллектор рассчитывается как сложный газопровод с подключением по пути газовых линий. Внутренний диаметр промыслового газосборного коллектора определяется на конец компрессорного периода эксплуатации месторождения с постоянным суточным отбором газа. Давление газа в начале газосборного коллектора p_1 принимается равным давлению обработки газа на УКПГ, ближайшей к началу газосборного коллектора, давление газа в конце газосборного коллектора p_2 принимается равным давлению газа на приеме промысловой дожимной компрессорной станции (головной компрессорной станции), часто расположенной на ПГСП в конце газосборного коллектора.

Обычно промысловый газосборный коллектор строится из труб с диаметрами от 500 до 1420 мм.

Толщина стенки труб промыслового газосборного коллектора рассчитывается по давлению газа на УКПГ в первый год эксплуатации месторождения, несколько превышающему давление газа в начале магистрального газопровода (5,6 или 7,6 МПа).

Для охраны окружающей среды, повышения безопасности работы, ликвидации потерь газа и углеводородного конденсата при газодинамических и газоконденсатных исследованиях скважин, при удалении жидкостей с забоя скважин и из шлейфовых газопроводов, для повышения эксплуатационной надежности работы газопромысла вместе с высоконапорной системой сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата одновременно проектируется и сооружается низконапорная герметизированная система сбора, измерения и использования газа и углеводородного конденсата, а также других жидкостей.

Расчет сложной внутри- и межпромысловой газосборной сети при большом числе скважин, ГСП или УКПГ, дожимных компрессорных станций, при значительной протяженности промысловых и межпромысловых коллекторов с неустановившимся режимом течения газа в них представляет собой сложную комплексную оптимизационную задачу. В современных условиях она решается методами динамического программирования с использованием в расчетах ЭВМ.

Пример задачи расчета газопровода (шлейфа)

Особенностью движения газа в газопроводах является изменение его объема, связанное с сжимаемостью и сверхсжимаемостью реального газа. По мере уменьшения давления объемная скорость газа увеличивается, что ведет к увеличению потерь давления на трение в расчете на единицу длины газопровода. Объемный расход или пропускная способность газопровода могут быть определены по следующим формулам

$$Q = 0,417 \cdot D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где: D – внутренний диаметр трубы; L – длина газопровода; P_1 и P_2 - давления в начале и в конце газопровода; T – средняя температура газа в газопровode; $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа; Z – среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа.

Можно применить также формулу

$$Q = 493,2 \cdot D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{отн} \cdot L \cdot T \cdot Z}}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где: D – см; P_1 и P_2 – кг/см²; T – К; L – км.

Решение:

1. Определяем количество газа добываемого с одной скважины:

$$V_1 = q_{HT} \times \Gamma_{\phi} = 44 \times 92 = 4048 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

2. Находим объемный расход газа по месторождению с учетом коэффициента запаса:

$$V = N_{СКВ} \times V_1 \times K_3 = 50 \times 4048 \times 1,2 = 242880 \text{ м}^3 / \text{сут.} = 2,81 \text{ м}^3 / \text{сек.}$$

3. Преобразуем формулу объемного расхода для определения расчетного значения диаметра трубы:

$$\begin{aligned} Q &= 0,417 \times D^{8/3} \times \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{отн} \times L \times T \times Z}} \Rightarrow \\ \Rightarrow D^{8/3} &= D^{2,6} = \frac{Q}{0,417 \times \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{отн} \times L \times T \times Z}}} = \\ &= \frac{2,81}{0,417 \sqrt{\frac{((0,45 \times 10^6)^2 - (0,12 \times 10^6)^2)}{1,02 \times 17,4 \times 10^3 \times 284 \times 0,95}}} = 0,034 \text{ м.} \end{aligned}$$

$$\mathbf{D=0.272\text{м}=272\text{мм}}$$

$$\rho_{отн.} = \frac{\rho_{ГО}}{\rho_{возд.0}} = \frac{1,32}{1,293} = 1,02.$$

Выбираем ближайший больший стандартный размер трубы из справочников, например – это может быть труба $D = 325$ мм с толщиной стенки 11 мм и внутренним диаметром 303 мм.

1. Определяем пропускную способность газопровода для выбранного диаметра трубы по различным формулам:

По первой формуле

$$Q = 0,417 \cdot D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}} = 0,417 \cdot 0,303^{8/3} \sqrt{\frac{(0,45 \cdot 10^6)^2 - (0,12 \cdot 10^6)^2}{1,02 \cdot 17,4 \cdot 1000 \cdot 284 \cdot 0,95}} \approx 3,4 \text{ м}^3/\text{с}$$

По второй формуле

$$Q = 493,2 \cdot D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где: D – см; P_1 и P_2 – кг/см²; T – К; L – км:

$$Q = 493,2 \cdot 30,3^{8/3} \sqrt{\frac{4,5^2 - 1,2^2}{1,02 \cdot 17,4 \cdot 284 \cdot 0,95}} \approx 278980 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 3,2 \text{ м}^3/\text{с}$$

По альтернативной формуле

$$Q = 16,7 \cdot D^{2,6} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где: D – мм; P_1 и P_2 – МПа; T – К; L – км.

$$Q = 16,7 \cdot 303^{2,6} \sqrt{\frac{0,45^2 - 0,12^2}{1,02 \cdot 17,4 \cdot 284 \cdot 0,95}} \approx 441842 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 5,1 \text{ м}^3/\text{с}$$

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое газовый промысел? Какие сооружения входят в состав газового промысла?
2. Назовите и охарактеризуйте схемы внутрипромыслового сбора газа.
3. Чем обуславливается выбор схемы сбора газа?
4. В чем преимущество групповой коллекторной схемы сбора газа и конденсата по сравнению с другими схемами?
5. В чем отличия децентрализованной и централизованной систем сбора газа и конденсата на промысле?
6. Какие параметры промыслового газосборного коллектора рассчитываются при проектировании газосборных сетей?

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.
2. Басниев К.С. Нефтегазовая гидромеханика: Учебник / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2003. – 479 с.
3. Бітумонафтогазогеологічне районування, нафтові і газові родовища та підземні сховища газу України / О.О. Орлов, І.М. Фик, В.С. Бондарчук, А.П. Мазур. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2015. – 514 с.
4. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник / В.С. Бойко. – К.: Реал-принт, 2004. – 695 с.
5. Валовский В.М. Техника и технология свабирования скважин / В.М. Валовский, К.В. Валовский. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 492 с.
6. Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ. Підручник / О.О. Орлов, Д.Д. Федоришин, В.Г. Омельченко та ін. – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2009. – 293 с.
7. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А.Т. Горбунов. – М.: Недра, 1981. – 237 с.
8. Гуревич Г.Р. Справочное пособие по расчету фазовых состояний и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
9. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство в 2-х томах. / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М: Недра, 1984; Т.І. – 360 с.; Т.ІІ. – 288 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / За заг. редакцією В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
11. Дячук В.В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: навчальний посібник / В.В. Дячук. – Х.: Б.в., 2005. – 321 с.
12. Дячук В.В. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: Навчальний посібник / В.В. Дячук, Є.С. Бікман, С.О. Кисельова; За загальною редакцією д.т.н., професора Редько О.Ф. – Харків: БУРУН і К, 2009. – 304 с.
13. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1998. – 365 с.
14. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 626 с.
15. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учебное пособие для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
16. Ибрагимов М.Х. Интенсификация добычи нефти / М.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
17. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
18. Каплан Л.С. Справочное пособие нефтяника: В 2-х частях / Л.С. Каплан, А.Л. Каплан. – Уфа-Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2004. Ч.1. – 317 с.; Ч.2. – 371 с.
19. Кондрат О.Р. Прикладні та теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу та нафти: Автореф. дис. на здоб. наук. ст. д.т.н. / О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ, 2014. – 43 с.
20. Коратаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П. Коратаев, А.Н. Ширковский – М.: Недра, 1984. – 486 с.

21. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений / Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1968. – 428 с.
22. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений / Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1975. – 415 с.
23. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа.: ООО «Дизайн-Полиграф сервис», 2001. – 554 с.
24. Кудинов В.И. Основы нефтегазового промыслового дела / В.И. Кудинов. – Москва-Ижевск, 2004. – 720 с.
25. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов / Г.С. Лутошкин. – М.: Альянс, 2005. – 319 с.
26. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений: Научное издание / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 2000. – 516 с.
27. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ / В.Д. Лысенко. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2003. – 638 с.
28. Мищенко И.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, А.Т. Кондратюк; Под ред. Мищенко И.Т. – М.: Нефть и газ, 1996. – 190 с.
29. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: ФГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
30. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин / В.Н. Моисеев. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
31. Нефтегазовая микроэнциклопедия. Краткий электронный справочник по основным нефтегазовым терминам с системой перекрестных ссылок / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2005.
32. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров и др. – М.: Грааль, 2004. – 520 с.
33. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука, А.И. Булатова, Ю.Д. Качмара, П.П. Макаренко. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 472 с.
34. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др.; Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгузина. – Уфа, Монография, 2003. – 302 с.
35. Основы технологии добычи нефти и газа: Научное издание / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
36. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971. – 104 с.
37. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 66 с.
38. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: Навчальний посібник / Ред. проф. Редько О.Ф. – Харків : БУРУНіК, 2009. – 304 с.
39. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др.. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
40. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К. и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 345 с.
41. Соловьев В.О. Нетрадиционные источники углеводородов: проблемы их освоения: учебное пособие / В.О. Соловьев, И.М. Фык, Е.П. Варавина. – Х. : НТУ «ХПИ», 2013. – 92 с.

42. Справочник по добыче нефти / В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др.; Под ред. К.Р. Уразакова. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 374 с.
43. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др. – М.: Альянс, 2005. – 463 с.
44. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко., А.И. Петров и др.; Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Альянс, 2005. – 455 с.
45. Стрижов И.Н. Добыча газа / И.Н. Стрижов, И.Е. Ходанович. – Москва-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
46. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические процессы в нефтегазоносных пластах. – М.: Недра, 1988. – 215 с.
47. Теория и практика газлифта / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максутов, О.В. Чубанов и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
48. Тер-Саркисов Р.М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р.М. Тер-Саркисов, А.И. Гриценко, А.Н. Шандыргин. – М.: Недра, 1996. – 239 с.
49. Техника и технология добычи нефти и газа. Учебник для вузов / И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков, Б.С. Чернов. – М.: Недра, 1971. – 496 с.
50. Техника и технология добычи нефти: Учебник для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев. Под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
51. Технология сбора и подготовки газопромысловой продукции. Расчетный практикум / М.И. Братах, М.И. Фык, И.М. Фык и др. – Харьков: НТУ "ХПИ", 2013. – 156 с.
52. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк; За редакцією докт. техн. наук, проф. В.П. Нагорного / НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна. – Київ, 2013. – 268 с.
53. Требин Ф.А. Добыча природного газа / Ф.А. Требин, Ю.Ф. Макогон, К.С. Басниев. – М.: Недра, 1976. – 607 с.
54. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. – Казань: Изд-во ФЭН, 2000. – 416 с.
55. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2004. – 292 с.
56. Фик І.М., Римчук Д.В. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації: підручник. Частина перша. Колонні обв'язки / І.М. Фик, Д.В. Римчук. – Харків: ТО Ексклюзив, 2014. – 299 с.
57. Фык М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие для студентов / М.И. Фык. - Харьков: ТО Эксклюзив, 2015. – 252 с.
58. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами / А.Я. Хавкин. – М.: МО МАНПО, 2000. – 525 с.
59. Халимов Э.М. Технология повышения нефтеотдачи пластов / Э.М. Халимов, Б.И. Леви, В.И. Дзюба, С.А. Пономарев. – М.: Недра, 1984. – 271с.
60. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1987. – 347 с.

61. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: Учебник для вузов / В.И. Щуров. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.
62. Эксплуатация газовых скважин / О.М. Ермилов, З.С. Алиев, В.В. Чугунов и др. – М.: Наука, 1995. – 359 с.
63. Энциклопедия газовой промышленности. 4-е изд. Пер. с франц.; ред. пер. К.С. Басниева. – М.: Акционерное общество Твант, 1994. – 884 с.

ГЛОССАРИЙ

Абсолютная (физическая) проницаемость – проницаемость горной породы при заполнении в ней всего порового пространства однородным веществом: жидкостью или газом.

Абсолютная температура – температура, отсчитываемая от абсолютного нуля (минимально возможная температура во Вселенной). Измеряется в Кельвинах ($0 \text{ K} = -273,16^\circ\text{C}$). Например, абсолютная температура кипения воды равна $100^\circ\text{C} + 273,16^\circ\text{C} = 373,16 \text{ K}$.

Альтитуда – высота (в метрах) над уровнем моря или океана какой-либо точки земной поверхности, устья скважины, поверхности роторного стола, пола буровой вышки, устья шахты, шурфа.

Анкерное закрепление трубопроводов – способ закрепления трубопроводов на анкерных опорах. Применяется для предотвращения всплытия трубопроводов, прокладываемых в заболоченных и обводненных грунтах.

Водонапорный режим – режим работы нефтяных залежей, при которых нефть вытесняется из пласта под действием напора контурных вод. Различают два режима *упруго-водонапорный* и *водонапорный*.

Водонефтяной контакт (ВНК) – поверхность, разделяющая нефть и воду в нефтеносном пласте. В процессе эксплуатации залежи нефти происходит перемещение ВНК.

Вязкость – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних её частиц относительно других.

В применении к жидкостям различают вязкость:

- динамическую – сила сопротивления перемещению слоя жидкости площадью 1 см^2 на 1 см со скоростью 1 см/с . Измеряется в пуазах.
- кинематическую – отношение динамической вязкости жидкости к её плотности. Измеряется в стоксах.

В нефтяной практике пользуются также относительными или условными мерами вязкости, например, удельной вязкостью, численно равной отношению динамической вязкости жидкости к динамической вязкости воды при определенной температуре. Наиболее обычным способом определения вязкости является измерение скорости истечения испытуемой жидкости в стандартных термобарических условиях. Приборы для определения вязкости называются вискозиметрами.

Газ – природная смесь углеводородных, неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе, или растворенных в нефти или воде состояниях, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе. (Метан, этан, пропан, бутан, сероводород, диоксид углерода, азот, водород, гелий и другие инертные газы.)

Газлифт, газлифтная добыча – способ подъёма жидкости из скважины за счёт энергии газа, находящегося под избыточным давлением. Используется для добычи нефти и пластовых вод. Рабочий агент (РА) — сжатый компрессором попутный газ (компрессорный газлифт) или воздух (эрлифт), а также природный газ под естественным давлением (бескомпрессорный газлифт). Может использоваться газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной (внутрискважинный бескомпрессорный газлифт).

Газ нефтяной – природный газ, сопровождающий нефть и содержащий в своем составе, кроме метана, тяжелые газообразные углеводороды (этан, пропан, бутан и др.).

Газовая шапка – скопление свободного нефтяного газа в наиболее приподнятой части нефтяного пласта над нефтяной залежью. В этом случае саму залежь называют нефтегазовой (или нефтегазоконденсатной).

Газовое месторождение – одна или несколько залежей газа, приуроченные территориально к одной площади, связанные или с благоприятной тектонической структурой (антиклинальной складкой, куполом и т.д.) или другого типа ловушками.

Газовый режим (режим растворенного газа) - режим работы нефтяной залежи, при котором нефть увлекается к забоям скважин более подвижными массами расширяющегося газа, перешедшего при снижении давления в пласте ниже давления насыщения из растворенного состояния в свободное

Газовый фактор – количество природного газа (в м³), приходящееся на 1 т или 1 м³ нефти.

Газоконденсатная залежь – залежь, в которой углеводороды в условиях существующего пластового давления и температуры находятся в газообразном состоянии. При понижении давления и температуры имеет место явление так называемой «обратной конденсации», при которой углеводороды частично переходят в жидкую фазу и остаются в поровых каналах пласта, из которых их трудно извлечь. Эксплуатация Г. з. во избежание указанных потерь должна производиться с поддержанием давления выше точки обратной конденсации, для чего организуется закачка добываемого газа обратно в пласт после его отбензинивания.

Газонапорный режим – режим работы нефтяной залежи, при котором нефть вытесняется к скважинам под действием напора газа, находящегося в газовой шапке. При снижении давления в нефтяной залежи, залегающей на крыльях структуры, газовая шапка начинает расширяться, оказывая давление на всю нефтяную залежь сверху.

Газо-нефтегосборная площадь – зона, недра которой питают газом и нефтью ловушки в зоне газо-нефтегазонакопления или (и) естественные выходы. Приурочены к депрессионным областям, характеризующимся более или менее значительной глубиной залегания нефте- или газоматеринских свит, обеспечившей возможности образования и широкой региональной миграции нефти или газа сначала из материнских пород в коллекторы (пласты), а затем по ним к зонам поднятия.

При недостаточно глубоком залегании нефтематеринских пород они могут генерировать только горючие газы; соответствующая площадь тогда именуется **газосборной**.

Газонефтяная залежь – залежь, в которой свободный газ занимает всю повышенную часть структуры и непосредственно контактирует с нефтью, занимающей пониженную часть структуры в виде оторочки, причём объём нефтяной части залежи значительно меньше объёма газовой шапки. При большой глубине залегания пласта газовая шапка независимо от ее размеров может содержать нефтяные углеводороды в газоконденсатном состоянии.

Газонефтяной контакт (ГНК) – поверхность, разделяющая нефть и газ в свободном состоянии при наличии газа в нефтяной залежи в виде газовой шапки. Мощность переходной зоны смешанного нефтегазонасыщения обычно очень мала.

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ) – промышленное предприятие, производящее из природных и попутных нефтяных газов технически чистые индивидуальные углеводороды и их смеси, сжиженные газы, гелий, серу и сажу. На ГПЗ осуществляются очистка газа от сернистых соединений и углекислоты, осушка, стабилизация газового конденсата и нефти, переработка получаемых при этом газов, газового конденсата и нестабильного бензина.

Газопровод магистральный – трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из района добычи или производства к пунктам потребления. Магистральный газопровод – один из основных элементов газотранспортной системы.

Газопроницаемость - свойство горных пород пропускать газ благодаря наличию в них сообщающихся между собой пор или трещин. Выражается в единицах *дарси*.

$$Q = \frac{kF(p_1^2 - p_2^2)}{2\mu h}$$

где Q – весовое количество газа, проходящее за 1 с через породу и выражаемое в см³, по отношению к нормальному давлению;

p_1 и p_2 – разность давлений газа на нижней и верхней гранях породы, ат.;

F – площадь поперечного сечения породы, см²;

h – толщина образца породы;

μ - вязкость газа в сантипуазах;

k – коэффициент газопроницаемости в единицах дарси.

Геологический профиль, или **геологический разрез** – изображение геологического строения данного участка земной коры в вертикальной плоскости, проведенной для большей наглядности в крест простирания пород.

Геологический разрез скважины – геологическое описание и графическое изображение последовательности напластований, пройденных скважиной.

Геолого-геофизический разрез – геологический разрез скважины, дополненный типичной каротажной диаграммой. Обычно разрез дополняют типичными кривыми электрического каротажа.

Гидродинамически несовершенная скважина – гидродинамически несовершенной скважина является либо по степени вскрытия пласта, либо по характеру вскрытия пласта, либо по обоим признакам вместе, что приводит к уменьшению живой площади сечения фильтрации и к неравномерному ее распределению по стенке скважины.

Гипергенез, или **выветривание** – разрушение материнских пород на поверхности Земли под воздействием воздуха, воды, льда, изменения температуры, а также в результате жизнедеятельности организмов.

Горизонт (в геологии) – литологически однородный пласт или небольшой мощности толща пластов, отличающихся однородным составом пород или содержащих в значительном количестве один и тот же род или даже вид фауны.

Горная порода – минеральная масса более или менее постоянного состава и структуры, обычно состоящая из нескольких минералов, иногда из одного минерала (например, гипс), и участвующая в строении земной коры. Г. п. по происхождению делятся на три большие группы: магматические, осадочные и метаморфические.

Горючие газы – природные газы, обладающие способностью гореть. Г. г. обычно состоят из газообразных углеводородов (метана, этана и др.) и являются спутниками нефти, хотя известны и чисто газовые месторождения. Если в горючем газе содержится значительное количество паров газового бензина (газолина), такой газ называется *жирным*, при очень малом содержании газового бензина или при его отсутствии газ наз. *сухим*.

Гранулометрический состав пород – количественное содержание в породе частиц различной величины, определение процентного содержания фракций зерна различной крупности (в мм).

Давление динамическое – давление в пласте, находящемся в разработке. Когда в пределах всего пласта отсутствует состояние покоя, т.е. статического равновесия; динамическое (рабочее давление) имеется также в работающей, эксплуатационной скважине.

Давление забойное – давление на забое работающей (эксплуатируемой) скважины. Замеряется непосредственно в работающей скважине глубинными манометрами.

Давление насыщения нефти газом – давление, при котором определенный объем газа находится в растворенном состоянии в нефти.

Давление начальное – давление, которое отмечается в пласте в момент вскрытия его первыми скважинами.

Давление пластовое – давление в некоторой точке пласта не подверженной воздействию воронок депрессии соседних скважин.

Давление статическое – давление в пласте (или на забое скважины) в момент, когда перераспределение давлений закончилось, и в пласте (или на забое скважины) установилось состояние статического равновесия.

Давление текущее – давление, которое отмечается в пласте в процессе разработки на ту или иную дату.

Дебит газа – количество газа в объемно или весовом выражении, выделяющееся из скважины или из какого – либо источника в единицу времени (в час, в сутки и т.д.).

Дебит скважины – количество продукции, которое получается из скважины в единицу времени. Нефть всегда имеет своим спутником нефтяной газ, выделяющийся из нефти при выходе ее на поверхность. Поэтому различают дебит нефти и дебит газа. В некоторых скважинах добывается нефть с водой, иногда в виде эмульсии. Для этих скважин различают дебит воды и дебит эмульсии в добавление к дебиту нефти и газа. В практике промыслов дебиты нефти, эмульсии и воды измеряются обычно в тоннах в сутки, а дебит газа в кубических метрах в сутки. Иногда дебиты воды выражаются в процентном отношении ко всей жидкости, добываемой скважиной, т. е.

Заводнение внутриконтурное – метод поддержания пластового давления путем закачки воды непосредственно в нефтяную залежь. Располагая нагнетательные скважины рядами, можно с помощью 3.в. «разрезать» нефтяную залежь, отличающуюся очень большими размерами, на отдельные участки самостоятельной разработки.

Заводнение площадное – метод поддержания пластового давления путем закачки воды через нагнетательные скважины, разбросанные по всей площади. Вода при движении по пласту от забоев нагнетательных скважин вытесняет нефть из пор и проталкивает ее по направлению к участкам пониженных давлений в пласте, т. е. к забоям эксплуатирующихся скважин.

Заводнение приконтурное – метод поддержания пластового давления путем закачки воды в приконтурную нефтяную часть залежи. 3.п. применяется при ухудшении проницаемости в законтурной (водоносной) части пласта или при плохой связи между водяной и нефтяной частями пласта.

Закон Генри – объем газа, растворенного в единице объема жидкости, прямо пропорционален давлению, если температура остается постоянной, а жидкость и газ не действуют друг на друга химически. Коэффициент пропорциональности, входящий в уравнение 3.Г., называется *коэффициентом растворимости газа*.

Закон Дальтона – в смеси газов, химически не реагирующих между собой, каждый компонент ведет себя независимо от других, т. е. он сохраняет все свои физические свойства независимо от того, сколько других газов находится в смеси с ним. Важнейшее следствие З.Д.: 1) общее давление газовой смеси P равно сумме парциальных давлений p_i всех входящих в нее газов: $P_i = \sum p_i$; 2) парциальное давление отдельных компонентов в смеси равно произведению его мольной (объемной) концентрации y_i на общее давление смеси: $p_i = y_i P = \frac{v_i}{V} P$; 3) при приведении объемов отдельных газов к общему давлению парциальные объемы их v_i в сумме дают общий объем V , соответствующий давлению P : $V = \sum v_i$. При растворении газовых смей каждый газ растворяется независимо от других пропорционально своему парциальному давлению. Реальные газы значительно отклоняются от З.Д.

Закон Дарси – определяет расход однородной жидкости через пористую среду при ламинарном режиме потока. Выражается следующей формулой:

$$Q = \frac{kF(p_1 - p_2)}{\mu L},$$

где Q – расход жидкости, $см^3/сек$; k – коэффициент проницаемости, *дарси*; F – площадь фильтрации пористой среды, $см^2$; $(p_1 - p_2)$ – разность давлений, созданных на концах испытуемого образца, *ат*; L – длина испытуемого образца породы, *см*; μ – абсолютная вязкость жидкости, сантипуазы.

На основании закона Дарси определяют коэффициент проницаемости k – существенную величину для характеристики физических свойств нефтеносных пород:

$$k = \frac{Q\mu L}{F(p_1 - p_2)}.$$

Залежь углеводородов – естественное скопление углеводородов (нефти и/или газа) в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород, целостная флюидодинамическая система. Параметры залежи: высота, площадь, объем, ВНК, ГВК, внешний и внутренний контуры. Единый ВНК или ГВК – важнейший признак залежи. Залежи связанные территориально, а также общностью геологического строения и нефтегазоносности составляют единое месторождение.

Залежей типы – 1. Пластовая; 2. Массивная; 3. Литологически ограниченная; 4. Стратиграфически ограниченная; 5. Тектонически ограниченная.

Запасы балансовые – извлекаемые их недр при наиболее полном и рациональном использовании современной техники.

Запасы забалансовые – не извлекаемые из недр, а также которые не могут быть введены в разработку в настоящее время, но могут рассматриваться как объект промышленного освоения в дальнейшем.

Индикаторная диаграмма – графическое изображение зависимости между дебитом скважины и перепадом давления. Строится по данным исследования скважин на притоке.

По форме индикаторной кривой судят о законе, по которому происходит фильтрация жидкостей и газа в скважину. Экстраполируя индикаторную кривую, находят потенциальный дебит скважины.

Источники пластовой энергии:

энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);
энергия расширения свободного газа (газа, газовой шапки);

энергия расширения растворенного в нефти газа;
энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы;
энергия напора (положения) нефти.

Карбонатность – общее содержание карбонатов в обломочных и глинисто-мергельных породах.

Карбонатные породы (карбонаты) – осадочные породы, состоящие из углекислых солей извести, магнезии и закиси железа. Наиболее распространены известняки, доломиты и переходные между ними разновидности.

Карта изобар – карта, показывающая распределение динамического пластового давления в разрабатываемой нефтяной залежи. Анализ К.и. позволяет правильно ориентировать разработку залежи нефти путем ограничения и снижения отбора жидкости из участков пласта с наибольшей депрессией пластового давления. Сопоставление ряда К.и., построенных для различных периодов эксплуатации залежи, позволяет находить зависимость между отбором жидкости из пласта и средневзвешенным давлением, знание которой помогает более рационально использовать пластовую энергию.

Карта изопахит – карта равных мощностей.

Карта песчанности – карта, на которой изолиниями показаны степень и характер изменения песчанности отложений того или иного стратиграфического или литологического комплекса пластов (в виде абсолютных значений суммарной мощности песчаников). Карты коэффициента песчанности показывают степень песчанности относительно общей мощности комплекса пластов (%).

Категории запасов

Категория С₂ – запасы подсчитанные, продуктивность установлена и на данной площади предполагается на основе благоприятных геологических и геофизических данных.

Категория С₁ – запасы новых площадей и новых горизонтов на разрабатываемых площадях, в которых хотя бы в одной скважине получен промышленный приток нефти или газа.

Категория В – запасы на площади, промышленная нефтегазонасность доказана наличием на этой площади скважин с благоприятным показателем образцов пород и данных каротажа.

Категория А₂ – запасы, детально разведанные на площади, оконтуренной по данным скважин, давших промышленные притоки нефти или газа.

Категория А₁ – запасы которые могут быть получены из скважин эксплуатационного фонда, условия залегания газо-нефтяных залежей, их режим, качественный состав нефти и газа изучены на опыте эксплуатации скважин.

Классификация скважин

1. **Опорные скважины** – бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий залегания осадочной толщи пород и выявления закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления. При бурении опорных скважин стремятся вскрыть кристаллический фундамент, а там, где он залегает глубоко, бурят до технически возможных в настоящее время глубин. Результаты опорного бурения всесторонне исследуют и в комплексе с другими полученными ранее геолого-физическими данными используют для выяснения общих закономерностей геолого-физического строения района, предварительной оценки перспектив его нефтегазонасности, составления перспективного плана геологоразведочных работ и подсчета прогнозных запасов нефти и газа.

2. **Параметрические скважины** – предназначены для более детального изучения геологического строения разреза, особенно на больших глубинах, и для выявления наиболее

перспективных площадей с точки зрения проведения на них геолого-поисковых работ. По результатам бурения параметрических скважин уточняют стратиграфический разрез и наличие благоприятных для скопления нефти и газа структур, корректируют разработанные по данным опорного бурения перспективы нефтегазоносности района и прогнозные запасы нефти и газа.

3. Структурные скважины – служат для тщательного изучения структур, выявленных при бурении опорных и параметрических скважин, и для подготовки проекта поисково-разведочного бурения на эти структуры. Результаты структурного бурения и геофизических исследований используются для изучения характера залегания, возраста и физических свойств пород, слагающих разрез, для точной отбивки опорных (маркирующих) горизонтов и построения структурных карт.

4. Поисковые скважины – сооружают на подготовленных предыдущим бурением и геолого-физическими исследованиями площадях с целью открытия новых месторождений нефти и газа или же на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей нефти и газа. При бурении поисковых скважин детально изучают геологический разрез и его нефтегазоносность с отбором проб породы, воды, газа, нефти, а при вскрытии продуктивной толщи испытывают скважины на приток нефти с помощью специальных механизмов.

5. Разведочные скважины – бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью оконтуривания месторождения и сбора исходных данных для составления проекта его разработки. В процессе разведочного бурения продолжают исследование разреза и его нефтегазоносности примерно в таком же объеме, как это делают при поисковом бурении.

6. Эксплуатационные скважины – закладывают на полностью разведанном и подготовленном к разработке месторождения. В категорию входят не только добывающие скважины, но и скважины, позволяющие организовать эффективную разработку месторождения (оценочные, нагнетательные, наблюдательные).

Оценочные – скважины, предназначенные для уточнения режима работы пласта и степени выработки участков месторождения, уточнения схемы его разработки.

Нагнетательные – скважины служат для организации законтурного и внутриконтурного нагнетания в эксплуатационный пласт воды, газа или воздуха в целях поддержания пластового давления.

Наблюдательные – скважины сооружают для систематического контроля за режимом разработки месторождения.

7. Специальные скважины – бурят для взрывных работ при сейсмических методах поисков и разведки месторождения, сброса промысловых вод в непродуктивные поглощающие пласты, разведки и добычи воды, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа.

Коллектор (от лат. collector – собирающий) – пористая или трещинная горная порода, содержащая в своих порах, кавернах и трещинах нефть, газ и сопровождающие их пластовую воду, и способная отдавать их при разработке. Типы коллекторов: 1) трещиноватый, 2) поровый, 3) кавернозный.

Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов определяются гранулометрическим составом, пористостью и проницаемостью породы.

Компримирование – повышение давления газа с помощью компрессора. Компримирование – одна из основных операций при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам, закачке их в нефтегазоносные структуры для поддержания пластового давления (с целью увеличения нефтеконденсатоотдачи), в процессе заполнения подземных хранилищ газа и при сжижении газов.

Конденсат газовый – продукт, выделенный из природного газа и представляющий собой смесь жидких углеводородов (содержащих больше четырех атомов С в молекуле). В природных условиях конденсат – раствор в газе более тяжелых углеводородов. Содержание КГ в газах различных месторождений колеблется от 12 до 700 см³ на 1 м³ газа. Выделенный из природного газа при снижении давления и (или) температуры в результате обратной конденсации конденсат по внешнему виду – бесцветная или слабоокрашенная жидкость плотностью 700–800 кг/м³ с температурой начала кипения 30–70°С. Состав конденсата примерно соответствует бензиновой или керосиновой фракции нефти или их смеси.

Контур газоносности – замкнутая граница распространения свободного газа в виде газовой шапки в данном пласте. Вниз от К.г. по падению пластов находится либо нефть, либо вода (в случае чисто газовой залежи). Положение К.г. в плане определяется проекцией линии пересечения газо-нефтяного или газо-водяного контакта с кровлей (внешний К.г.) или подошвой (внутренний К.г.) газосодержащего пласта.

Контур нефтеносности – граница расположения залежи нефти. Вниз от К.н. по падению пласта, обычно содержится вода. Положение К.н. на карте определяется проектными линиями водо-нефтяного контакта на пересечении с кровлей нефтеносного пласта (внутренний К.н) или с его подошвой (внешний К.н.), а также с линиями сбросов и надвигов.

Часть залежей нефти в пределах внутреннего К.н. называется *зоной сплошного нефтенасыщения пласта*. Верхние слои воды, подстилающие нефтяную залежь в пологих структурах, называется *подошвенной водой*.

Корреляция (от лат. Correlation - соотношение) – сопоставление пластов, горизонтов, а также целых геологических разрезов по литологическому составу, петрографическим свойствам минералогическому составу и электрическим свойствам пород (по величине электрического сопротивления и по самопроизвольной поляризации ПС).

Корреляция разрезов скважин – выделение характерных горизонтов и определение глубин их залегания в различных скважинах, производимое по каротажным кривым. Корреляция по каротажным кривым основана на том, что против некоторых пластов наблюдаются характерные особенности в конфигурации каротажных кривых. Наиболее характерные участки кривых, облегчающие сопоставление разрезов выделяют как *реперы*. Корреляция обычно производится по кривым *электрического, гамма - и нейтронного гамма- каротажа*. Наличие каротажных кривых по всей скважине, детальность их и резкое различие в конфигурации против отдельных пластов приводят к тому, что корреляция является основным средством сопоставления разрезов. Однако корреляция по каротажным кривым должна обязательно контролироваться геологическими данными.

Коэффициент вытеснения – отношение объёма нефти, вытесненной из области пласта, занятой рабочим агентом (водой, газом), к начальному содержанию нефти в этой же области.

Коэффициент неоднородности пласта – отношение диаметра зёрен фракции песка, которая в сумме со всеми более мелкими фракциями составляет 60% по весу от всего песка, к диаметру зерен фракций составляющей со всеми более мелкими фракциями 10% по весу от всего песка.

Для однородного по составу и размеру зёрен песка коэффициента неоднородности равен 1.

Коэффициент нефте-газонасыщенности (коэффициент нефтенасыщения) – отношение объёма пор, занятых нефтью и газом, к общему объёму пор породы. К.н.-г. всегда меньше единицы. К.н.-г. определяется обычно по данным электрического каротажа.

Коэффициент нефтеотдачи – определяется отношением балансовых (извлекаемых) запасов нефти к начальным и показывают количество нефти, возможное к извлечению из недр при существующих методах эксплуатации.

Конечный коэффициент нефтеотдачи – это отношение извлечённых запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам.

Коэффициент продуктивности скважины – отношение дебита скважины к перепаду давления, при котором получен данный дебит. К. п. с. показывает приращение суточного притока в скважину при увеличении депрессий давления на 1 атм.

Коэффициент пьезопроводности пласта – характеризует скорость распространения давления в упругой пористой среде. Его величина определяется формулой:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_{п})},$$

где χ - коэффициент пьезопроводности в $\text{см}^2/\text{с}$; k - коэффициент проницаемости в Дарси; μ - вязкость жидкости в пластовых условиях в сантипуазах; m – коэффициент пористости породы в долях единицы; $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости в 1/атм; $\beta_{п}$ – коэффициент сжимаемости породы в 1/атм.

Коэффициент растворимости газа – характеризует способность различных газов растворяться в жидкости того или иного химического состава при равных условиях температуры и давления. К.р.г. численно равен объёму газа (в м^3), растворяющегося в 1 м^3 жидкости при давлении в 1 атм.

Коэффициент сжимаемости реального газа – показатель отношения объёмов реального и идеального газов при одних и тех же давлении и температуре; является поправочным коэффициентом при применении уравнения Клапейрона для реальных газов.

Краевой угол (угол смачивания) – угол, образованный поверхностью раздела двух жидкостей с поверхностью твёрдого тела. Для гидрофильных тел К.у. меньше 90° , а для гидрофобных больше 90° . Угол смачивания имеет большое значение в процессе вытеснения нефти из горных пород водой.

Краевые (законтурные) воды нефтяных пластов – воды, окружающие нефть снизу, в погружающейся части нефтеносного пласта.

Кривые производительности – позволяют определить темп падения какого-либо известного дебита (начального или текущего) до конца «жизни» скважины. К. п. строится с помощью методов математической статистики на основе корреляции двух смежных дебитов скважины – предыдущего и последующего (обычно по месяцам). По корреляционным таблицам изучают темпы падения дебитов и составляют таблицы коэффициентов падения в зависимости от величины средних дебитов

Критическая температура - температура, выше которой газ не может быть превращён в жидкость ни при каком давлении. Выше К.т. вещество не может находиться в двухфазном состоянии и процессы конденсации и испарения становятся невозможными. Давление, соответствующее критической точке, называется *критическим давлением*, а объём – *критическим объёмом*. Применительно к нефтяным газам, состоящим из смеси углеводородов с различными критическими температурами и давлениями, пользуются псевдокритическими давлением и температурой, представляющими собой суммы произведений относительного содержания данного углеводорода в смеси (в долях единицы, если задано объёмное содержание, или молях) и значений критических давлений и температур этих же углеводородов. Отношение давления (температуры), под которым находится смесь газов, к псевдокритическому давлению

(температуре) называется приведенным псевдокритическим давлением (температурой), зная которые можно найти значения коэффициентов сжимаемости реальных газов.

Критический объём газа – объём газа при критической температуре.

Критическое давление – давление, которое необходимо приложить к газу для сжижения его при критической температуре.

Кустовое бурение – бурение нескольких наклонных или вертикальных скважин с одной небольшой площадки или даже из одного устья. В первом случае можно пробурить до 10 и более скважин.

Коэффициент эффективной пористости – отношение объёма свободных не связанных между собой пор к объёму всего образца породы.

Литология – наука, изучающая горные породы, главным образом осадочные, их состав и физико-химические свойства, их происхождение и формы дальнейшего преобразования (диагенез, катагенез, метаморфизм, выветривание).

Ловушка нефти или газа – часть природного резервуара, в котором, благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическим и литологическим ограничениям, а также тектоническому экранированию, создаются условия для скопления нефти и газа.

Магистральный трубопровод – трубопровод большого диаметра и высокого давления, рассчитанный на транспортировку нефти, газа, воды, нефтепродуктов и др. с большими расходами.

Массивная залежь – это залежь, верхняя поверхность которой ограничивают мощные выступы в основном карбонатных пород, представляющая собой единый резервуар. В кровле такая залежь ограничивается слабопроницаемыми породами, а в подошве водонепроницаемым или газонепроницаемым разделом, секущим массив независимо от характера напластования пород. По генезису и форме ловушек выделяют три подгруппы массивных залежей: 1) залежи в структурных выступах, 2) залежи в эрозионных выступах и 3) залежи в биогенных выступах (рифтах).

Месторождение нефти (газа) – совокупность залежей нефти и газа, приуроченных одному и тому же участку земной поверхности и подчиненных в процессе своего образования единой тектонической структуре. В частном случае месторождение содержит всего лишь одну залежь нефти и тогда эти термины являются синонимами.

Методы подсчета промышленных запасов газа – для подсчета запасов свободного газа обычно используются объемный метод и метод по падению давления.

Объемный метод подсчета запасов свободного газа – основан на изучении геологических, физических и химических свойств коллекторов и пластовых флюидов. Большое значение имеют пластовое давление и температура, содержание отдельных компонентов газа (углеводородный состав, CO₂, H₂S, N₂, He). Расчет ведется по формуле:

$$V = Fhmf(p\alpha - p_k\alpha_k)\beta_r\eta_r,$$

где V – извлекаемые запасы газа на дату подсчета, м³;

F – площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м²;

h – мощность пористой части газоносного пласта, м;

m – коэффициент пористости;

p – среднее давление в залежи на дату подсчета, МПа;

p_k – среднее остаточное (конечное) давление в залежи после извлечения промышленных запасов, МПа;

α, α_k – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля - Мариотта соответственно для давлений p и p_k ;

f – поправка на температуру для приведения объема к стандартным условиям;

β_r – коэффициент газонасыщенности;

η_r – коэффициент газоотдачи.

Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления – применяется для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятый газом, не изменился в процессе эксплуатации. Следовательно, в случае водонапорного режима указанный метод неприменим, хотя при небольшом подъеме ГВК ошибки определений получаются в пределах допустимых. Формула подсчета основана на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа при снижении давления на единицу в течение всего времени разработки газовой залежи:

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1)(p_2\alpha_2 - p_k\alpha_k)}{(p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2)},$$

где Q_1, Q_2 – количество газа в стандартных условиях, добытого на две разные даты;

p_1 и p_2 – абсолютные пластовые давления в залежи на те же даты (остальные обозначения см. выше).

Метод не требует знания площади, мощности, пористости, но пригоден только для единой залежи, не разделенной на блоки и гидродинамически изолированные поля.

Подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа по газовому фактору (подсчет газонасыщенности нефти) – проводится по формуле:

$$V_0 = Q_0 r_0 - Q_{\text{извл}} b_0 p_k \alpha_k f - \text{извл}(b_0 - b) p_k \alpha_k f - Q_{\text{неизвл}} r_k,$$

где $Q_0, Q_{\text{извл}}, Q_{\text{неизвл}}$ – соответственно балансовые, извлекаемые и неизвлекаемые запасы нефти, м^3 ;

b_0, b – объемный коэффициент пластовой нефти на начальную (при давлении p_0) и конечную (при остаточном, конечном, давлении p_k) даты разработки;

α_k – поправка на коэффициент сжимаемости газа при давлении p_k ;

r_0 – первоначальный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

f – поправка на температуру для приведения к стандартным условиям;

r_k – остаточное (конечное) количество газа, растворенного в нефти при давлении p_k , $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Балансовые запасы газа определяются по газовому фактору, измеренному по пластовым пробам нефти.

Подсчет запасов конденсата в газоконденсатных месторождениях – проводится теми же методами, которые применяются для газовых залежей. Балансовые запасы стабильного конденсата определяются по данным о балансовых запасах газа в залежи:

$$Q_0 = V_0 q \rho_r,$$

где Q_0 – начальные балансовые запасы стабильного конденсата при стандартных условиях, м^3 ; V_0 – начальные балансовые запасы газа (включая конденсат) при стандартных условиях, м^3 ; ρ_k – плотность стабильного конденсата, $\text{т}/\text{м}^3$; q – среднее начальное содержание в газе стабильного конденсата, $\text{м}^3/\text{м}^3$ (газоконденсатный фактор).

Объем конденсата в пластовом газе в значительной степени зависит от его состава. Извлекаемые запасы конденсата определяются коэффициентом конденсатоотдачи, значение которого, по опытным данным, достигает 0.75, а при разработке с поддержанием пластового давления 0.95.

Подсчет запасов гелия – проводится на основании данных о запасах гелийсодержащих газов и их гелиенасыщенности:

$$V_{\text{He}} = V_0 \eta_{\text{He}}$$

где V_{He} – запасы гелия, тыс. м^3 ; V_0 – запасы природного газа, тыс. м^3 ; η_{He} – коэффициент гелиенасыщенности.

Наиболее точное определение содержания гелия возможно лишь путем отбора пластовых проб и их лабораторного анализа.

Методы подсчета промышленных запасов нефти – наибольшее распространение в практике получили объемный, статистический и метод материального, баланса.

Объемный метод – для подсчета запасов применяют формулу:

$$Q = Fhm\beta\eta\rho\Theta,$$

где Q – извлекаемые запасы нефти, т; F – площадь нефтеносности, m^2 ; h – нефтенасыщенная мощность пласта, м; m – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород; β – коэффициент нефтенасыщенности; η – коэффициент нефтеотдачи; ρ – плотность нефти в стандартных условиях, t/m^3 ; Θ – пересчетный коэффициент *усадки нефти*. Входящие в формулу величины определяются по результатам бурения, испытания, каротажа скважин, лабораторных исследований образцов пород (керн), пластовых вод, нефти и газа. Коэффициент нефтеотдачи зависит не только от свойств коллекторов, нефти и энергетического режима пласта, но также от системы разработки, методов эксплуатации и т. п. Объемный метод может быть использован при любом режиме работы залежи и на любой стадии ее изученности.

Статистический метод – заключается в изучении кривых падения дебита в скважинах. Построение этих кривых основано на обобщении статистического материала за предшествующее время и на экстраполяции полученных закономерностей на будущее до значений минимального предельно допустимого дебита. По кривым графическим либо расчетным путем определяют извлекаемые запасы залежи. Статистический метод применяется лишь для уточнения запасов на поздних стадиях разработки месторождений.

Метод материального баланса – основан на изучении изменения физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от изменения давления при разработке. Изменения физических параметров залежи измеряются в процессе разработки и используются при подсчете запасов нефти по уравнениям материального баланса. Для применения метода необходимо иметь детальную информацию о пластовых давлениях в разных частях залежи на дату подсчета (карту изобар). Уравнения материального баланса строятся на одном из двух положений: 1) о сохранении объема (массы) флюида – сумма объемов (или масс) добытых и оставшихся в залежи УВ постоянна; 2) о постоянстве объема пор, первоначально занятых УВ, – все изменения, происходящие в залежи при добыче, рассматриваются в пределах того объема пор, который был занят УВ до начала эксплуатации.

Для первого случая:

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)V_p] - (W - \bar{w})}{b_1 - b_0 + \left(\frac{\delta b_0}{V_0}\right)(V_p - V_0)};$$

для второго случая:

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)V_p] - (W + W_i - \bar{w}) - g_i V_p}{b_1 - b_0 + \left(\frac{\delta b_0}{V_0}\right)(V_p - V_0)},$$

где Q_0 – балансовый (начальный) запас нефти (об. ед.) при стандартных условиях; Q_n – накопленная добыча нефти (об. ед.) на дату составления уравнения баланса; r_p, r_0 – число объемов газа, растворенного в одном объеме нефти соответственно при среднем пластовом давлении p (на дату составления уравнения баланса) и при среднем начальном пластовом давлении p_0 ; b_0 – объемный коэффициент пластовой нефти (однофазной) на начало разработки; b_1 – объемный коэффициент двухфазной пластовой смеси нефти и газа; V_p, V_0 – объемный коэффициент пластового газа соответственно при давлении p на дату расчета и при давлении p_0 ; r_p – средний газовый фактор за период добычи Q_n объемов нефти; δ – отношение объема пласта, содержащего

газ в газовой шапке (в пластовых условиях), к объему пласта, содержащего нефть с растворенным в ней газом (в пластовых условиях); W – количество вошедшей в пласт воды (об. ед.) за период падения давления от p_0 до p ; g_i – количество воды, добытой (об. ед.) за период падения давления от p_0 до p ; ϖ – объем закачанного в пласт газа (в пластовых условиях), m^3 ; W_i – объем закачанной в пласт воды, m^3 .

Методы увеличения притока жидкости из скважины – комплекс мероприятий, направленных на увеличение проницаемости пласта-коллектора в призабойной зоне скважины.

Кислотная обработка пласта (КОП) – закачка в призабойную зону карбонатных и терригенных с карбонатным цементом коллекторов растворов соляной кислоты (с добавками различных химических реагентов). Метод противопоказан для пород с повышенным содержанием глинистого материала (глинистые частицы разбухают под действием кислоты), в этом случае в раствор соляной кислоты добавляют до 3% плавиковой кислоты, которая растворяет глинистые частицы.

Гидроразрыв пласта (ГРП) – закачка в пласт жидкости под давлением, иногда близким к геостатическому, в результате чего увеличиваются раскрытость и протяженность естественных трещин и возникают новые. Обычно закачивают жидкости разного состава и вязкости с песком, зерна которого расклинивают трещины. ГРП применяется для уплотненных терригенных и карбонатных пород (часто в комплексе с кислотной обработкой).

Обработка пласта ПАВ – закачка в пласт поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих поверхностное натяжение на разделе нефть - вода и уменьшающих возможность образования стойких водо-нефтяных эмульсий.

Термический метод обработки пласта – тепловое воздействие на призабойную зону либо нагревателями (электрическими, водоциркуляционными), либо паром. В результате повышения температуры значительно снижается вязкость пластовых нефтей, уменьшается их поверхностное натяжение, растворяются твердые компоненты (парафины, смолы и др.).

Кроме того, для увеличения притока используются *перфорация* повторная и гидропескоструйная, *торпедирование* и т. д.

Методы возбуждения притока в скважину – приток жидкости (газа) в ствол скважины во всех случаях вызывается путем снижения в нем давления, что достигается: 1) заменой промывочной жидкости чистой (технической) водой, реже нефтью; 2) снижением уровня жидкости в стволе различными способами. Допустимое понижение уровня (давления) определяется техническим состоянием ствола скважины, устойчивостью вскрытых пород (их сцементированностью, трещиноватостью, пластичностью) и обычно не превышает 2/3 расстояния от устья скважины до вскрытого пласта. При отсутствии притока или при его незначительной величине проводят дополнительную промывку забоя водой, осуществляют кислотную обработку вскрытых пород, *гидроразрыв*, повторную перфорацию обсадной колонны или *торпедирование*.

Методы геофизические контроля технического состояния скважины – составляют значительную и важную часть исследований, проводимых в бурящихся и добывающих скважинах. К этим методам относятся: *термометрия* – измерение температуры по стволу скважины; *инклинометрия* – измерение зенитного угла и азимута наклона скважины; *кавернометрия* – измерение среднего диаметра скважины; *профилеметрия* – измерение размера и определение формы поперечного сечения скважины. Широко используются *методы контроля качества цементирования скважины*, которые позволяют определять высоту подъема цемента в затрубном пространстве и оценивать качество сцепления цемента с обсадной колонной и горными породами.

Методы геофизические опробования пластов – вызов притока пластового флюида с помощью специальных аппаратов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле или бурильных трубах, с целью определения характера насыщения испытываемого интервала. Опробователи на кабеле снабжены управляемой с земной поверхности гидравлической системой, герметически

прижимающей пробоотборник к стенке скважины, а также баллонами, в которые благодаря разнице давлений в аппарате и в пласте поступает флюид из прискважинной зоны пласта. Отобранная проба анализируется в лаборатории на компонентный химический состав, что позволяет сделать заключение о характере насыщения пласта.

Методы изучения коллекторских свойств горных пород – предназначены для определения важнейших параметров пород-коллекторов. Выделяются три основных класса методов: лабораторные, гидродинамические и промыслово-геофизические. Важнейшие из них перечислены в таблице. Лабораторные методы используются на всех этапах изучения коллекторов и основаны на исследовании в лабораторных условиях поднятого из скважин керна или собранных на обнажениях коренных пород образцов. Полученные физическими методами данные о пористости, проницаемости, водо-нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности являются наиболее достоверными и используются при подсчете запасов месторождений и при составлении проекта их разработки. Петрографические методы служат для ориентировочной оценки пористости, параметров микротрещиноватости; чаще всего они используются на первых этапах поисков и разведки. Получаемые с их помощью данные должны носить массовый характер с последующей статистической обработкой результатов для получения усредненных значений по всему рассматриваемому участку разреза.

В отличие от лабораторных, гидродинамические методы автоматически усредняют исследуемые параметры по всей призабойной зоне скважины. Их использование требует дополнительных данных о мощности пласта, вязкости насыщающей пласт жидкости (метод пробных откачек) или пористости пород, а также о коэффициентах сжимаемости пор и насыщающей их жидкости (методы нестационарной фильтрации). Гидродинамические методы являются необходимым элементом исследования месторождений на этапах их разведки и составления проекта разработки. Промыслово-геофизические методы отличаются от других тем, что получаемые с их помощью данные о коллекторских свойствах пород имеют, как правило, относительный характер. Поэтому они служат в основном для сопоставления разрезов скважин и для определения границ изучаемых горизонтов.

Методы исследования коллекторских свойств горных пород

Методы исследования	Определяемые коллекторские свойства	Методы и способы определения
Лабораторные:		
Физические	<p>Абсолютная пористость Открытая пористость</p> <p>Плотность Абсолютная проницаемость</p> <p>Относительная фазовая проницаемость Водонасыщенность Нефтенасыщенность Остаточная водонасыщенность</p> <p>Нефтеотдача</p>	<p>Мельчера Волюметрический; насыщения (Преображенского) Насыщения (Преображенского) Нестационарной фильтрации; стационарной фильтрации Стационарной двухфазной фильтрации; вытеснения (Велджа) Экстрагирования Экстрагирования Вытеснения; центрифугирования; испарения По остаточной водонасыщенности</p>
Петрографические	<p>Карбонатность Пористость Трещинная пористость</p>	<p>Газометрический</p>

	Трещинная проницаемость Плотность трещиноватости	Секущих точек Шлифов ВНИГРИ; пришлифовок УкрНИГРИ Шлифов ВНИГРИ; пришлифовок УкрНИГРИ Шлифов ВНИГРИ; пришлифовок УкрНИГРИ
Гидродинамические: Стационарная фильтрация Нестационарная фильтрация	Проницаемость Пьезопроводность (пористость, проницаемость, сжимаемость)	Пробных откачек (индикаторных кривых); интерференции скважин Восстановления давления в скважине; гидропрослушивания
Промыслово- геофизические	Пористость, водонасыщенность	Собственных потенциалов; кажущегося сопротивления; нейтронный гамма – каротаж (НГК) и др

Метод установившихся отборов – метод исследования скважин на притоке, основанный на наблюдениях за несколькими практически установившимися режимами работы скважины. При каждом режиме работы замеряют дебит скважины и динамическое забойное давление в ней. Результаты исследования быстро дают возможность построить индикаторную диаграмму для данной скважины.

Методы интенсификации добычи нефти – комплекс мероприятий, имеющих целью, с одной стороны, сокращение сроков разработки и эксплуатации нефтяных залежей и, с другой, наиболее полное извлечение нефти из пластов (достижение максимального коэффициента отдачи). М.и.д.н. подразделяются на две группы: 1) *методы поддержания давления*, имеющие целью наиболее активный и полный отбор нефти из нефтесодержащих пластов (коллекторов), и 2) *вторичные методы*, направленные на извлечение дополнительных количеств нефти из залежей, пластовая энергия в которых истощена или близка к истощению в результате первичной стадии их эксплуатации. Несколько особняком стоит *группа методов интенсификации притока нефти и газа к скважинам*, направленных к увеличению проницаемости призабойной зоны скважин при помощи кислотной обработки, термохимической обработки или торпедной перфорации призабойной зоны пласта.

Миграция газа – различные виды передвижения и перемещения газа в толще горных пород. Известны такие виды миграции газа, как его проникновение (фильтрация) через пористые горные породы под действием перепада давления, движение газа по трещинам в толще пород, диффузия газа в воде, нефти, в породах, поры которые заполнены этими жидкостями, а также в глинах, насыщенных водой.

Известны и такие виды М.г. как его перемещение под действием давления из уплотняющихся пластов в пласты, слабо уплотняющиеся, перемещение растворенного в нефти (или в воде) газа вместе с нефтью (или с водой), двухмерная миграция газа по поверхностям кристаллов или частиц горных пород и др.

Миграция нефти – различные виды перемещения и передвижения нефти в толще горных пород.

Различают, в первую очередь, первичное перемещение (миграцию) нефти из нефтематеринских (нефтепроизводящих), преимущественно пелитовых пород в различные пористые и проницаемые породы-коллекторы: пески, песчаники, известняки, залегающие в той же нефтематеринской свите. Не решенным до конца вопросом является то физико - химическое

состояние, в котором находится мигрирующее вещество – или в виде уже образовавшейся нефти и газа, или в стадии незаконченного преобразования исходного органического вещества в нефтяные углеводороды. Первичная М.н. и газа из нефтематеринских пород в породы – коллекторы происходит вследствие последовательного уплотнения различного вида органогенных илов в процессе их диагенеза и превращения в глины, мергели и т. п., а также в последующее время в стадии катагенеза и давления, развиваемого в результате тектонических преобразований.

Второй основной вид передвижения нефти включает: 1) М.н. в пределах нефтеносного пласта-коллектора и 2) М.н. из одного нефтяного пласта в другой (или другие).

Передвижение нефти в пределах пласта-коллектора носит название боковой миграции (латеральной, внутрипластовой, внутривнепластовой). Передвижение нефти из одного пласта в другой через толщу пород называется вертикальной миграцией (межпластовой, внепластовой).

Боковая М.н. и газа происходит, согласно гравитационной теории, главным образом, вследствие стремления нефтяных углеводородов занять, соответственно их удельному весу, повышенные участки в пределах пласта-коллектора. Вертикальная миграция происходит, главным образом, по трещинам, сбросам и взбросам, являющимся естественными путями, связывающими различные проницаемые пласты-коллекторы в толще горных пород.

Гораздо меньшую роль в качестве факторов, вызывающих М.н. и газа, играют капиллярные силы и явление диффузии.

Насосная станция – единый комплекс, включающий насосное и вспомогательное оборудование. В состав станции входят основные и вспомогательные (подпорные, резервные и т. п.) насосы, сеть технологических трубопроводов, запорная арматура и узлы переключения. Мощные насосные станции, в которых насосная система выделяется в самостоятельный цех, дополнительно включают объекты водоснабжения и канализации, пожарной защиты, электроподстанцию и др. В нефтяной промышленности насосные станции используют при заводнении нефтяных пластов (с целью поддержания пластового давления в залежи), а также при хранении и транспортировании нефти и нефтепродуктов.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) – колонна НКТ предназначена для транспортирования нефти и газа из продуктивного пласта. Составляется из труб путем их последовательного свинчивания. Трубы имеют резьбу с обеих сторон, на один конец трубы обычно в заводских условиях накручивается муфта. Колонна НКТ подвешивается на фонтанной арматуре или пьедестале, закрепленном на устье скважины. К нижней части колонны НКТ могут быть прикреплены погружные насосы.

Нефтематеринская (нефтепроизводящая) порода – порода, содержащая в составе присутствующего в ней органического вещества углеводороды и другие компоненты нефти в рассеянном состоянии (микронепть) и способная при наступлении соответствующей обстановки отдавать их породам-коллекторам. Согласно распространенной точке зрения, наиболее типичными Н.п. являются глины, содержащие рассеянное органическое вещество, чаще всего в количестве не ниже *кларкового* (*кларк* $C_{орг}$ для осадочных пород равен примерно 1%, а для глин – 1,4%). Глины, по сравнению с другими осадочными породами, пользуются, во-первых, наибольшим распространением в земной коре, во-вторых, обладают большой способностью уплотняться. Первое объясняет региональность нефтеносности, второе – неизбежность миграции микронепти в зоны пониженного давления – в поры песчаников, известняков и других коллекторов, а также в зоны трещиноватости.

Не исключена возможность, что Н.п. могут быть и первично-пористые доломиты и некоторые алевролиты, содержащие микронепть и обладающие в то же время коллекторскими свойствами.

Нефтенасыщенность пласта – количество имеющейся в пласте нефти по отношению к суммарному объему пор, каверн и трещин в нефтесодержащей породе. В естественных условиях нефть насыщает небольшую часть пор, причем – более крупные. Мелкие же поры, вследствие действия сил поверхностного натяжения, заняты водой. Чем больше мелких пор, тем больше в пласте «погребённой» воды. В некоторых пластах количество этой воды бывает довольно значительным – до 40%. «Погребенная» вода в процессе эксплуатации залежи обычно себя не проявляет, и скважины дают безводную нефть.

При наличии в нефтяном пласте подошвенной воды дополнительно проявляется действие капиллярного подъема воды, при котором вода захватывает и более крупные поры. Высота капиллярного подъёма воды тем больше, чем меньше диаметр поровых каналов. Поэтому у контакта вода – нефть вода вытесняет нефть из крупных и мелких пор, а выше только из мелких пор. Образующаяся выше контакта вода – нефть переходная нефти – водяная зона достигает иногда мощности в 2–3м, причем содержание воды в ней постоянно уменьшается кверху.

При понижении давления ниже давления насыщения нефти газом, последний начинает выделяться из нефти в виде мельчайших пузырьков, рассеянных в нефти («окклюдированное» состояние газа), а при наличии хорошей проницаемости коллекторов и достаточного угла наклона пластов выделившийся свободный газ устремляется в повышенную часть залежи, образуя там «газовую шапку». Наличие свободного газа уменьшает нефтенасыщенность пласта.

Нефтеносные породы – горные породы, пропитанные нефтью. Обычно нефть пропитывает хорошо пористые породы – пески, песчаники, ноздреватые известняки и др., создавая из таких пород промышленно-нефтеносные горизонты, подлежащие разработке. Нефтеносными породами бывают также глины и т. п. плотные породы, но нефть в них рассеяна и немного сосредоточена лишь в изломах и измятых частях.

Нефть – маслянистая жидкость, обычно бурого до почти черного, реже – от буро-красного до светло-оранжевого цвета, обладающая специфическим запахом. Представляет собой смесь углеводородов метанового, нефтенового и ароматического рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений. Удельный вес редко ниже 0,7 и выше 1, колеблясь обычно в пределах 0,82–0,89. Низкий удельный вес нефтей (легкие нефти) может быть обусловлен как химическим их характером – преимущественным содержанием метановых углеводородов, так и фракционным составом – высоким содержанием бензина. Тяжелые нефти обязаны своим высоким удельным весом повышенному содержанию асфальтово-смолистых веществ, преобладанию в строении углеводородов циклических структур и низкому содержанию легко кипящих фракций (начальная температура кипения иногда бывает выше 200°).

Содержание серы в нефтях обычно ниже 1%, но иногда достигает 5 – 5,5%. Количество парафина колеблется от следов до 10% и выше. Нефти с высоким содержанием парафина отличаются повышенными температурами замерзания (выше 0° и до +20°), нефти с низким содержанием парафина застывают при температурах иногда ниже –20°. Содержание асфальтово-смолистых компонентов и вязкость тяжёлых нефтей, как правило, выше, чем у нефтей легких

Нефтяной пласт – пласт горной породы, в той или иной степени пропитанный нефтью.

Нефтяной промысел – технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора нефти на месторождении, а также обработки продукции скважин (нефти, нефтяного газа, попутной воды) с целью подготовки ее к дальнейшему транспортированию потребителям (НПЗ, ГПЗ и др.).

Нефтяные природные газы – газы, состоящие из смеси газообразных углеводородов парафинового ряда (C_nH_{2n+2}): метана CH_4 (иногда до 99%), этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 бутана C_4H_{10} , с примесью азота, углекислоты, сероводорода и паров бензина.

Различают *сухой газ* – с преобладанием метана – и *жирный газ* – с повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

Нефтеотдача – степень полноты извлечения нефти.

Объёмный коэффициент пластовой нефти – показывает изменение объема нефти в пластовых условиях в результате изменении условий давления и температуры, но главным образом в результате выделения из нефти растворенного газа. Например, $O. к. п. н. = 1,32$ означает, что в пластовых условиях нефть с растворенным в ней газом имеет увеличенный объем на 32% по сравнению с объемом дегазированной нефти.

$O. К. п. н.$ применяется при подсчетах запасов нефти объемным методом и методом материальных балансов. Аналогичный объемный коэффициент пластового газа применяется в формулах материальных балансов и означает уменьшение объема газа в газоносных пластах, газовой шапке и газовой фазе газо-нефтяной зоны пласта по сравнению с объёмом поверхности.

Оконтуривание нефтяного месторождения – производственный процесс, начинающийся с оконтуривания структуры, к которой приурочено данное месторождение. Оконтуривание структуры производится по выдержанному на разведываемой площади стратиграфическому горизонту с помощью детальной геологической съемки, обычно с применением горных работ, в том числе и неглубокого механического бурения. Детальной геологической съемке нередко предшествуют (или производятся одновременно) детальные геофизические работы, затем переходят к глубокому разведочному бурению, на основе которого производят первое схематическое $O.н.м.$ Точное $O.н.м.$ возможно лишь после проведения достаточного количества разведочных скважин. При многопластовом месторождении для каждого нефтяного пласта будут свои контуры нефтеносности, в плане обычно не совпадающие друг с другом. Внешний контур, охватывающий границы нефтеносности всех пластов, и будет контуром нефтеносности месторождения в целом.

Оконтуривающие разведочные скважины – разведочные скважины, проводимые специально на определенный промышленно-нефтеносный пласт с целью подготовки его к промышленной разработке. Бурением $O. р. с.$ должны быть выяснены детали геологического строения пласта, уточнено местоположение тектонических нарушений, разведаны контуры нефтеносности, доказано наличие или отсутствие газовой шапки, установлены величина, степень однородности физических параметром пласта, выделены аномальные поля, изучен хим. состав и напор краевых вод, уточнены продуктивность скважин и режим пласта.

Опорные скважины – глубокие скважины, проводимые в районах, не изученных бурением, и имеющие своей задачей изучение геологического строения недр в целях определения направления поисково-разведочных работ для подготовки резервных запасов нефти и газа.

Опорный (маркирующий) **горизонт** – пласт (или комплекс пропластков), обладающий каким-либо характерными постоянными признаками и имеющий более или менее широкое распространение, а потому могущий служить опорой при структурных построениях.

Оптимальный дебит скважины – максимально возможный дебит скважины, обеспечивающий как безаварийную работу её, так и рациональную разработку залежи в целом.

Оптимальный технологический режим скважин – работа скважины при таком дебите, который может быть получен при максимальном снижении забойного давления в данной скважине без ущерба для залежи и скважины.

Осадочные породы – горные породы, являющиеся продуктами разрушения любых горных пород, жизнедеятельности организмов и выпадения из водной или воздушной среды минеральных частиц и последующего их уплотнения и изменения – во всех случаях при давлении и температуре, свойственных поверхностным частям земной коры. Осадочные породы можно подразделить (по М.С.Шевцову) таким образом:

1) *обломочные или клатические породы* – продукты физического разрушения первичных пород (щебень, галечники, конгломераты, пески, песчаники, алевриты и т. п.); состоят из кремнезема с разнообразными примесями;

2) *глинистые породы* – продукты химического разрушения и мельчайшего раздробления первичных пород; по составу – главным образом алюмосиликаты;

3) *химические и биохимические породы* образуются в результате химических процессов или жизнедеятельности организмов. Делятся на: а) глиноземистые, железистые, марганцевые породы; б) карбонатные породы; в) кремнистые породы; г) сульфатные породы; д) галоиды; е) фосфаты; ж) углистые и битуминозные породы.

Существует и иное определение осадочных пород и их подразделение на основные группы. Осадочные породы представляют минеральные скопления, формирующиеся при участии экзогенных и эндогенных сил в термодинамической обстановке поверхностных частей литосферы чисто физико-химически или при участии жизнедеятельности организмов (Г. И. Теодорович). По способу выделения основной массы материала различаются три группы осадочных пород: I – механические или обломочные (конгломераты, пески и алевриты, дресва и гравий, щебень, и галечники, пелиты и т. п.); II – биохимические (карбонатные и кремнистые породы, самосадочные соли, аутигенные алюмосиликатные образования, а также глиноземистые, железистые, марганцевые, фосфатные и углисто-битуминозные осадочные образования); III – сложные (конгломераты и брекчии, гравелиты, песчаники, алевролиты, песчанистые известняки и т. п.).

Освоение скважин – комплекс работ, проводимых в скважинах по окончании их бурения с целью получения нефти и газа в промышленных количествах или осуществления закачки рабочего агента (для нагнетательных скважин): герметизация устья скважины, спуск подземного оборудования, установка надземного оборудования, вызов притока жидкости (газа) из пласта, за которыми, в некоторых случаях, следуют мероприятия по интенсификации притока (обработка соляной кислотой, торпедирование). В нагнетательных скважинах после вызова притока из пласта следует опытная закачка рабочего агента. Во многих случаях нагнетательные скважины не принимают накачиваемую воду и, чтобы добиться закачки воды в требуемых объемах, приходится осуществлять дополнительный комплекс работ по приведению ствола и забоя скважин в особо чистое состояние и по улучшению проницаемости пласта: вызов усиленного притока жидкости, термокислотные обработки призабойной зоны пласта, увеличение плотности перфорации, торпедная перфорация, торпедирование, гидроразрыв пласта и т. п. Этот комплекс работ является весьма сложным и продолжительным, вследствие чего термин «освоение нагнетательных скважин» обычно связывается с описанным дополнительным комплексом работ.

Остаточная нефтенасыщенность – количество нефти в пласте, остающееся после ее вытеснения водой или газом и вообще по окончании эксплуатации данного пласта. Величина О.н. зависит от капиллярного давления, существующего в отдельных мелких поровых каналах, в которых находится нефть.

О. н. равна единице минус *коэффициент нефтеотдачи*; вводится в формулу объемного метода при подсчетах остаточных запасов нефти в пластах, предназначенных к шахтной разработке.

Осушка газов – удаление влаги из газов и газовых смесей. Предшествует транспорту природных газов по трубопроводу, низкотемпературному разделению газовых смесей на компоненты и др.

Основные методы осушки:

- конденсационный (конденсация паров воды при сжатии или охлаждении);
- абсорбционный (промывка влажного газа жидким поглотителем). Наиболее широко используемые абсорбенты – ди- и триэтиленгликоли, их регенерацию проводят в отдельном аппарате – десорбере;
- адсорбционный (поглощение паров воды твердым гранулированным адсорбентом). В качестве адсорбента применяют силикагель, активный Al_2O_3 , цеолиты.

Отбензинивание газа – извлечение из углеводородных газов этана, пропана, бутана и компонентов газового бензина (C_5 + высшие). Осуществляется на промыслах и газоперерабатывающих заводах.

Очистка газа – извлечение компонентов, осложняющих использование газа в качестве топлива и сырья или загрязняющих окружающую среду. К таким компонентам относятся H_2S , SO_2 , меркаптаны, COS , CS_2 и др.

По мировым стандартам содержание H_2S в используемом природном газе допускается до 5.7 мг/м^3 , общей серы – до 50 мг/м^3 , CO_2 – до 3–5% по объему, в газах, выпускаемых в атмосферу, общее содержание вредных примесей допускается до 500 ppt (частей на миллион). Эти компоненты являются ценным химическим сырьем. Технологический процесс ОГ включает абсорбцию (адсорбцию) и десорбцию.

Относительная проницаемость – отношение *эффективной проницаемости* породы к *абсолютной (физической) проницаемости*.

Первичное залегание нефти – нахождение нефти в тех же стратиграфических отложениях, в которых она образовалась.

Первичные поры (пустоты) в горной породе – пустоты, возникшие одновременно с образованием самой породы.

Перегонка (разгонка) нефти – фракционированная перегонка нефти, при которой получают дистилляты, отвечающие различным пределам температур кипения и перерабатываемые затем на соответствующие нефтепродукты – бензин, керосин, масла. Схема переработки в части разгонки определяется техническими качествами сырья и требованиями промышленности, особенно в отношении масляных компонентов. «Светлые фракции» (бензин, керосин и выделяемый иногда лигроин) отбираются при атмосферном давлении, масла – в вакууме или перегонкой с водяным паром или нейтральным газом.

Пластовая проба нефти – проба нефти, поднятая с забоя скважины глубинным пробоотборником и находящаяся в условиях пластового давления. По данным исследования П. п. н. в лаборатории определяют свойства нефти в пластовых условиях: фракционный и групповой состав, плотность и удельный объем (а по ним объемный коэффициент и усадку нефти), давление насыщения (фазовое состояние жидкости в пласте) и вязкость пластовой нефти.

Пластовая характеристика нефти – определяется следующими факторами:

1) вязкостью нефти, 2) давлением насыщения газом и 3) объемным коэффициентом. Эти факторы должны определяться в результате анализа проб, взятых глубинным пробоотборником.

Пластовая энергия – энергия сил, продвигающих нефть в пласте и вытесняющих ее в скважины. Основные источники П. э.: напор краевой и подошвенной воды; силы упругости нефти, воды, газа и заключающей их породы, расширяющихся в объеме по мере снижения пластового давления и обуславливающих упругое перемещение нефти; сила тяжести нефти в залежах с гравитационным режимом. При вскрытии залежи скважинами П. э. расходуется как на перемещение нефти в скважины, так и на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении. По мере расходования П. э. пластовое давление обычно снижается, чего можно избежать, разрабатывая залежь с применением методов поддержания давления.

Пластовое давление – давление, под которым находятся жидкости и газ в нефтяной залежи. П. д. определяет объем природной пластовой энергии, которой можно располагать в процессе эксплуатации нефтяного месторождения. Начальное П. д. находится в прямой зависимости от глубины залегания залежи нефти и обычно близко к гидростатическому давлению. Различают П. д. статическое и динамическое.

Пластовое давление динамическое – давление, устанавливающееся в залежи в результате совместного действия работающих скважин (их интерференции).

Пластовое давление статическое – соответствует начальному пластовому давлению в залежи, т. е. существовавшему до момента ввода нефтяной залежи в разработку.

Плотность (объемная масса) – масса единицы объема тела, т.е. отношение массы тела в состоянии покоя к его объему.

Покрышка нефтяных месторождений – название комплекса непроницаемых, преимущественно глинистых горных пород, покрывающих залежи нефти и тем самым способствующих их сохранению. Наличие непроницаемой покрышки является одним из важных условий сохранения газонефтяного месторождения.

Полный газовый фактор – число кубических метров газа, растворенного в 1 м^3 пластовой нефти при давлении насыщения. Определяется исследованием глубинных проб. Входит в формулы подсчета запасов нефти и газа методом материальных балансов. При определении газового фактора по промысловым данным (по данным замера выделяющегося в трапе газа) не учитывается газ, выделяющийся из нефти после трапа. П.г.ф. можно установить, учитывая полное количество газа на основании анализа проб нефти, отобранных в трапе.

Пористость горных пород – наличие в горной породе пустот, состоящих из пор (пространств между отдельными частицами породы), каверн, трещин и пр. Данные о П. г. п. необходимы для оценки запасов нефти и масштаба предстоящей разработки пласта, а также для сравнения различных участков данного пласта (карты пористости). В нефтепромысловой геологии используют эффективную, в гидродинамике – динамическую, а не абсолютную (физическую) П. г. п.

Пористости коэффициент – отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца. Определяется по формуле: $m = V_n / V_o$, где m – коэффициент пористости, V_n – объем образца, V_o – видимый объем образца пористости породы.

Пористость полная (абсолютная) – включает объем всех пустот (сверхкапиллярных, капиллярных, и субкапиллярных).

Пористость эффективная – объем свободных, не связанных (не изолированных) между собой пор, по которым может передвигаться жидкость.

Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов – транспортировка разнотипных нефтепродуктов и нефтей с различными физико-химическими свойствами по одному магистральному трубопроводу последовательно (один продукт непосредственно за другим).

Продукты поступают в трубопровод на головной станции из отдельных резервуаров и принимаются в резервуары на конечном пункте трассы отдельно один от другого так, чтобы жидкости не перемешивались. Позволяет максимально загрузить магистральный трубопровод, уменьшает нагрузку на другие виды транспорта.

Приведенный контур питания – такой контур питания, который при одножидкостном потоке дает одинаковые величины дебита и времени перемещения водонефтяного (или газонефтяного) контакта на определенное расстояние со средним дебитом и временем перемещения того же контакта и на то же расстояние при двухжидкостном потоке с истинным контуром питания. Введение П. к. п. в гидродинамические расчеты, связанные с определением дебитов рядов скважин и сроков их эксплуатации (при проектировании систем разработки месторождений), значительно упрощает их.

Проницаемость

Абсолютная проницаемость – характеризует физические свойства породы, т.е. газопроницаемость после экстракции и высушивания породы до постоянного веса, характеризует породу самой среды.

Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости среды для нефти, воды, или газа к общей проницаемости пористой среды (является безразмерной величиной).

Эффективная проницаемость – способность пористой среды пропускать через себя преимущественно нефть, воду или газ при определённом их % соотношении в пористой среде.

Разрез – изображение в определённом масштабе вертикальных сечений земной коры, от поверхности до определённой глубины.

Разработка месторождений – система организационно-технических мероприятий, обеспечивающих рациональное извлечение жидких и газообразных углеводородов из месторождений. Мероприятия связаны с выполнением поисково-разведочных работ, бурением скважин, строительством сооружений добычи, сбора и транспортировки нефти и газа потребителям.

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки. Режимы бывают: упругий, растворенного газа, газонапорный, гравитационный, смешанный, водонапорный.

Режим упруговодонапорный – проявление 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.

Условие упругого режима – повышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом p_n . При этом забойное давление p_z не ниже p_n , нефть находится в однофазном состоянии. Приток нефти происходит за счёт энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы – энергии их упругого расширения.

Режим вононапорный – существование связывают с наличием контура питания и с закачкой в пласт необходимых объёмов воды для выполнения этого условия.

Режим растворенного газа – проявление энергии расширения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения сопровождающееся выделением из нефти ранее растворенного в ней газа.

Режим газонапорный (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки.

Режим гравитационный – появляется только тогда когда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти (гравитационные силы), а остальные энергии истощились.

Выделяют:

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

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

Режимы смешанные – режимы, при которых одновременно проявляются энергии растворенного газа, упругости и напора воды. Его зачастую рассматривают как вытеснение

газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении давления забойного ниже давления насыщения.

Режимы с перемещающимися контурами нефтеносности – водонапорный, газонапорный, напорно-гравитационный, смешанный.

Режимы с неподвижными контурами нефтеносности – упругий, режим растворенного газа, гравитационный со свободной поверхностью нефти.

Водо-газонапорный, и смешанный режимы называют *режимами вытеснения* (напорными режимами), а остальные – *режимами истощения* (истощения пластовой энергии).

Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения или накопления жидких продуктов. Обеспечивает равномерную загрузку магистральных трубопроводов, компенсацию пиковых и сезонных неравномерностей потребления нефтепродуктов и воды промышленными районами и городами, накопление запасов аварийного и стратегического резерва, для технологических операций по смешению, подогреву и доведению продуктов до определенной кондиции и могут использоваться при товарно-коммерческих операциях для замеров количества продуктов.

Репер – это наиболее характерный, легко обнаруживаемый участок на каротажной диаграмме, малоизменяющийся от скважины к скважине, обычно соответствующий какому-либо опорному горизонту. Служит для облегчения сопоставления разрезов скважин по каротажным кривым.

Сбор нефти и газа на промыслах – подготовка нефти, газа и воды до такого качества, которое позволяет транспортировать их потребителям. Осуществляется посредством комплекса оборудования и трубопроводов, предназначенных для сбора продукции отдельных скважин и транспортировки их до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды (ЦПС). В системе сбора применяются групповые замерные установки (ГЗУ) для определения дебита каждой скважины и дожимные насосные станции (ДНС) для повышения давления транспортировки продукции до ЦПС.

Свита — совокупность последовательно согласно залегающих пластов горных пород, объединенных общностью состава и условиями отложения.

Сепаратор – аппарат для разделения твердых или жидких веществ, компонентов минерального сырья, удаления газа, твердых или жидких частиц из жидких и газообразных сред и двухфазных пен.

Сепарация – разделение смесей разнородных частиц твердых материалов, жидкостей разной плотности, эмульсий, взвесей твердых частиц или капелек в газах, парах, двухфазных средах. При сепарации компоненты не изменяют своего фазового и химического состава.

Системы разработки нефтяных месторождений.

Существуют три системы разработки многопластового нефтяного месторождения:

1. Система разработки «снизу вверх», при которой нефтяные пласты (залежи) вводятся в разработку последовательно: каждый вышележащий после разработки нижележащего, причем тот пласт, с которого начинают разработку, носит название базисного, или опорного горизонта (пласта). Базисный горизонт (пласт) выбирается по признаку высокой его продуктивности и сортности нефти, причем пласт должен быть хорошо изучен на значительной площади и залегать в условиях, благоприятных для его быстрого разбухания. На месторождениях с очень большим количеством нефтяных пластов может быть выделено несколько базисных пластов, при этом нефтяные пласты подразделяются на столько групп, сколько принято базисных пластов.

2. Система разработки «сверху вниз», при которой пласты вводятся в разработку: каждый нижележащий после разработки вышележащего. Эта система широко применялась в период, когда преобладал ударный способ бурения. В настоящее время система разработки «сверху вниз»

допускается как исключение при разработке неглубоко залегающих нефтяных пластов, разбураемых легкими передвижными станками, при условии, что верхние пласты являются слабо проницаемыми и при прохождении их последующими скважинами на нижележащие пласты исключается поглощение глинистого раствора и сама пачка верхних пластов разрабатывается по системе «снизу вверх».

3. Система одновременной разработки двух и более пластов (залежей) предусматривает, что каждый из пластов разбурается одновременно отдельной сеткой скважин. Эта система применяется при условии, что нефтяные пласты являются высокопродуктивными с хорошо выраженным напорным режимом, разбураются быстрыми темпами и эксплуатируются при поддержании пластового давления.

Системы разработки отдельного нефтяного пласта – по расположению скважин разделяются на две большие, принципиально различные категории – системы разработки, построенные на основе размещения скважин: 1) по равномерной (геометрически правильной) сетке и 2) рядами.

Первая система включает следующие основные элементы: а) форма сетки расположения скважин – квадратная и треугольная (или шестиугольная), б) темп ввода скважин в эксплуатацию при том или другом конечном расстоянии между ними – сплошная и замедленная системы при малом, среднем и большом уплотнении; в) порядок ввода скважин в эксплуатацию как со стороны взаимного расположения скважин – сгущающаяся и ползущая системы, так и по отношению к структуре пласта – ползущая вниз по падению, ползущая вверх по восстанию, ползущая по простиранию.

Вторая система включает следующие основные элементы: а) форма рядов – незамкнутые и замкнутые (кольцевые) ряды; б) взаимное расположение рядов и скважин в рядах – равномерное и неравномерное расположение скважин в разных рядах; при неравномерном расположении предусматривается обычно уменьшение расстояний между рядами и скважинами в рядах к центру разрабатываемой площади с целью поддержания добычи нефти на высоком уровне и сокращения срока разработки; в) количество одновременно работающих рядов – два, три и т. д.

Равномерную сетку скважин рекомендуется применять на залежах нефти любых типов с плохой проницаемостью коллекторов, при эксплуатации которых неизбежно проявляется режим растворенного газа, на залежах с очень вязкой нефтью, а также залежах, подстилаемых на всей площади подошвенной водой. Разработку рядами скважин рекомендуется применять на нефтяных пластах, характеризующихся большой продуктивностью и хорошей проницаемостью, при разработке которых за счет природных условий или принятых мер по поддержанию давления может быть сохранен напорный режим (водо- или газонапорный).

Скважина – цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в неё человека и имеющая диаметр во много раз меньше её длины.

Состоит из следующих частей:

1. *Устье* – начало скважины.
2. *Стенка или ствол* скважины – цилиндрическая поверхность.
3. *Забой* – дно.

Характеристики скважины:

1. *Длина* скважины – расстояние от устья до забоя по оси ствола.
2. *Глубина* скважины – проекция оси на вертикаль.

Скорость фильтрации – определяется объемным расходом жидкости через единицу площади поперечного сечения пласта; пропорциональна градиенту давления, проницаемости породы и обратно пропорциональна вязкости фильтрующейся через породу жидкости. С.ф. всегда меньше истинной скорости движения жидкости.

Смешанный режим – режим работы нефтяной залежи (пласта), при котором различные части залежи работают на различных режимах. Так, на залежи нефти, находящейся под действием напора контурных вод, при разбуривании ее большим количеством рядов скважин, чем это допустимо, или при усиленном отборе жидкости, приводящем к понижению забойных давлений в скважинах внутренних рядов ниже *давления насыщения*, внешние ряды скважин могут работать под действием напора контурных вод, т.е. при *водонапорном режиме*, а внутренние ряды скважин – под действием энергии растворенного газа, т.е. при *газовом режиме*.

Средневзвешенное пластовое давление – среднее динамическое пластовое давление в залежи, подсчитываемое по карте изобар как средневзвешенное по площади залежи. При значительных колебаниях мощности пласта С. п. д. необходимо подсчитывать по объему залежи. С. п. д. используется при анализе динамики пластового давления в залежи и для оценки пластовой энергии на данной стадии разработки залежи.

Средний суммарный газовый фактор – вычисляется делением суммарной добычи газа на суммарную добычу нефти, полученные с начала эксплуатации пласта. Применяется при подсчетах запасов нефти и газа методом материальных балансов.

Стабилизация нефти – мероприятие, которое производится на промысле с целью избежать значительных потерь легкоиспаряющихся углеводородов при хранении и транспортировке нефти на нефтеперерабатывающие заводы. С этой целью испарившиеся углеводороды отсасываются под небольшим вакуумом из трапов и резервуаров для хранения нефти. При этом мероприятии нефть стабилизируется не полностью. При более глубокой стабилизации нефть подогревается. При повышении температуры упругость паров легких углеводородов повышается, и они переходят в паровую (газовую) фазу и отсасываются. После охлаждения нефть становится стабильной к испарению при обычной температуре воздуха.

Стратиграфическая колонка – графическое изображение в условных обозначениях всех напластований, развитых на данном участке земной коры. С.к. имеет вид полосы, ограниченной двумя параллельными линиями, на которой изображены последовательно все напластования (от молодых сверху к более древним внизу) пропорционально их мощности.

Стратиграфическая скважина – глубокая буровая скважина, предназначенная для изучения и составления детального литолого-стратиграфического разреза с выявлением опорных горизонтов и характерных свит. С.с. – синоним опорной скважины.

Структура – в нефтяной геологии структурами (тектоническими структурами) называют всевозможные формы приподнятого залегания пластов, преимущественно различные формы антиклинальных складок, к которым приурочены или могут быть приурочены месторождения нефти и газа.

Структурная карта – графическое изображение в горизонталях (подобно топографической карте) поверхности кровли или подошвы условно выбранного пласта или горизонта. С. к. представляют собой наилучшую форму изображения геологического строения недр и их тектоники и широко используются в нефтепромысловом деле. При построении С. к. за опорную поверхность обычно принимается уровень моря.

Структурная скважина – буровая скважина, пробуренная с целью изучения геологического строения до намеченной глубины в исследуемом месте.

С. с. бурятся до самых различных глубин, обычно до 300—500 м, реже до 1000—1200 м, а иногда и до 1500—2000 м, при малом диаметре ствола. При структурном бурении необходимо получать максимальное количество керн для всестороннего изучения отложений, принимающих участие в геологическом строении данной площади.

Тектоническая карта – карта, на которой условными знаками нанесены тектонические структуры разного возраста и порядка, например, платформы и складчатые зоны, антеклизы, синеклизы, антиклинории, синклинории, отдельные складки, разрывы, нередко также интрузии, вулканы (магматические, грязевые).

Технологическая схема разработки нефтяного пласта – включает основные элементы системы разработки и материалы, на основе которых эта система запроектирована: краткое описание геологического строения месторождения и детальное – нефтяного пласта, для которого составляется технологическая схема разработки; физические свойства коллекторов, а также нефти, газа и воды в пластовых условиях; варианты расстановки эксплуатационных скважин с выбором оптимального варианта; обоснование метода поддержания пластового давления и расстановки эксплуатационных скважин; расчеты добычи нефти и закачки воды; основные экономические показатели разработки. Составление Т. с. р. н. п. осуществляется на основе всесторонних комплексных исследований нефтяного пласта и научно-обоснованных расчетов с учетом природных условий данного пласта и в особенности его режима. Особое внимание уделяется вопросам повышения извлечения нефти из недр, продления фонтанного периода эксплуатации, сокращения сроков эксплуатации и повышения эффективности капиталовложений при экономии затраты труда.

Текущий коэффициент нефтеотдачи – отношение добытого из пласта количества нефти на определенную дату к балансовым (геологическим) её запасам.

Трансгрессия моря – наступание моря на сушу. Образующиеся при этом морские отложения обычно залегают несогласно на подстилающих их более древних слоях; такое залегание верхних (более молодых) отложений называется трансгрессивным, причем эти отложения представлены обычно галечниками или конгломератами и грубозернистыми песками или песчаниками.

Трещины – разрывы сплошности пород без перемещения по плоскостям разрывов.

Трещинная полость – объём полостей трещин.

Трубопровод – комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких и твердых веществ или их смесей под действием перепада давления в различных сечениях.

Наиболее распространены круглые трубопроводы диаметром от 0.02 м до 1.22 м.

Трубопроводы, соединяющие отдельные виды оборудования (внутрицеховые) и транспортирующие продукты между цехами или объектами (межцеховые), называются технологическими трубопроводами. Трубопроводы, транспортирующие продукты из районов их добычи, производства или хранения до мест переработки или потребления, называются магистральными трубопроводами.

Товарные качества нефти (фракционный и групповой составы, содержание серы и масел, теплота сгорания) могут определить выбор технологии и ежегодные объёмы добычи нефти, придать месторождению народно-хозяйственное и оборонное значение.

Удельная добыча нефти – количество нефти, получаемой на каждую атмосферу падения среднезвешенного пластового давления. Величина U . д. н. зависит от начальных запасов пластовой энергии, природы ее и условий пополнения, проницаемости породы, качества нефти, методов и приемов эксплуатации залежи. Наблюдая за изменением U . д. н. в процессе разработки залежи, судят об эффективности расходования пластовой энергии и принимают меры к более полному ее использованию.

Удельная объемная емкость горной породы – объемная емкость 1 м^3 породы. Численно равна коэффициенту пористости.

Удельная поверхность – отношение общей суммарной поверхности породы (т. е. поверхности ее пор) к ее объему. У. п. определяет величину молекулярно-поверхностных сил породы: чем У. п. больше, тем большее влияние оказывают молекулярно-поверхностные силы на фильтрацию.

Удельный вес – отношение веса вещества к весу воды, взятой в том же объеме. При измерении У. в. нефтепродуктов является обязательным указанием температуры, к которой относится определение. В настоящее время принято измерение У. в. при 20° с отнесением к объему воды при 4° (d_4^{20}). Если У. в. нефтепродукта определялся при какой-либо другой температуре, производится соответствующий пересчет к температуре 20° с помощью специальных таблиц. Нередко вместо У. в. применяют понятие плотности вещества, т. е. отношения массы вещества к его объему. У. в. и плотность того же вещества численно равны между собой.

Удельный объем – объем, занимаемый единицей массы данного вещества. У. о. – величина, обратная плотности.

Уравнение продуктивности нефтяной скважины – показывает зависимость между дебитом и депрессией давления для данной скважины:

$$Q = \eta(p_{\text{пл}} - p_3)^n,$$

где Q – дебит скважины; η – коэффициент продуктивности скважины; $p_{\text{пл}}$ – пластовое динамическое давление; p_3 – забойное давление; n – показатель закона фильтрации.

Уравнение состояния газа – показывает зависимость между объемом V , давлением p , абсолютной температурой T и весом газа g и выражается уравнением Клапейрона: для идеального газа $PV = gRT$, для реального газа $PV = ZgRT$, где R – универсальная газовая постоянная, одинаковая для всех газов, z – коэффициент сжимаемости реального газа.

Уровень гидродинамический, или динамический уровень вод – уровень напорных вод, устанавливающийся при естественном вытекании воды или при откачке ее из напорного пласта. В эксплуатационных скважинах положение динамического уровня воды зависит от заданного режима откачки. Динамический уровень вод определяется в абсолютных отметках – обычно от устья скважины.

Уровень гидростатический (пьезометрический) – уровень воды в пласте. В зависимости от количества воды в пласте гидростатический уровень может менять свое положение, в некоторых случаях совпадая с выходом пласта на дневную поверхность. У. г. в скважине – это уровень, до которого может подняться вода в скважине при вскрытии напорного водоносного горизонта в условиях отсутствия эксплуатации и стока. Высота подъема воды в данной скважине зависит от высот расположения областей питания и разгрузки пласта. Линия, соединяющая на разрезе бассейна область питания и область разгрузки, называется линией пьезометров и определяет собой высоты подъемов воды в скважинах, расположенных по пласту. Положение У. г. определяется в абсолютных отметках, считая от уровня моря, или в условных отметках – от произвольно выбранной горизонтальной плоскости.

Геологам часто приходится определять уровень воды в неглубоких скважинах и колодцах. Для этого применяют колесо-блок, а для более точных замеров – специальный электрический прибор, состоящий из сухого элемента, гальванометра и изолированного провода. Замер уровня воды производят следующим образом. Один конец электрического провода присоединяют к обсадной трубе, а другой конец ставится близко к изолированному проводу, спущенному в скважину и снабженному внизу специальным поплавком. В момент соприкосновения поплавка с поверхностью воды в скважине происходит замыкание электрической цепи, и включенный в нее звонок начинает звонить.

Усадка нефти – в промышленной практике так называется уменьшение удельного объема пластовой нефти $V_{пл}$ в результате дегазации и понижения температуры при подъеме ее на поверхность. Величина у.н. определяется выражением:

$$\frac{V_{пл} - V_n}{V_{пл}} = 1 - \frac{1}{b},$$

где b – объемный коэффициент данной нефти; V_n – объем нефти на поверхности.

Пример: у.н., равная 0,24, означает уменьшение объема пластовой нефти при дегазации на 24%.

Физические свойства горных пород – в практике разведочной и промышленной геофизики называют такие свойства горных пород, на изучении которых основываются геофизические методы разведки.

К основным Ф. с. г. п. относятся: плотность, скорость распространения упругих волн, магнитная восприимчивость, удельное электрическое сопротивление, диэлектрическая постоянная, радиоактивность, электрохимическая активность, теплопроводность.

Для целей геофизики необходимо знать связь между физическими и литолого-петрографическими свойствами горных пород и распределение физических свойств пород по разрезу и площади.

Фильтрация – движение жидкостей и газов в пористой (либо трещиноватой) среде. Скорость фильтрации определяется объемным расходом жидкости через единицу площади поперечного сечения пласта и пропорциональна градиенту давления, проницаемости породы и обратно пропорциональна вязкости фильтрующейся через породу жидкости. Скорость Ф. всегда меньше истинной скорости движения жидкости.

Флюид – любое вещество, поведение которого при деформации может быть описано законами механики жидкостей. В нефтегазовом деле под флюидом, как правило, понимают пластовые газ, нефть и воду.

Фонтанная эксплуатация – способ эксплуатации скважин или пластов, при котором нефть изливается из скважины либо исключительно за счет пластовой энергии, либо при восполнении затрачиваемой пластовой энергии извне – путем поддержания в залежи пластового давления нагнетанием воды за контур нефтеносности или газа в «газовую шапку».

Формула Дюпюи – определяет дебит гидродинамически совершенной скважины при плоско-радиальном подтоке к ней однородной несжимаемой жидкости в условиях напорного режима и линейного закона фильтрации:

$$Q_r = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}};$$

где k – коэффициент проницаемости, *дарси*; h – мощность пласта, *см*; p_k и p_c – давление на контуре питания и в скважине, *ат*; R_k и R_c – радиусы контура питания и скважины, *см*; μ – вязкость жидкости, *сантипуазы*; Q_r – дебит скважины, *см³/сек*.

Штуцер – устройство для создания локального сопротивления в трубопроводе с целью уменьшения расхода жидкости или газа.

Устьевая арматура скважины часто оборудуется сменными дискретными или плавно регулируемые штуцерами. Штуцер является основным способом регулирования режима работы фонтанной скважины.

Известны также забойные штуцера, повышающие эффективность работы скважинного лифта.

Эффективная мощность нефтеносного горизонта – суммарная мощность в нефтеносном горизонте прослоев пород (обычно песчаников), по которым возможно перемещение нефти.

Эффективная (динамическая) пористость – пористость нефтяного пласта, выраженная отношением суммарной величины объема пор, заполненных нефтью, к общей пористости пород, составляющих данный нефтяной пласт.

Эффективная (фазовая) проницаемость – проницаемость пористой среды для какой-либо жидкости или газа при одновременном наличии в породе смеси их (газ–нефть, вода–нефть, газ–нефть–вода). Э. п. породы для данной жидкости или газа зависит от степени насыщенности пор породы этой жидкостью или газом.

Приложения

Единицы физических величин

На данный момент для физических величин обязательным является использование Международной системы единиц (далее по тексту международное сокращенное название – SI, в русской транскрипции – СИ (укр. – СИ)), также десятичных кратных и дольных от них

В мире единицы СИ приняты в 1960 г. XI-ой Генеральной конференцией по мерам и весам (ГКМВ) и уточнены на ее последующих заседаниях. Наименование, обозначение и правила использования единиц СИ в Украине и Российской Федерации определены в ГОСТ 8.417-81.

Основные и дополнительные единицы СИ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные и дополнительные единицы СИ

Величина		Единица измерения	
Название	Обозначение	Название	Сокращение
Основные			
Длина	L, l	метр	m
Масса	M, m	килограмм	kg
Время	T, t	секунда	s
Сила электрического тока	I	ампер	A
Термодинамическая температура	θ	кельвин	K
Количество вещества	N	моль	mol
Сила света	J	кандела	cd
Дополнительные			
Плоский угол	-	радиан	rad
Телесный угол	-	стерадиан	sr

Производные единицы образуются из основных и дополнительных единиц СИ (см. табл. 2). Ряд производных единиц, имеющих специальное название, представлен в таблице 3. Ряд производных единиц СИ со специальным названием также используют для образования других производных единиц (см. табл. 4).

Таблица 2 – Производные единицы СИ, название которых образовывается из основных и дополнительных единиц

Название величины	Единица измерения	
	Название	Обозначение
Площадь	квадратный метр	m^2
Объем	кубический метр	m^3
Скорость	метр в секунду	m/c
Угловая скорость	радиан в секунду	$рад/c$
Ускорение	метр в секунду в квадрате	m/c^2
Угловое ускорение	радиан в секунду в квадрате	$рад/c^2$
Плотность	килограмм на кубический метр	$кг/м^3$
Удельный объем	кубический метр на килограмм	$м^3/кг$
Плотность электрического тока	ампер на квадратный метр	$A/м^2$
Напряжение магнитного поля	ампер на метр	$A/м$

Таблица 3 – Производные единицы СИ со специальным названием

Название величины	Единица измерения		
	Название	Обозначение	Выражение через основные и дополнительные единицы СИ
Частота	герц	$Гц$	$1/c$
Сила, вес	ньютон	H	$\frac{кг \cdot м}{c^2}$
Давление, модуль упругости механическое напряжение,	паскаль	$Па$	$\frac{кг}{м \cdot c^2}$
Энергия, работа, количество теплоты	джоуль	$Дж$	$\frac{кг \cdot м^2}{c^2}$
Мощность, поток энергии	ватт	$Вт$	$\frac{кг \cdot м^2}{c^3}$
Электрический заряд	кулон	$Кл$	$c \cdot A$
Электрическое напряжение, разность электрических потенциалов, электрический потенциал, электродвижущая сила	вольт	B	$\frac{кг \cdot м^2}{A \cdot c^3}$
Электрическая емкость	фарад	Φ	$\frac{A^2 \cdot c^4}{м^2 \cdot кг}$
Электрическое сопротивление	ом	$Ом$	$\frac{кг \cdot м^2}{A^2 \cdot c^3}$
Электропроводность	сименс	$См$	$\frac{A^2 \cdot c^3}{м^2 \cdot кг}$
Поток магнитной индукции, магнитный поток	вебер	$Вб$	$\frac{кг \cdot м^2}{A \cdot c^2}$
Плотность магнитного потока, магнитная индукция	тесла	$Тл$	$\frac{кг}{A \cdot c^2}$
Индуктивность	генри	$Гн$	$\frac{кг \cdot м^2}{A^2 \cdot c^2}$

Таблица 4 – Производные единицы СИ, образованные из производных единиц, имеющих специальное название

Название величины	Единица измерения		
	Название	Обозначение	Выражение через основные и дополнительные единицы СИ
Момент силы	ньютон-метр	<i>Н·м</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{с^2}$
Поверхностное натяжение	ньютон на метр	<i>Н/м</i>	$\frac{кг}{с^2}$
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	<i>Па·с</i>	$\frac{кг \cdot м}{с}$
Пространственная плотность электрического заряда	кулон на кубический метр	<i>Кл/м³</i>	$\frac{А \cdot с}{м^3}$
Электрическое смещение	кулон на квадратный метр	<i>Кл/м²</i>	$\frac{А \cdot с}{м^2}$
Напряженность электрического поля	вольт на метр	<i>В/м</i>	$\frac{кг \cdot м}{А \cdot с^3}$
Абсолютная диэлектрическая проницаемость	фарад на метр	<i>Ф/м</i>	$\frac{А^2 \cdot с^4}{м^3 \cdot кг}$
Удельная энергия	джоуль на килограмм	<i>Дж/кг</i>	$\frac{м^2}{с^2}$
Теплоемкость системы, энтропия системы	джоуль на кельвин	<i>Дж/К</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{с^2 \cdot К}$
Удельная теплоемкость, удельная энтропия	джоуль на килограмм-кельвин	<i>Дж/кг·К</i>	$\frac{м^2}{с^2 \cdot К}$
Поверхностная плотность потока энергии	ватт на квадратный метр	<i>Вт/м²</i>	$\frac{кг}{с^3}$
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	<i>Вт/м·К</i>	$\frac{кг \cdot м}{К \cdot с^3}$

Установленные правила обозначения десятичных кратных и дольных единиц и их названия, а также обозначение с помощью множителей и приставок представлены в таблице 5. Присоединение к названию единиц двух или более приставок подряд не допускается.

В научно-технической литературе используют разные системы единиц физических величин: СГС, МТС, МКГСС, МКС и другие. Соотношения некоторых единиц этих систем с единицами системы СИ приведены в таблицах 6, 7, 8.

Таблица 5 – Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименований

Множитель	Приставка	Обозначение	Множитель	Приставка	Обозначение
10 ¹⁸	экса	<i>E</i>	10 ⁻¹⁸	атто	<i>a</i>
10 ¹⁵	пэта	<i>P</i>	10 ⁻¹⁵	фемто	<i>f</i>
10 ¹²	тэра	<i>T</i>	10 ⁻¹²	пико	<i>p</i>
10 ⁹	гига	<i>G</i>	10 ⁻⁹	нано	<i>n</i>
10 ⁶	мега	<i>M</i>	10 ⁻⁶	микро	<i>μк</i>
10 ³	кило	<i>к</i>	10 ⁻³	мили	<i>м</i>
10 ²	гекто	<i>г</i>	10 ⁻²	санти	<i>с</i>
10 ¹	дека	<i>да</i>	10 ⁻¹	деци	<i>д</i>

Таблица 6 – Соотношение между единицами силы

Единица измерения		Дина	Ньютон	сн	кгс
Название и определение	Обозначение				
Дина (сила, дающая телу массой 1 кг ускорение 1 см/с ²)	дина $\left(\frac{кг \cdot см}{с^2}\right)$	1	10 ⁻⁵	10 ⁻⁸	1,02·10 ⁻⁶
Ньютон (сила, дающая телу массой 1 Н ускорение 1 м/с ²)	Н $\left(\frac{кг \cdot м}{с^2}\right)$	10 ⁵	1	10 ⁻³	0,1019
Стен (сила, дающая телу массой 1 т ускорение 1 м/с ²)	сн $\left(\frac{т \cdot м}{с^2}\right)$	10 ⁸	10 ³	1	101,97
Килограмм сила (сила, дающая телу массой 1 кг ускорение 9,81 м/с ²)	кгс $\left(\frac{кг \cdot 9,81 м}{с^2}\right)$	9,81·10 ⁵	9,81	9,81·10 ⁻³	1
Паундаль, <i>pdl</i> (ам., англ.)=0,138255Н Килопонд, <i>k pdl</i> (ам., англ.)=9,08666Н Тонна – сила длинная, <i>tonf</i> (англ.)=9,96402·10 ³ Н Тонна – сила короткая, <i>tonf</i> (ам.)=8,89644·10 ³ Н Фунт-сила, <i>lbf</i> (ам., англ.)=4,44822Н Унция-сила, <i>jzf</i> (ам., англ.)=0,278014Н					

Таблица 7 – Соотношение между единицами давления (напряжения)

Единица измерения		<i>Па</i>	<i>мм.вод.ст.</i>				
Название	Обозначение	$\left(\frac{H}{M^2}\right)$	$\left(\frac{KZC}{M^2}\right)$	<i>атм</i>	<i>ат (кгс/см²)</i>	<i>торр (мм.рт.ст.)</i>	<i>(кгс/мм²)</i>
Паскаль – ньютон на квадратный метр	$Па \left(\frac{H}{M^2}\right)$	1	0,10197	$9,87 \cdot 10^{-6}$	$1,02 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-3}$	$1,02 \cdot 10^{-7}$
Килограмм сила на квадратный метр (миллиметр водного столба)	<i>мм.вод.ст.</i> $\left(\frac{KZC}{M^2}\right)$	9,87	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	10^{-4}	$7,356 \cdot 10^{-2}$	10^{-6}
Атмосфера физическая	<i>атм</i>	$1,0133 \cdot 10^5$	$1,0133 \cdot 10^4$	1	1,0133	$7,6 \cdot 10^2$	$1,0133 \cdot 10^{-2}$
Атмосфера техническая (килограмм силы на квадратный сантиметр)	<i>ат (кгс/см²)</i>	$9,87 \cdot 10^4$	10^4	0,96784	1	$7,356 \cdot 10^2$	10^{-2}
Торр – миллиметр ртутного столба	<i>торр (мм.рт.ст.)</i>	$1,3332 \cdot 10^2$	13,595	$1,3157 \cdot 10^{-3}$	$1,359 \cdot 10^{-3}$	1	$1,359 \cdot 10^{-5}$
Килограмм сила на миллиметр квадратный	<i>(кгс/мм²)</i>	$9,87 \cdot 10^6$	10^6	101,33	100	$7,356 \cdot 10^3$	1
Фунт сила на квадратный ярд <i>ldf/yd²</i> (ам., англ.)= $5,32$ Па (Н/м²) Фунт сила на квадратный фунт <i>ldf/ft²</i> (ам., англ.)= $47,8803$ Па (Н/м²) Фунт сила на дюйм <i>ldf/in²</i> (ам., англ.)= $68,9476$ Па (Н/м²) Паундаль на квадратный фут <i>pdf/ft²</i> (ам., англ.)= $1,48816$ Па (Н/м²) Тонна-сила на квадратный фут <i>tonf/ft²</i> (ам.)= $10725,2$ Па (Н/м²) Дюйм водного столба, <i>inH₂O</i> (ам., англ.)= $249,089$ Па (Н/м²) Дюйм ртутного столба, <i>inHg</i> (ам., англ.)= $3386,39$ Па (Н/м²)							

Таблица 8 – Соотношение между единицами длины

Единица измерения		<i>А</i>	<i>мм</i>	<i>мкм</i>	<i>мм</i>	<i>см</i>	<i>м</i>	<i>дм (in)</i>
Название	Обозначение							
Ангстрем	<i>А</i>	1	0,1	10^{-4}	10^{-7}	10^{-8}	10^{-10}	$0,39 \cdot 10^{-8}$
Нанометр (миллимикрон)	<i>мм</i>	10	1	10^{-3}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-9}	$0,39 \cdot 10^{-9}$
Микрометр (микрон)	<i>мкм</i>	10000	1000	1	10^{-3}	10^{-4}	10^{-6}	$0,39 \cdot 10^{-4}$
Миллиметр	<i>мм</i>	10^7	10^6	1000	1	0,1	0,001	0,03937
Сантиметр	<i>см</i>	10^8	10^7	10^4	10	1	0,01	0,3937
Метр	<i>м</i>	10^{10}	10^9	10^7	1000	100	1	39,37
Дюйм	<i>дм (in)</i>	$2,54 \cdot 10^8$	$2,54 \cdot 10^7$	$2,54 \cdot 10^4$	25,4	2,54	$2,54 \cdot 10^{-2}$	1
Мил, <i>mil</i> (ам., англ.)= $2,54 \cdot 10^{-5}$ м Калибр, <i>cl</i> (ам., англ.)= $0,0000254$ м Линия малая, <i>l</i> (ам., англ.)= $2,11710^{-3}$ м Линия большая, <i>lgr</i> (ам., англ.)= $0,00254$ м Дюйм, <i>in</i> (ам., англ.)= $0,0254$ м Фут, <i>ft</i> (ам., англ.)= $0,3048$ м Ярд, <i>yd</i> (ам., англ.)= $0,9144$ м Миля законная, <i>mile</i> (ам.)= $1609,34$ м Миля морская, <i>n. mile</i> (ам.)= 1852 м Миля морская, <i>n. mile</i> (англ.)= $1853,18$ м								