



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»**

Система стандартизации ОАО «Газпром»

**ИНСТРУКЦИЯ  
ПО КОМПЛЕКСНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ  
ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН  
Часть I**

Р Газпром 086-2010

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

МОСКВА 2011



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»**

---

**РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ**

**ИНСТРУКЦИЯ  
ПО КОМПЛЕКСНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ  
ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**

**Часть I**

Экземпляр  
ООО «Газпром ПХГ»

Контрольный  
экземпляр

**Р Газпром 086-2010**

*Издание официальное*

---

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»**

**Общество с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт природных газов  
и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ»**

**Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»**

**Москва 2011**

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ	Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»
2 ВНЕСЕНЫ	Управлением промысловой геологии и разработки месторождений Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром»
3 УТВЕРЖДЕНЫ	распоряжением ОАО «Газпром» от 05 августа 2010 г. № 229
4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ	

© ОАО «Газпром», 2010  
© Разработка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009  
© Оформление ООО «Газпром экспо», 2011

*Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»*



## Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки .....	1
3	Термины, определения, сокращения и обозначения .....	4
4	Общие положения .....	9
5	Общие сведения об исследованиях скважин .....	11
5.1	Цель и задачи исследований скважин .....	11
5.2	Назначение исследований скважин .....	12
5.3	Методы определения параметров и характеристик скважины, пласта и насыщающих его флюидов .....	17
5.4	Классификация и периодичность исследований скважин .....	18
6	Свойства и основные параметры природного газа и газоконденсатных смесей .....	20
6.1	Состав и основные свойства компонентов природного газа.....	21
6.2	Физические свойства газа.....	26
6.3	Фазовое состояние природных углеводородных систем .....	35
6.4	Гидраты природного газа.....	37
7	Методы определения параметров скважины — давления, температуры, дебита .....	38
7.1	Расчет давления на забое скважины.....	39
7.2	Расчет температуры по стволу скважины.....	62
7.3	Определение дебитов газовых скважин .....	64
8	Газогидродинамические исследования скважин .....	67
8.1	Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям.....	68
8.2	Исследование скважин при установившемся режиме фильтрации газа.....	70
8.3	Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации .....	90
8.4	Особенности исследований скважин в различных условиях .....	98
8.5	Установление технологического режима работы скважины .....	105
9	Исследование газоконденсатных месторождений на газоконденсатность.....	109
9.1	Методы промысловых исследований на газоконденсатность и критерии их применения .....	110
9.2	Обеспечение надежности параметров газоконденсатной характеристики .....	116
9.3	Замер конденсатогазового фактора и отбор проб конденсата и газа сепарации .....	124
9.4	Лабораторные исследования газа и конденсата.....	133

9.5 Определение потенциального содержания конденсата газового стабильного и других компонентов пластового газа.....	143
9.6 Лабораторные термодинамические исследования газоконденсатных систем .....	145
10 Устройства и комплексы для исследования скважин.....	150
10.1 Приборы и аппаратура для измерения давления и температуры.....	150
10.2 Устройства для измерения дебита скважины .....	164
10.3 Оборудование для спуска глубинных приборов .....	175
10.4 Сепарационные замерные установки .....	180
10.5 Оборудование для отбора поверхностных проб газа и конденсата.....	185
11 Меры предосторожности при исследованиях скважин и рекомендации по охране окружающей среды .....	187
11.1 Общие рекомендации по охране окружающей среды .....	187
11.2 Свойства вредных веществ и их воздействие на человека .....	188
11.3 Оказание доврачебной помощи пострадавшим .....	191
11.4 Правила безопасности в процессе проведения исследования скважин и условия допуска к работе .....	193
11.5 Правила безопасности при отборе проб и лабораторных анализах.....	195
11.6 Общие требования к безопасности при использовании устройств и комплексов для исследований скважин .....	196
11.7 Специальные требования к исследованиям скважин на сероводородосодержащих месторождениях .....	197
11.8 Правила безопасности при работе с ингибиторами гидратообразования.....	198
11.9 Соблюдение мер пожарной безопасности.....	199
11.10 Средства защиты работников.....	199
12 Порядок оформления документов при подготовке, проведении и представлении результатов исследований скважин .....	200
12.1 Планирование и подготовка исследования скважины .....	200
12.2 Требования к оформлению и хранению результатов исследований скважин.....	202
Приложение А (справочное) Нормативная база комплексных исследований скважин .....	205
Приложение Б (справочное) Внесистемные единицы измерения .....	214
Приложение В (справочное) Примеры составления актов о результатах исследования скважин .....	221
Библиография.....	231

## Введение

Проведение исследований газовых и газоконденсатных скважин и обработка полученных данных до настоящего времени регламентировались Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (под редакцией Г.А. Зотова и З.С. Алиева), разработанной ООО «ВНИИГАЗ» в 1979 г., утвержденной Мингазпром СССР 14 июня 1979 г. и изданной в 1980 г. (далее — Инструкция [1]).

За период, прошедший с момента введения Инструкции в действие, выполнено большое количество работ по исследованию скважин и накоплен значительный опыт их проведения и обработки результатов, в связи с чем возникла необходимость по результатам проведенного анализа и обобщения имеющихся знаний, опыта разработать новый нормативный документ ОАО «Газпром» в статусе «Рекомендации»: Р Газпром «Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин» (далее — Рекомендации).

По результатам апробации Рекомендаций на практике на их основе может быть подготовлен комплекс стандартов ОАО «Газпром» в области комплексных исследований газовых и газоконденсатных скважин.

Рекомендации состоят из двух частей, изданных в двух томах: часть I — собственно Инструкция; часть II — методические указания по ее применению.

При подготовке, проведении и обработке результатов исследований скважин, в том числе с использованием компьютерных программ, следует применять часть I.

Часть II является вспомогательной и включает рекомендации по решению вопросов для конкретных условий различных месторождений (залежей).

Элементы «Предисловие», «Введение», «Библиография», «Библиографические данные», разделы «Область применения», «Нормативные ссылки», «Термины, определения, сокращения и обозначения» являются едиными для обеих частей и расположены в части I.

Редакционная коллегия: В.И. Маринин, Д.В. Люгай, З.С. Алиев. Под общей редакцией Г.А. Ланчакова. Авторский коллектив в составе: С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев, Т.Д. Островская, С.Г. Рассохин, Ф.Р. Билалов, Ю.М. Фриман, А.Н. Волков, С.А. Заночуев, Э.Б. Бухгалтер, Г.С. Аكوпова, Ю.М. Корчажкин, Н.М. Парфенова, Ю.А. Перемышцев, А.Е. Рыжов, А.Л. Терехов, Б.О. Будников, А.А. Тимакин, Н.И. Ходеева, В.Г. Ильницкая, Л.Н. Корчажкина, А.В. Минин, И.А. Гриценко, Г.С. Федорова, Т.П. Анненкова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»); Д.А. Макаров, А.А. Ребриков, А.И. Ермолаев, Б.Е. Сомов (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина); А.И. Пономарев, А.В. Кошелев, В.А. Ставицкий, Э.Т. Стройный, Г.С. Ли, А.А. Торошин, Г.М. Сытник, В.А. Мыльцев, М.Г. Жариков, Т.А. Жабская, О.А. Шигидин (ООО «Газпром добыча Уренгой»); В.Ф. Новопашин (ООО «ТюменНИИгипрогаз»); С.Е. Ершов (Департамент по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром»).



**РЕКОМЕНДАЦИИ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»**

---

**ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЛЕКСНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ ГАЗОВЫХ  
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. Часть I**

---

Дата введения – 2011-04-29

## **1 Область применения**

Настоящие рекомендации устанавливают цель, задачи, назначение исследований скважин, их классификацию и периодичность, а также структуру, содержание и оформление результатов работ по исследованию скважин при разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений, создании и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Настоящие рекомендации предназначены для специалистов Группы Газпром, занимающихся вопросами организации, планирования, проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин и обработкой результатов этих исследований, в том числе:

- для пользователей недр;
- организаций, ведущих геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья, сооружение и эксплуатацию подземных хранилищ газа;
- сервисных организаций, выполняющих исследования и работы в скважинах;
- организаций, создающих новые методы, технику и технологию исследований и работ в скважинах;
- организаций, разрабатывающих проектно-технологическую документацию для геологического изучения и использования недр;
- организаций, проводящих аудит запасов углеводородного сырья.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.053-73 Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры, мановакуумметры, вакуумметры, напорометры, тягонапорометры, тягомеры с пневматическими выходными сигналами. Методы поверки

ГОСТ 8.586.1-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.3-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.5-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 400-80 Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия

ГОСТ 1050-88 Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия

ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 3845-75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 4543-71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия

ГОСТ 5066-91 Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации

ГОСТ 5152-84 Набивки сальниковые. Технические условия

ГОСТ 5520-79 Прокат листовой из углеродистой низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия

ГОСТ 5632-72 Стали высоколегированные и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки

ГОСТ 6238-77 Трубы обсадные и колонковые для геолого-разведочного бурения и nipple к ним. Технические условия

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле

ГОСТ 7372-79 Проволока стальная канатная. Технические условия

ГОСТ 11011-85 Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2

ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 18482-79 Трубы прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия

ГОСТ 18829-73 Кольца резиновые уплотнительные круглого сечения для гидравлических и пневматических устройств. Технические условия

ГОСТ 18917-82 Газ горючий природный. Методы отбора проб

ГОСТ 18995.2-73 Продукты химические жидкие. Метод определения показателя преломления

ГОСТ 19121-73 Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе

ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка

ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ 22524-77 Пикнометры стеклянные. Технические условия

ГОСТ 23781-87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава

ГОСТ 28919-91 Фланцевые соединения устьевого оборудования. Типы, основные параметры и размеры

ГОСТ Р 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 51330.0-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ Р 51330.1-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка»

ГОСТ Р 51330.10-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь *i*

ГОСТ Р 51689-2000 Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные мощностью от 0,12 до 400 кВт включительно. Общие технические требования

СТО Газпром 041-2008 Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения

СТО Газпром 2-2.3-143-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах добычи, транспорта и ПХГ ОАО «Газпром»

СТО Газпром 3.1-2-008-2008 Методика отбора проб многофазных потоков на устье скважин, кустовой замерной установки, установок промысловой подготовки

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины, определения, сокращения и обозначения

3.1 В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **газ газовых шапок:** Природный углеводородный газ газонефтяных (нефтегазовых) залежей, находящийся в газовой фазе над нефтью в равновесном состоянии.

3.1.2 **газ дегазации:** Газ, выделившийся при дегазации конденсата газового нестабильного.



**3.1.3 газогидродинамические методы исследования скважин:** Комплекс мероприятий по изучению параметров и характеристик скважины и призабойной зоны пласта по данным измерения в скважине термобарических и других величин (давлений, температур, дебитов).

**3.1.4 конденсат газовый:** Жидкая смесь, состоящая из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава, содержащая также примеси неуглеводородных компонентов, получаемая в технологическом процессе разделения газоконденсатной смеси.

**П р и м е ч а н и я**

1 В зависимости от степени разделения и переработки газоконденсатной смеси конденсат газовый подразделяют на нестабильный и стабильный.

2 В отдельных случаях при прорыве газовой фазы в нефтяную оторочку технологически возможно попадание примеси нефти в конденсат, добываемый через газоконденсатные скважины.

[СТО Газпром 041-2008 , пункт 3.11].

**3.1.5 газоконденсатная залежь:** Залежь, содержащая смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, из которой при снижении давления выделяется жидкая углеводородная фаза — газовый конденсат.

**3.1.6 газоконденсатная характеристика:** Совокупность параметров, характеризующих газоконденсатную систему.

**3.1.7 газоконденсатные исследования:** Комплекс мероприятий по изучению газоконденсатной характеристики.

**3.1.8 газ сепарации:** Газ, получаемый на выходе сепаратора в процессе разделения продукции скважин.

**3.1.9 геологическая модель:** Аналог месторождения (залежи, эксплуатационного объекта), представляющий продуктивные пласты и вмещающую их геологическую среду.

**3.1.10 геолого-фильтрационная модель:** Модель, созданная на основе количественных геологических и фильтрационных характеристик продуктивных пластов.

**3.1.11 глубинная проба:** Образец пластового флюида, отобранный из скважины при давлении и температуре на глубине залегания пласта, соответствующий по составу пластовому флюиду.

**3.1.12 глубинный пробоотборник:** Скважинный прибор для отбора глубинных проб пластового флюида.

**3.1.13 давление максимальной конденсации пластового газа:** Равновесный параметр фазовых переходов пластовой газоконденсатной системы, при котором прекращается процесс ретроградной конденсации и при дальнейшем снижении пластового давления происходит процесс прямого испарения выпавшего в пласте конденсата газового нестабильного.

3.1.14 **давление начала конденсации:** Давление, при котором из газовой фазы начинает выделяться (конденсироваться) жидкость.

3.1.15 **дегазированный конденсат:** Конденсат газовый нестабильный, из которого при стандартных условиях удалены газообразные компоненты.

3.1.16 **депрессия на пласт:** Перепад между пластовым и забойным давлениями.

3.1.17 **дифференциальная конденсация:** Процесс, моделирующий фазовое поведение газоконденсатной системы в установке фазовых равновесий при изотермическом снижении давления путем выпуска газа.

3.1.18 **извлекаемые запасы:** Часть геологических запасов, извлечение которых из недр экономически эффективно при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи при условии соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

3.1.19 **конденсат газовый нестабильный:** Конденсат газовый, содержащий в растворенном виде газообразные углеводороды и направляемый на переработку с целью выделения углеводородов  $C_1$ – $C_4$  и очистки от примесей (воды, хлористых солей, сернистых и других соединений), отвечающий требованиям соответствующего стандарта.

[СТО Газпром 041-2008, пункт 3.11.1].

3.1.20 **конденсат газовый стабильный:** Конденсат газовый, состоящий преимущественно из пентанов и более тяжелых углеводородов, получаемый в ходе технологических процессов переработки конденсата газового нестабильного (выделения углеводородов  $C_1$ – $C_4$  и очистки от примесей воды, хлористых солей, сернистых и других соединений) и отвечающий требованиям соответствующего стандарта.

[СТО Газпром 041-2008, пункт 3.11.3].

3.1.21 **конденсатогазовый фактор:** Отношение объема конденсата газового нестабильного или конденсата газового стабильного к объему газа сепарации.

3.1.22 **контактная конденсация:** Процесс, моделирующий фазовое поведение газоконденсатной системы в установке фазовых равновесий при изотермическом снижении давления путем увеличения объема установки PVT.

3.1.23 **контейнер:** Емкость для транспортировки и длительного хранения глубинной пробы пластового флюида.

3.1.24 **контрольные скважины:** Скважины наблюдательные, пьезометрические.

3.1.25 **коэффициент извлечения газа:** Отношение извлекаемых запасов газа к его геологическим (балансовым) запасам.

**3.1.26 коэффициент извлечения конденсата газового стабильного из недр:** Отношение извлекаемых запасов конденсата газового стабильного к балансовым запасам конденсата газового стабильного.

**3.1.27 коэффициент усадки конденсата:** Отношение объема (массы) конденсата газового стабильного к конденсату газовому нестабильному (в объемном или массовом выражении).

**3.1.28 лабораторные исследования кернов и проб пластовых флюидов:** Изучение свойств природных коллекторов и насыщающих их углеводородных систем, воды и газов, а также процессов, связанных с их взаимодействием.

**3.1.29 малая термостатируемая сепарационная установка:** Сепаратор, в который при газоконденсатных исследованиях подается часть потока.

**3.1.30 месторождение углеводородов:** Совокупность залежей углеводородов, контролируемых единым структурным элементом и заключенных в недрах одной и той же площади.

**3.1.31 минимально необходимый дебит:** Дебит, при котором сохраняется устойчивый вынос жидкости из ствола скважины.

**3.1.32 молярная доля газа сепарации в пластовом газе:** Отношение объема газа сепарации к объему пластового газа.

**3.1.33 молярная доля «сухого» газа в пластовом газе:** Отношение объема «сухого» газа к объему пластового газа.

**3.1.34 насыщенная газоконденсатная система:** Углеводородная система, давление начала конденсации которой равно пластовому давлению.

**3.1.35 недонасыщенная газоконденсатная система:** Углеводородная система, давление начала конденсации которой ниже пластового давления.

**3.1.36 нефтегазоконденсатная залежь:** Залежь, содержащая газоконденсатную шапку и нефтяную оторочку подчиненного значения.

**3.1.37 пластовая газоконденсатная система:** Смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, находящихся в пласте в газовом состоянии.

**3.1.38 пластовые потери конденсата:** Конденсат газовый нестабильный, выделившийся в пласте или при моделировании в установке фазовых равновесий из однофазной газоконденсатной системы при изотермическом снижении давления ниже давления начала конденсации.

**3.1.39 пластовые условия:** Термобарические условия (давление и температура) нахождения флюидов в пласте.

**3.1.40 пластовый газ добываемый:** Смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, извлекаемая из недр на поверхность в процессе разработки месторождения.

**3.1.41 полнопоточная сепарационная установка:** Сепаратор с обвязкой, через который проходит вся продукция скважины.

**3.1.42 потенциальное содержание конденсата газового стабильного в газе:** Содержание углеводородов  $C_5H_{12+в}$  в граммах на кубометр газа («сухого», пластового или сепарации).

**3.1.43 режим истощения залежи:** Разработка залежи углеводородов в режиме естественного истощения пластовой энергии.

**3.1.44 рекомбинированная проба пластового газа:** Проба, составленная в лабораторных условиях из промысловых проб газа сепарации и нестабильного конденсата.

**3.1.45 скважина:** Цилиндрическая горная выработка, обсаженная зацементированной колонной, соединяющая залежь с земной поверхностью и предназначенная для доставки на поверхность земли газа, конденсата и воды или для нагнетания в пласт различных агентов.

**3.1.46 стандартные условия:** Температура 293,15 К; давление 0,1013 МПа.

**3.1.47 «сухой» газ:** Смесь углеводородов группы  $CH_4 - C_4H_{10}$  и неуглеводородных компонентов, находящихся в газообразном состоянии при стандартных условиях.

**3.1.48 технологический режим работы скважины:** Совокупность параметров, характеризующих устойчивую работу скважины с подачей продукции в газосборную сеть и устанавливаемых с учетом различных ограничений.

**3.1.49 установка фазовых равновесий:** Устройство для исследования фазового состояния и поведения пластовых углеводородных систем при моделировании разработки газоконденсатной залежи.

**3.1.50 фильтрационно-емкостные свойства:** Способность горной породы аккумулировать и фильтровать пластовые флюиды при создании в ней градиента давления.

**3.1.51 эксплуатационный объект:** Один или несколько продуктивных пластов, разрабатываемых единой сеткой скважин.

**3.2** В настоящих рекомендациях использованы следующие сокращения и обозначения:

$P_{МК}$  — давление максимальной конденсации пластового газа;

$P_{НК}$  — давление начала конденсации;

$PVT$  — установка для исследований фазовых равновесий углеводородных систем;

АВПД — аномально высокое пластовое давление;

ГДИС — газогидродинамические методы исследования скважин;

ГЖК — газожидкостной контакт;

ГИС – геофизические исследования в скважинах;

ГКИ – газоконденсатные исследования;

ГКНЗ – газоконденсатно-нефтяная залежь;

ГКХ – газоконденсатная характеристика;

ГС – горизонтальная скважина;

ДИКТ – диафрагменный измеритель критического течения (устройство для определения дебита газа);

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ИД – индикаторная диаграмма;

КВД – кривая восстановления давления;

КГН – конденсат газовый нестабильный;

КГС – конденсат газовый стабильный ( $C_5H_{12+B}$ );

КГФ – конденсатогазовый фактор;

КИК – коэффициент извлечения конденсата;

КСДД – кривые стабилизации давления и дебита;

МД<sub>ГС</sub> – молярная доля газа сепарации в пластовом газе;

МД<sub>СУХ</sub> – молярная доля «сухого» газа в пластовом газе;

МНД – минимально необходимый дебит;

МТСУ – малая термостатируемая сепарационная установка;

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация;

ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель;

ПХГ – подземное хранилище газа;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

#### 4 Общие положения

Целью исследования скважины является получение информации о термобарических параметрах газа (пластового углеводородного сырья), на основе использования которых определяются продуктивная характеристика скважины, свойства пластового флюида и фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны скважины и прилегающих участков продуктивного пласта.

Специфика конкретного месторождения определяет направленность и назначение исследований скважин.

Для определения параметров и характеристик скважины, пласта и насыщающих его флюидов применяются как газогидродинамические, так геофизические и лабораторные ме-

тоды исследований. Указанные методы дополняют друг друга, позволяют получить наиболее обоснованную информацию и выявить связь между отдельными параметрами и влияющими на них факторами.

Преимуществом газогидродинамических методов является получение характеристик не только в ограниченной призабойной зоне скважины, но и в прилегающих участках продуктивного пласта.

Методы определения параметров и характеристик пласта и насыщающих его флюидов подразделяются на две группы: прямые и косвенные.

Комплексное использование прямых и косвенных методов позволяет повысить надежность и достоверность определения параметров, необходимых при подсчете запасов, проектировании разработки месторождения (залежи) и оперативном управлении разработкой (технологический режим).

Классификация газогидродинамических исследований скважин определяется назначением этих исследований и зависит от поставленных задач. Газогидродинамические исследования скважин подразделяются:

- на первичные;
- текущие;
- специальные.

Периодичность исследований скважин устанавливается в соответствии с проектным документом по разработке, она должна обеспечивать систематический контроль за распределением пластового давления по площади и разрезу в процессе разработки и динамикой ряда других параметров и характеристик, которые необходимо учитывать при авторском сопровождении проекта разработки.

Обязательными условиями и требованиями для исследований скважин являются:

- соблюдение всех действующих правил безопасности при подготовке и проведении исследования, при отборе проб флюидов, при проведении специальных исследований;
- выполнение правил безопасности и охраны окружающей среды при исследовании скважин сероводородсодержащих месторождений, а также в случаях применения метанола для предотвращения гидратообразования;
- обеспечение противопожарных мероприятий при исследовании скважины со сжиганием газа на факеле.

## 5 Общие сведения об исследованиях скважин

Исследования скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения.

К комплексным следует относить исследования, проводимые на газовых и газоконденсатных скважинах с замерами:

- давления;
- температуры;
- дебитов газа и конденсата;
- с отбором проб продукции.

### 5.1 Цель и задачи исследований скважин

Целью исследования скважины является получение информации о термобарических параметрах газа (пластового углеводородного сырья), на основе использования которых определяются:

- продуктивная характеристика скважины;
- свойства пластового флюида;
- фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны скважины и прилегающих участков продуктивного пласта (см. рисунок 5.1).

К числу параметров и характеристик, определяемых либо оцениваемых по результатам комплексных исследований скважин, следует относить:

- термобарические параметры (пластовые, забойные, устьевые давления и температуры);
- гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины;
- условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей с забоя скважины;
- физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, содержание в пластовом флюиде конденсата, воды, отдельных компонентов);
- фазовое состояние пластового флюида и его изменение при движении газа в пласте, стволе скважины и наземных коммуникациях;
- коллекторские и фильтрационные свойства призабойной зоны скважины и прилегающих участков продуктивного пласта (пористость, газонасыщенность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость);
- геометрические характеристики пласта, в частности, толщина пласта, границы зон, размеры экранов и непроницаемых включений;

- технологический режим работы скважины, выбираемый с учетом факторов, ограничивающих ее производительность (разрушение призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и среды, окружающей ствол скважины, неоднородность вскрываемых продуктивных отложений, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции);

- компонентный состав проб сырого конденсата и отсепарированного газа;
- начальное потенциальное содержание конденсата, этана, пропана, бутанов в пластовом газе и прогноз его изменения по мере снижения пластового давления в залежи;
- коэффициент извлечения конденсата (КИК);
- физико-химическая характеристика конденсата и товарная характеристика его целевых фракций.

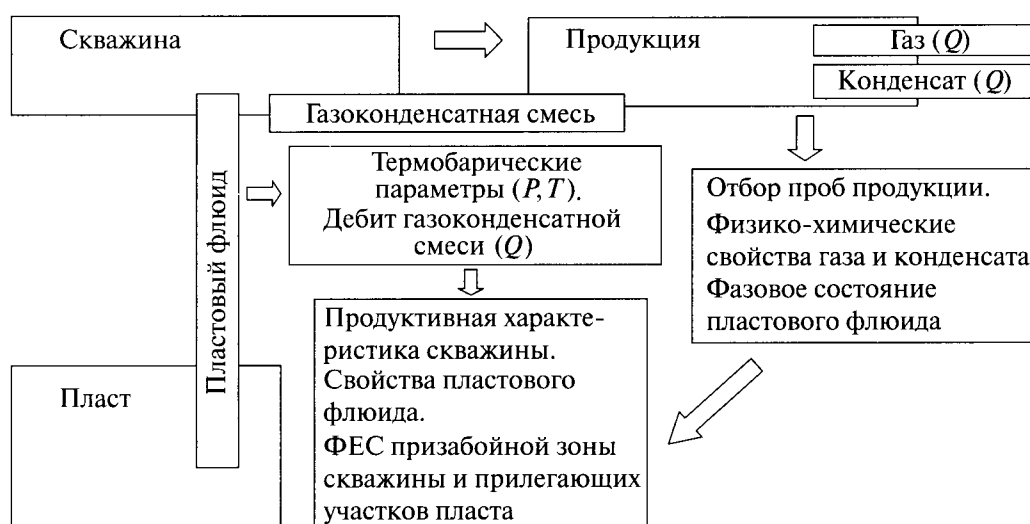


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема параметров и характеристик, определяемых по результатам исследования скважины

Для достижения цели исследования скважины рекомендуется решить следующие задачи:

- обосновать методику и технологию проведения исследования скважины;
- подготовить технику, технологическое оборудование, устройства и комплексы для исследования;
- провести работы на скважине с соблюдением требований безопасности и охраны труда;
- провести обработку полученных данных и интерпретацию результатов исследования.

## 5.2 Назначение исследований скважин

Содержание и назначение исследований газовых и газоконденсатных скважин иллюстрируется схемой (см. рисунок 5.2).



При обосновании методики, технологии и техники проведения исследования скважины, способов обработки полученных данных и интерпретации результатов исследований рекомендуется учитывать:

- стадию освоения месторождения;
- категорию и конструкцию скважины;
- особенности геолого-промысловой характеристики залежи.

Назначение также определяет требуемую точность замеров промысловых параметров и представительность отбираемых проб флюидов.



Рисунок 5.2 – Содержание и назначение исследований

Исследования на стадии разведки залежи следует проводить для получения информации, используемой при подсчете запасов углеводородов и подготовке проектных документов по разработке месторождения.

Исследования на стадии опытно-промышленной эксплуатации следует проводить для получения необходимой дополнительной информации, позволяющей:

- подтвердить или уточнить запасы углеводородов;
- более детально изучить основные свойства пласта и пластовых флюидов;
- оценить стабильность дебитов скважин и др.

Исследования в процессе промышленной разработки необходимы для изучения характера изменения давления по площади и по разрезу залежи, продвижения воды в залежь, изменения параметров пласта, характеристик (свойств) газа, конденсата и воды в процессе разработки, установления перетоков газа, степени истощения отдельных пластов.

В процессе проведения исследования скважины следует выполнять следующие промысловые работы:

- измерение статического давления на устье скважины;
- определение пластового давления расчетным путем по устьевым измерениям статического давления либо путем прямого измерения глубинным манометром;
- определение дебита скважины измерителем критического течения (шайбным или диафрагменным);
- измерение динамического давления на устье;
- определение динамического давления на забое скважины расчетным путем по динамическому давлению на устье либо путем прямого измерения глубинным манометром;
- измерение давления и дебита в процессе их стабилизации на режимах исследования и восстановления давления после закрытия скважины;
- измерение температуры газа на устье, по стволу и на забое скважины при различных дебитах и забойных давлениях;
- определение количества выделившегося сырого конденсата ( $\text{см}^3/\text{м}^3$  газа сепарации);
- определение количества газа дегазации, выделившегося из сырого конденсата при выветривании;
- определение количества и состава выносимой воды и твердых примесей при различных дебитах газа;
- отбор проб газа, конденсата и воды для определения их физико-химических свойств и состава;
- определение наличия коррозионно-активных компонентов в газе и в жидкой фазе.

Исследования разведочных скважин имеют особую значимость для принятия проектных решений по освоению месторождения и должны проводиться с максимальным использованием возможностей определения параметров продуктивной толщи (горизонта, пласта) и пластовых флюидов и их дифференциации по разрезу (поинтервальные исследования). Состав исследований и работ, включая мероприятия по интенсификации притока, следует определять проектом разведки (доразведки).

При проведении исследований добывающих скважин на месторождениях главным является определение и периодическое уточнение их продуктивной характеристики, необходи-

мой для проектирования разработки и планирования добычи углеводородов. Аналогично назначение исследований скважин подземных хранилищ газа, проводимых как в период отбора, так и в период закачки газа в пласт (объект хранения).

Систематические исследования отдельных специально выделенных скважин эксплуатационного и контрольного фонда следует проводить с максимальным использованием возможностей определения параметров пласта и пластового флюида для контроля за разработкой месторождения (эксплуатационного объекта) в целом.

Специфика конкретного месторождения определяет направленность и назначение исследований скважин.

Для месторождений в рыхлых коллекторах по результатам исследований необходимо оценить условия разрушения пород призабойной зоны и выноса песка.

Для плотных карбонатных коллекторов важно оценить изменение продуктивных характеристик в результате проведения работ по интенсификации притока газа (соляно-кислотные и другие обработки).

Для залежей с высоким содержанием конденсата при большом этаже газоносности возможна оценка его изменения по разрезу при сопоставлении исследований скважин, вскрывающих пласт на разных гипсометрических отметках.

Для месторождений сложного состава газа, являющихся базой газохимических комплексов, важна оценка содержания компонентов, составляющих основу ассортимента их товарной продукции.

В зонах вечной мерзлоты важны оценки температурного режима работы скважин и возможности образования гидратов.

При исследованиях горизонтальных скважин принципиально важно оценить степень увеличения их продуктивности по сравнению с вертикальными, расположенными на том же участке залежи.

При исследовании скважин, работающих с отдельным шлейфом либо совместно с другими скважинами (например, при кустовом размещении), необходимо оценить и учесть влияние давления газосборной сети на потенциальную производительность скважин и определяемые параметры и характеристики пласта.

Исследования скважин на газоконденсатность с отбором проб следует проводить на основе промысловых газогидродинамических исследований с целью определения:

- параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата;
- проектирования разработки;

- обустройства месторождений;
- переработки конденсата;
- а также для контроля за разработкой (см. таблицу 5.1).

В соответствии с этим газоконденсатные исследования (ГКИ) делятся на промышленные и лабораторные. В зависимости от стадии освоения месторождения (разведка, опытно-промышленная эксплуатация, промышленная разработка) ГКИ делятся на первичные и текущие.

ГКИ направлены на изучение состава пластового и добываемого газов и их изменения в процессе разработки (по площади и разрезу), физико-химических свойств газа и конденсата, фазового состояния газоконденсатной смеси. Результаты ГКИ позволяют провести физическое моделирование поведения пластовой системы при различных методах разработки залежи.

Таблица 5.1 – Схема использования результатов ГКИ

Направления использования результатов газоконденсатных исследований	
Результат исследований	Рекомендуемые исследования
Подсчет запасов газа и конденсата	<p>Определение количества выделившегося конденсата газового нестабильного (КГН) из газа сепарации (<math>\text{см}^3/\text{м}^3</math>) при отборе проб.</p> <p>Определение компонентного состава проб КГН и газа сепарации.</p> <p>Определение потенциального содержания конденсата газового стабильного (КГС), этана, пропана, бутанов в пластовом газе.</p> <p>Расчет компонентного состава пластового газа.</p> <p>определение коэффициента извлечения конденсата (КИК).</p> <p>Физико-химическая характеристика КГС</p>
Составление проекта разработки месторождения	<p>Балансовые запасы газа и КГС.</p> <p>Начальное потенциальное содержание КГС в пластовом газе.</p> <p>Прогноз изменения потенциального содержания КГС в пластовом газе по мере падения давления в залежи</p>
Составление проекта обустройства промысла	<p>Состав пластового газа до <math>\text{C}_{10+}</math>.</p> <p>Фракционный состав КГС с отбором десятиградусных фракций.</p> <p>Моделирование процесса сепарации добываемого газа в условиях промысла</p>
Контроль за разработкой месторождения	<p>Текущие газоконденсатные исследования с определением состава пластового газа и потенциального содержания КГС в добываемом газе.</p> <p>Комплекс РVT-исследований по уточнению прогнозной кривой изменения потенциального содержания КГС.</p> <p>Физико-химическая характеристика КГС</p>

Окончание таблицы 5.1

Направления использования результатов газоконденсатных исследований	
Результат исследований	Рекомендуемые исследования
Использование КГС	Объемы добываемого КГС. Фракционный состав КГС. Групповой углеводородный состав КГС. Товарная характеристика целевых фракций КГС. Прогноз изменения состава и свойств КГС

### 5.3 Методы определения параметров и характеристик скважины, пласта и насыщающих его флюидов

Для определения вышеуказанных (см. 5.1) параметров и характеристик применяются следующие методы исследований:

- газогидродинамические;
- геофизические;
- лабораторные.

Эти методы дополняют друг друга, позволяют получить наиболее обоснованную информацию (см. рисунок 5.2) и выявить связь между отдельными параметрами и влияющими на них факторами.

Газогидродинамические методы исследований скважин (исследования на установившемся и неуставившемся режимах фильтрации) базируются на измерениях изменяющихся параметров работы скважины на режимах исследования и снятия кривой восстановления давления после ее остановки. Преимуществом этих методов является получение характеристик не только в ограниченной призабойной зоне скважины, но и в прилегающих участках продуктивного пласта.

Параметры, определяемые геофизическими методами, характеризуют участок продуктивного пласта (горизонта, разреза), непосредственно примыкающий к стволу скважины. Эти методы позволяют:

- выделять эффективные и газонасыщенные интервалы;
- выделять кровлю и подошву пласта;
- определять коллекторские и фильтрационные свойства пласта;
- определять положение контакта газ – вода и др.

При использовании дебитометрии и термометрии в процессе разработки месторождения можно выделять работающие интервалы, оценивать дебиты отдельных пропластков, а также техническое состояние скважины и внутрискважинного оборудования.

К лабораторным методам относятся определения фильтрационно-емкостных свойств пластов по образцам пород-коллекторов и физико-химических свойств находящихся в них флюидов по отбираемым пробам.

Примечание — Получаемые при этом количественные характеристики фильтрационно-емкостных свойств пласта (пористость, проницаемость, газонасыщенность) могут существенно отличаться от значений этих параметров в масштабах всего пласта, поэтому не всегда оправдано распространять их на всю залежь. Однако следует отметить, что результаты лабораторных исследований проб продукции скважины, отобранных в процессе ее исследования, могут являться основой для характеристики состава и свойств пластовых флюидов по залежи в целом.

Методы определения параметров и характеристик пласта и насыщающих его флюидов подразделяются на две группы:

- первая группа (прямые методы) направлена на изучение непосредственно образцов породы и получаемой из скважины продукции. К этим методам относятся лабораторное изучение свойств керна и физико-химических свойств пластовых флюидов. В составе прямых методов вспомогательными являются кавернометрия, газовый каротаж, изучение получаемого при бурении шлама из продуктивного разреза;

- вторая группа (косвенные методы) направлена на изучение физических свойств пласта и пластовых флюидов путем установления связи этих свойств с другими параметрами, определяемыми геофизическими и газогидродинамическими методами.

Комплексное использование прямых и косвенных методов позволяет повысить надежность и достоверность определения параметров, необходимых:

- при подсчете запасов;
- моделировании;
- проектировании разработки;
- обустройстве месторождения (залежи);
- контроле и регулировании разработки;
- оперативном управлении режимами эксплуатации скважин (технологический режим).

#### **5.4 Классификация и периодичность исследований скважин**

Классификация исследований скважин определяется назначением этих исследований и зависит от поставленных задач. На разных этапах освоения месторождения (разведка, опытно-промышленная эксплуатация, промышленная разработка, завершающая стадия разработки) требования, предъявляемые к этим исследованиям, различны. Исследования скважин подразделяются:

- на первичные;

- текущие;
- специальные.

Первичные исследования проводятся во всех разведочных и эксплуатационных скважинах.

Примечание — Эти исследования являются основными и обязательными и проводятся в полном объеме.

В разведочных, а в некоторых случаях и в эксплуатационных скважинах, первичные исследования проводятся поинтервально для установления продуктивных характеристик по разрезу. При первичных исследованиях скважин измеряются и определяются статическое давление на устье; пластовое давление (расчетным путем по устьевым измерениям статического давления или прямым измерением глубинным манометром); забойное давление на режимах исследования (расчетным путем по устьевым измерениям давления или прямым измерением глубинным манометром); дебит скважины (расчетным путем по данным диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ) или дифференциального манометра); характер изменения давлений в процессе их стабилизации на режимах исследования и восстановления после закрытия скважины (расчетным путем по устьевым измерениям или прямым измерением глубинным манометром); температура газа на забое и устье на режимах исследования; а также характер ее стабилизации и восстановления; количество выносимой из скважины воды и механических примесей на режимах исследования; физико-химические свойства углеводородов и воды по пробам, отобраным на режимах исследования.

Текущие исследования проводятся в процессе разработки месторождения (залежи, эксплуатационного объекта) в добывающих скважинах, после ввода в промышленную разработку, подсчета запасов газа, изучения продуктивной характеристики в целом по площади месторождения. Для проведения исследований скважины с близкими параметрами могут быть объединены в группы. В обязательном порядке проводятся исследования до и после проведения в скважине работ по интенсификации притока газа или капитального ремонта. По газоконденсатным месторождениям текущие исследования проводятся для контроля за изменением газоконденсатной характеристики.

Специальные исследования проводятся в процессе промышленной разработки месторождения с учетом ее особенностей. К специальным исследованиям относятся работы по контролю за положением и динамикой контактов газ — вода в выбранных для этой цели скважинах, изучение степени дренирования пластов и возможности перетока флюидов по площади и разрезу, исследования влияния на производительность скважин пластовой и конденсационной воды, а также разрушения призабойной зоны и образования песчаных пробок, изучение

степени коррозии скважинного оборудования при различных технологических режимах работы скважин, оценка результатов работ по укреплению призабойной зоны, дополнительной перфорации.

Периодичность исследований скважин устанавливается в соответствии с проектным документом по разработке. При обосновании периодичности учитываются величина запасов газа, геологические особенности и характеристика эксплуатационного объекта, уровни годовой добычи и темпы отбора газа.

Периодичность текущих ГКИ определяется с учетом ожидаемого изменения свойств конденсата, которое можно зафиксировать стандартными методами с применением серийного оборудования.

Примечание— Для крупных залежей текущие ГКИ следует проводить с интервалом в один год.

Периодичность исследований должна обеспечивать систематический контроль в процессе разработки за распределением пластового давления по площади и разрезу. Рекомендуется использовать любую незапланированную остановку скважины для снятия кривых восстановления давлений и измерения статического давления.

## **6 Свойства и основные параметры природного газа и газоконденсатных смесей**

Природные горючие газы представляют собой многокомпонентные системы, состоящие:

- из углеводородов гомологического ряда метана;
- ароматических и нафтеновых углеводородов;
- неуглеводородных компонентов (азота, двуокиси углерода, сероводорода, меркаптанов);
- инертных газов (аргона, гелия, криптона, ксенона) и, в редких случаях, ртути.

Метан ( $\text{CH}_4$ ), этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутаны (нормальный бутан  $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$  и изобутан  $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ ) при стандартных условиях представляют собой газ. Начиная с пентана ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) и выше углеводороды при стандартных условиях находятся в жидком состоянии.

Примечание — В газопромысловой практике до сих пор имеют ограниченное хождение внесистемные единицы измерения физико-химических величин. В приложении Б настоящих рекомендаций приведены таблицы пересчета между единицами системы СИ и различных других систем.



## 6.1 Состав и основные свойства компонентов природного газа

### 6.1.1 Состав природного газа

Состав природного газа характеризуется содержанием в нем отдельных компонентов.

Основным компонентом является метан, его содержание в газовых и газоконденсатных месторождениях доходит до 98 % – 99 %. В пластовом газе содержание метана и его гомологов – предельных углеводородов нормального ряда и изомеров – обычно составляет более 85 %.

В составе добываемого газа могут присутствовать и вводимые в поток газа метанол, соляная кислота.

Основные свойства компонентов природного газа приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные свойства компонентов природного газа и некоторых газов

Компонент	Химическая формула	Молекулярная масса, кг/кмоль	Относительная плотность по воздуху	Плотность при атмосферном давлении (0,10132 МПа), кг/м³			Критические параметры		Температура кипения при атмосферном давлении, К	Предел взрываемости, %, в смеси с воздухом	
				при T = 273 К	при T = 293 К	в жидком состоянии при температуре кипения	температура, К	давление, МПа		нижний	верхний
Компоненты природного газа											
Метан	CH <sub>4</sub>	16,04	0,554	0,717	0,668	416	190,6	4,695	111,9	5,0	15,0
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	1,038	1,356	1,263	546	305,4	4,976	184,6	2,9	13,0
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	1,522	2,010	1,872	585	369,8	4,333	230,9	2,1	9,5
Нормальный бутан	<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	2,006	2,668	2,486	582	408,1	3,871	263,1	1,8	8,4
Изобутан	<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	2,006	2,703	2,518	600	425,2	3,719	272,7	1,8	8,4
Нормальный пентан	<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	2,491	3,457	3,221	625	469,7	3,435	301,0	1,4	8,3
Изопентан	<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	2,491	3,457	3,221	637	460,4	3,448	309,3	1,4	8,3
Нормальный гексан	<i>n</i> -C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,18	2,975	3,845	3,583	664	507,4	3,072	341,9	1,2	7,7
Нормальный гептан	<i>n</i> -C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,20	3,459	4,459	4,155	685	540,2	2,790	371,6	1,0	7,0
Нормальный октан	<i>n</i> -C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,22	3,943	5,030	4,687	704	568,8	2,535	398,9	-	-
Азот	N <sub>2</sub>	28,02	0,967	1,250	1,165	-	126,3	3,465	77,4	-	-
Водород	H <sub>2</sub>	2,02	0,069	0,090	0,084	-	33,3	1,325	20,0	74,2	-
Гелий	He	4,00	0,138	0,178	0,166	-	5,2	0,234	4,3	-	-
Аргон	Ar	39,95	1,379	1,784	1,662	-	150,7	4,959	87,5	-	-
Сероводород	H <sub>2</sub> S	34,08	1,176	1,539	1,434	-	373,6	9,185	211,4	45,5	-
Двуокись углерода	CO <sub>2</sub>	44,01	1,519	1,977	1,842	-	304,2	7,527	194,7	-	-
Водяной пар	H <sub>2</sub> O	18,02		0,768	0,750	-	-	-	100,0	-	-
Ртуть	Hg	200,59		13,595	13,546	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 6.1

Компонент	Химическая формула	Молекулярная масса, кг/кмоль	Относительная плотность по воздуху	Плотность при атмосферном давлении (0,10132 МПа), кг/м³			Критические параметры		Температура кипения при атмосферном давлении, К	Предел взрываемости, %, в смеси с воздухом	
				при T = 273 К	при T = 293 К	в жидком состоянии при температуре кипения	температура, К	давление, МПа		нижний	верхний
Вещества, не входящие в состав пластового газа											
Воздух		28,96	1	1,293	1,205	-	132,4	13,240	78,8	-	-
Кислород	O <sub>2</sub>	32,00	1,105	1,429	1,331	-	154,8	5,180	90,2	-	-
Оксись угле- рода	CO	28,01	0,967	1,250	1,165	-	132,9	3,568	81,7	74,2	-

Составы газов некоторых месторождений Российской Федерации приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Составы газов, об. %

Компонент	Месторождение						
	Заполярье (сеноман)	Уренгойское (сеноман)	Вуктыльское	Оренбургское	Юбилейное	Уренгойское (неоком, БУ <sub>14</sub> )	Астраханское
Метан (CH <sub>4</sub> )	98,61	98,65	74,80	84,00	79,47	82,27	50,93
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,07	0,5	8,70	5,00	9,06	6,56	2,27
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,02	Следы	3,90	1,60	4,43	3,24	1,21
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,01	-	1,80	0,70	1,64	1,49	1,29
Пентан + высшие (C <sub>5</sub> H <sub>12+в</sub> )	0,01	-	6,40	1,80	4,38	5,62	4,41
Двуокись углерода (CO <sub>2</sub> )	0,18	0,05	0,10	0,5–1,70	0,54	0,50	13,53
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	-	-	-	1,3–5,00	-	-	26,09
Азот (N <sub>2</sub> )	1,10	0,8	4,30	3,5–4,90	0,48	0,32	0,27

Компонентный состав является основой для расчетного определения основных физических свойств природного газа, необходимых при обработке результатов исследований скважин. Для использования в расчетах при исследованиях скважин число компонентов ограничивается основными: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, сероводород, двуокись углерода, азот. Углеводороды метанового ряда, начиная с пентана и его изомеров, обычно объединяют в группу, обозначаемую C<sub>5</sub>H<sub>12+в</sub>. Сероводород и двуокись углерода относятся к кислым компонентам.

Содержание отдельных компонентов выражается в мольных (объемных) или массовых долях либо процентах. Пересчет из объемных в массовые доли и обратно проводится по формулам:

$$g_i = (x_i \cdot M_i) / \sum (x_i \cdot M_i); x_i = (g_i / M_i) / \sum (g_i / M_i), \quad (6.1)$$

где  $x_i$  — мольная доля  $i$ -го компонента;

$g_i$  — массовая доля  $i$ -го компонента;

$M_i$  — молекулярная масса  $i$ -го компонента.

**Пример — Пересчет состава газа (таблица 6.3).**

**Таблица 6.3 — Пересчет состава газа**

Исходные данные			Пересчет в массовые доли		Пересчет в объемные доли	
Компонент	Молекулярная масса $M_i$ , кг/кмоль	Объемное содержание, %	$x_i \cdot M_i$	$g_i$	$g_i / M_i$	$x_i$
Метан	16,04	98,610	15,817	0,9735	0,060693	0,9861
Этан	30,07	0,070	0,021	0,0013	0,000043	0,0007
Пропан	44,09	0,020	0,009	0,0005	0,000012	0,0002
Бутан	58,12	0,010	0,006	0,0004	0,000006	0,0001
Пентан	72,15	0,010	0,007	0,0004	0,000006	0,0001
Двуокись углерода	44,01	0,180	0,079	0,0049	0,000111	0,0018
Сероводород	34,08	-	0	0	0	0
Азот	28,02	1,100	0,308	0,0190	0,000677	0,0110
Итого		100	16,247	1,0000	0,061548	1,0000

Углеводородные компоненты с молекулярной массой более 72 кг/кмоль (начиная с пентана) составляют основную часть конденсата газового нестабильного (КГН) — жидкости, выделяющейся из пластового газа при снижении давления и/или температуры.

Групповой углеводородный состав — это содержание основных классов углеводородов — метановых, нафтеновых и ароматических, а также смолистых соединений.

Общие формулы классов углеводородов:

- метановые (метан, этан, пропан, нормальный и изобутан и др.) —  $C_nH_{2n+2}$ ,  $n \geq 1$ ;
- нафтеновые (циклопентан, циклогексан и др.) —  $C_nH_{2n}$ ,  $n \geq 5$ ;
- ароматические (бензол, толуол и др.) —  $C_nH_{2n-6}$ ,  $n \geq 6$ .

Определение содержания отдельных компонентов, группового углеводородного состава проводится различными методами при лабораторных исследованиях проб газа и конденсата (раздел 9).

### 6.1.2 Критические и приведенные параметры природного газа и его компонентов

Характеристикой природного газа как газоконденсатной системы является критическое состояние — предельное состояние равновесия двухфазных систем (газ, конденсат), в котором обе сосуществующие фазы становятся тождественными по своим свойствам, граница раздела фаз отсутствует. Параметры газа (давление, температура, плотность и другие), соответствующие критическому состоянию, называются критическими и широко используются для расчетов свойств природного газа или отдельных его компонентов.

Определение критических параметров природного газа (критических давления  $P_{кр}$ , температуры  $T_{кр}$ , коэффициента сжимаемости  $z_{кр}$ ) проводится экспериментально на установках PVT. Если экспериментальное определение критических параметров не проводилось, используются различные способы оценки псевдокритических параметров, прежде всего псевдокритических давления  $P_{п.кр}$  и температуры  $T_{п.кр}$ .

При решении задач, не требующих высокой точности, псевдокритические параметры могут быть оценены по формулам:

$$\begin{aligned} P_{п.кр} &= 4,903 - 0,0169 \cdot M; \\ T_{п.кр} &= 125 + 4,316 \cdot M, \end{aligned} \quad (6.2)$$

где  $P_{п.кр}$  — псевдокритическое давление, МПа;  
 $T_{п.кр}$  — псевдокритическая температура, К;  
 $M$  — молекулярная масса природного газа, кг/кмоль.

**Пример** — Для газа, имеющего среднюю молекулярную массу 24,5 кг/кмоль, значения псевдокритических параметров составят соответственно  $P_{п.кр} = 4,49$  МПа и  $T_{п.кр} = 231$  К.

Предварительная оценка псевдокритических давления  $P_{п.кр}$  и температуры  $T_{п.кр}$  при известной относительной плотности газа и неизвестном его составе может быть выполнена графическим способом (рисунок 6.1).

На практике при известном компонентном составе псевдокритические параметры природного газа (давление, температура и т.д.) рассчитываются исходя из значений критических параметров отдельных компонентов по формулам:

$$\begin{aligned} P_{п.кр} &= \sum x_i \cdot P_{кр.i}; \\ T_{п.кр} &= \sum x_i \cdot T_{кр.i}, \end{aligned} \quad (6.3)$$

где  $x_i$  — мольная доля  $i$ -го компонента в газе;  
 $P_{кр.i}$ ,  $T_{кр.i}$  — критические давление, МПа, и температура, К,  $i$ -го компонента в смеси (таблица 6.1).

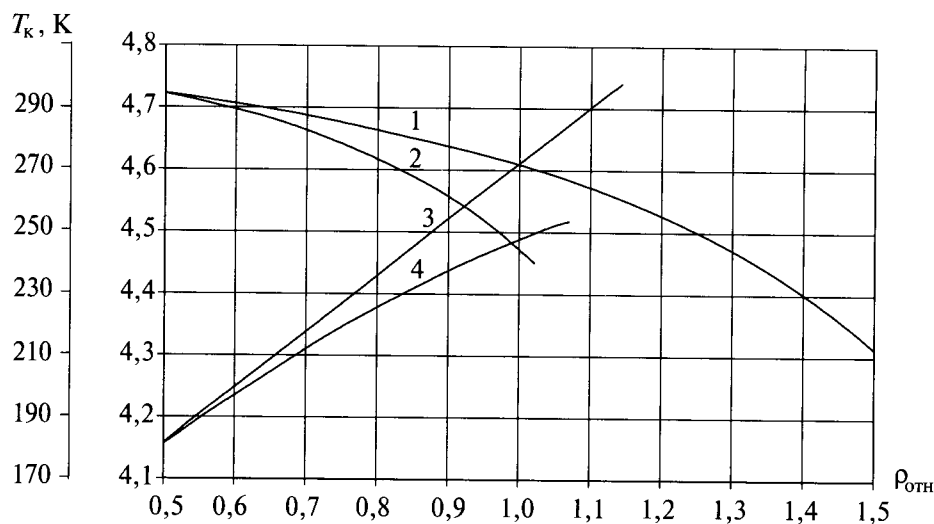
**Пример – Расчет псевдокритических параметров (таблица 6.4).**

Рисунок 6.1 – Зависимости псевдокритических давления (кривые 1 и 2) и температуры (кривые 3 и 4) от относительной плотности («сухой» газ – кривые 1 и 3; газоконденсатная смесь – кривые 2 и 4)

**Таблица 6.4 – Пример расчета псевдокритических давления и температуры**

Компонент	Содержание, мольная доля, %	Критические параметры		Псевдокритические параметры	
		$P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К	$P_{п.кр}$ , МПа	$T_{п.кр}$ , К
$CH_4$	74,1	4,695	190,55	3,479	141,2
$C_2H_6$	7,48	4,976	306,43	0,372	22,9
$C_3H_8$	3,37	4,333	369,82	0,146	12,5
$i-C_4H_{10}$	0,76	3,719	408,13	0,028	3,1
$n-C_4H_{10}$	1,68	3,871	425,16	0,065	7,1
$i-C_5H_{12}$	0,57	3,448	460,39	0,020	2,6
$n-C_5H_{12}$	0,32	3,435	469,65	0,011	1,5
$C_6H_{14}$	0,63	3,072	507,35	0,019	3,2
$N_2$	6,09	3,465	126,26	0,211	7,7
$H_2S$	2,00	9,185	373,60	0,184	7,5
$CO_2$	3,00	7,527	304,20	0,226	9,1
$\Sigma$	100			4,761	218,4

Для задач, требующих повышенной точности, применяются формулы, приводимые в части II Инструкции, или реализующие их компьютерные программы.

Отношения соответствующих параметров к их критическим значениям называются приведенными параметрами и определяются по формулам:

$$\begin{aligned} P_{пр} &= P/P_{кр}; \\ T_{пр} &= T/T_{кр}. \end{aligned} \quad (6.4)$$

*Пример – Для приведенного выше (таблица 6.4) состава при пластовых условиях – давлении 25 МПа и температуре 323 К, приведенные параметры составят:*

$$P_{\text{пр}} = 5,25 \text{ и } T_{\text{пр}} = 1,48.$$

### 6.1.3 Свойства неагрессивных компонентов природного газа

Метан – насыщенный углеводород, бесцветный горючий газ без запаха; температура кипения – минус 164,5 °С; температура плавления – минус 182,5 °С; плотность по отношению к воздуху – 0,554 (при температуре 20 °С); горит почти бесцветным пламенем, теплота сгорания – 50,08 МДж/кг (11954 ккал/кг). Это основной компонент природных (77 % – 99 % по объему), попутных нефтяных (31 % – 90 %) и рудничного газов (34 % – 40 %). С воздухом метан образует взрывоопасные смеси. При содержании в воздухе до 5 % – 6% горит около источника тепла (температура воспламенения 650 °С – 750 °С), от 5 % – 6 % до 14 % – 16 % взрывается, свыше 16 % может гореть при притоке кислорода извне; снижение при этом его концентрации может привести к взрыву. Кроме того, значительное увеличение концентрации метана в воздухе бывает причиной удушья.

Этан – насыщенный углеводород; бесцветный горючий газ, без запаха; температура плавления – минус 183,27 °С; температура кипения – минус 88,63 °С; пределы взрывоопасных концентраций с воздухом 3 % – 12 % (по объему).

Пропан – насыщенный углеводород; бесцветный горючий газ, без запаха; температура плавления – минус 87,7 °С, температура кипения – минус 42,1 °С; пределы взрываемости в смеси с воздухом 2,1 % – 9,5 % (по объему).

Азот – химический элемент V группы периодической системы Менделеева, атомная масса – 14,0067; бесцветный инертный газ, не имеющий запаха и вкуса.

Гелий – химический элемент VIII группы периодической системы Менделеева, относится к инертным газам; атомная масса – 4,0026; газ без цвета и запаха.

Свойства содержащихся в природном газе вредных и агрессивных компонентов (веществ) излагаются ниже, в разделе 11 (п. 11.2).

## 6.2 Физические свойства газа

Ниже приводятся основные свойства и количественные характеристики газа, используемые при планировании и обработке результатов исследований скважин. В отдельных случаях при предварительной оценке условий в пласте и скважине проводят оценку тепловых свойств газа, фазового поведения газоконденсатной смеси, свойств воды и технологических жидкостей. Эти характеристики и способы их определения приведены в методической части Инструкции.

## 6.2.1 Плотность

Плотность газа — физическая величина, определяемая его массой в единице объема. Для измерения плотности газа применяют плотномеры, пикнометры, гидростатическое взвешивание по ГОСТ 22524.

Плотность газа при стандартных условиях может быть определена по формуле

$$\rho_{\text{ст}} = M/V_{\text{ст}}, \quad (6.5)$$

где  $\rho_{\text{ст}}$  — плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$M$  — молекулярная масса газа, кг/кмоль;

$V_{\text{ст}}$  — объем одного киломоля газа в стандартных условиях (принимается равным 24,04), м<sup>3</sup>/кмоль.

Значения молекулярной массы отдельных компонентов приведены выше (см. таблицу 6.1) и для практических целей при исследовании скважин могут использоваться для расчета плотности отдельных компонентов по формуле (6.5).

При известном составе плотность газа в стандартных условиях  $\rho_{\text{ст}}$  рассчитывается по формуле

$$\rho_{\text{ст}} = \sum \rho_{\text{ст}i} \cdot x_i; \quad \rho_{\text{ст}i} = M_i/24,04, \quad (6.6)$$

где  $\rho_{\text{ст}i}$  — плотность  $i$ -го компонента газа, кг/м<sup>3</sup>;

$x_i$  — объемная доля  $i$ -го компонента, доли ед.;

$M_i$  — молекулярная масса  $i$ -го компонента газа, кг/кмоль.

**Пример — Расчет плотности пластового газа, приведенной к стандартным условиям (таблица 6.5).**

**Таблица 6.5 — Пример расчета плотности пластового газа**

Компонент	Молекулярная масса, кг/кмоль	Содержание, объемная доля, %	Объемная доля $x_i$ , доли ед.	Плотность $\rho_i$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_i \cdot x_i$ , кг/м <sup>3</sup>
Метан	16,04	82,27	0,8227	0,667	0,5487
Этан	30,07	6,56	0,0656	1,251	0,0821
Пропан	44,09	3,24	0,0324	1,834	0,0594
Бутан	58,12	1,49	0,0149	2,418	0,0360
Пентан + высшие	120	5,62	0,0562	4,992	0,2806
Двуокись углерода	44,01	0,50	0,0050	1,831	0,0092
Сероводород	34,08	Отсутствует	Отсутствует	1,418	0,0000
Азот	28,02	0,32	0,0032	1,166	0,0037
Итого	-	100	1,0	-	1,0197

Плотность газов зависит от состава, давления, температуры. При заданных давлении  $P$  и температуре  $T$  плотность  $\rho(P, T)$  рассчитывается исходя из известной плотности при стандартных условиях по формуле

$$\rho = \rho_{\text{ст}} \cdot P \cdot T_{\text{ст}} / (P_{\text{ст}} \cdot z \cdot T), \quad (6.7)$$

где  $\rho_{\text{ст}}$  — плотность газа при стандартных условиях; кг/м<sup>3</sup>;

$P_{\text{ст}}$  — стандартное (атмосферное) давление, МПа;

$T_{\text{ст}}$  — стандартная температура, К;

$z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа при заданных давлении  $P$  и температуре  $T$ .

Расчет по компонентному составу не учитывает присутствие в природном газе водяных паров. Отличие плотности расчетной от плотности влажного газа обычно не превышает 1 %. Для более точного определения плотности в конкретных условиях можно использовать способы, приведенные в части II настоящих рекомендаций.

Плотность газоконденсатной смеси  $\rho_{\text{см}}$  в стандартных условиях при неизвестном компонентном составе можно оценить по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \frac{\rho_{\text{г}} \cdot Q_{\text{г}}}{Q_{\text{г}} + \alpha} + \frac{\rho_{\text{к}} \cdot Q_{\text{к}}}{Q_{\text{к}}}, \quad (6.8)$$

где  $\rho_{\text{г}}$  — плотность газа сепарации, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{к}}$  — плотность конденсата газового стабильного, кг/м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{г}}$  — дебит газа, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{\text{к}}$  — дебит конденсата газового стабильного, м<sup>3</sup>/сут;

$\alpha$  — кажущийся объемный коэффициент конденсата, определяемый по формуле

$$\alpha = 24,04 \cdot \rho_{\text{к}} / M_{\text{к}}, \quad (6.9)$$

где  $M_{\text{к}}$  — молекулярная масса конденсата, кг/кмоль.

**Пример** — При значении плотности конденсата газового стабильного 740 кг/м<sup>3</sup> и его молекулярной массе 149 кг/кмоль кажущийся объемный коэффициент конденсата  $\alpha$  будет равен 119,2. Если при исследовании скважины измерен дебит газа сепарации — 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата газового стабильного — 60 м<sup>3</sup>/сут, известна плотность газа сепарации (приведенная к стандартным условиям) — 0,723 кг/м<sup>3</sup>, плотность добываемой газоконденсатной смеси в стандартных условиях оценочно составит

$$\rho_{\text{см}} = (0,723 \cdot 200 \cdot 10^3 + 740 \cdot 60) / (200 \cdot 10^3 + 119,2 \cdot 60) = 0,912 \text{ кг/м}^3.$$



В практике расчетов часто используется относительная плотность газа по воздуху  $\rho_{\text{отн}}$ , равная отношению плотности газа  $\rho_{\text{г}}$  при стандартных условиях к плотности воздуха  $\rho_{\text{возд}}$  при тех же условиях:

$$\rho_{\text{отн}} = \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{возд}}. \quad (6.10)$$

При стандартных условиях плотность воздуха  $\rho_{\text{возд}}$  равна 1,205 кг/м<sup>3</sup> (см. таблицу 6.1).

Учитывая то, что объемы газа и воздуха при стандартных условиях равны, относительную плотность газа по воздуху можно также рассчитать по формуле

$$\rho_{\text{отн}} = M / 28,96, \quad (6.11)$$

где  $M$  — молекулярная масса газа, кг/кмоль;  
28,96 — молекулярная масса воздуха, кг/кмоль.

### 6.2.2 Сжимаемость

Сжимаемость газа — свойство газа изменять объем под действием давления или при изменении температуры.

Для характеристики сжимаемости газа используют коэффициент сверхсжимаемости  $z$  (сжимаемости,  $z$ -фактор) газа. Это отношение объема газа  $V$  при заданных значениях давления  $P$  и температуры  $T$  к объему этого газа  $V_{\text{ид}}$ , определенному при идентичных термобарических условиях по законам идеального газа. Коэффициент  $z$  характеризует отклонение объема реального газа от объема идеального газа.

С учетом  $z$  уравнение состояния реального природного газа записывается в виде:

$$P \cdot V = z \cdot n \cdot R \cdot T, \quad (6.12)$$

где  $P$  — давление, Па;  
 $V$  — объем газа, м<sup>3</sup>;  
 $n$  — количество газа, моль;

$R$  — универсальная газовая постоянная, выражает работу одного моля газа при повышении его температуры на один градус и в системе СИ имеет размерность Дж/(кмоль·К) (8,314472 м<sup>2</sup>·кг·с<sup>-2</sup>·К<sup>-1</sup>·моль<sup>-1</sup>);

$T$  — температура газа, К.

Величина коэффициента  $z$  зависит от состава газа, давления, температуры. Для газов конкретных месторождений поведение коэффициента  $z$  может быть определено экспериментально путем проведения лабораторных исследований на установках PVT. Для расчетов давлений и дебита газа при исследованиях скважин в этом случае используются аппроксимирующие формулы, полученные в результате обработки экспериментов на установке PVT.

При отсутствии экспериментальных данных величина  $z$  может быть определена графическим и аналитическим (расчетным) способами. Наиболее простым способом является графический. Для природных газов, содержащих не более 2 % мольных углеводородов  $C_{5+}$ , 2 % мольных ароматических углеводородов и 5 % мольных полярных и кислых компонентов, используется графическая зависимость  $z$  от приведенного давления  $P_{пр}$  и приведенной температуры  $T_{пр}$  (рисунок 6.2).

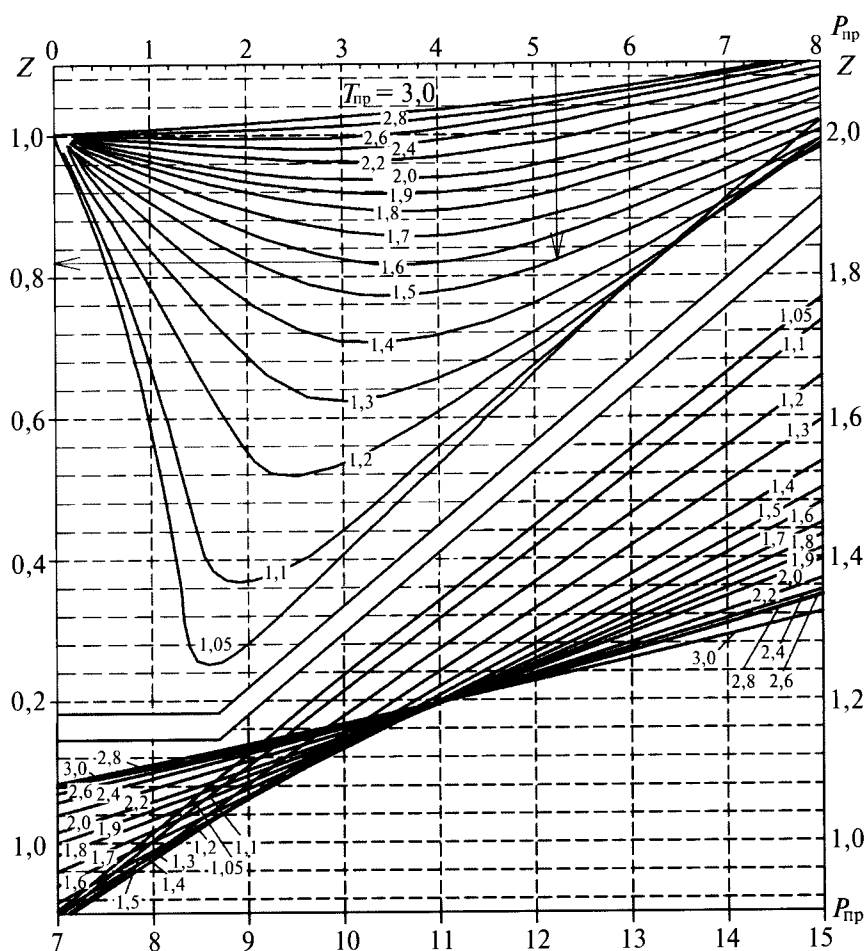


Рисунок 6.2 — Зависимость коэффициента сверхсжимаемости  $z$  природного газа от приведенных давления и температуры

**Пример** — Для газа с составом, приведенным выше, в таблице 6.4, при пластовых условиях — давлении 25 МПа и температуре 323 К приведенные параметры составят  $P_{пр} = 5,25$  и  $T_{пр} = 1,48$ , и по графику (см. рисунок 6.2) величина  $z$  будет равна 0,82.

Для газов с повышенным содержанием углеводородов  $C_5H_{12+в}$ , неуглеводородных компонентов и полярных веществ используются более точные приемы определения  $z$  (формулы

и графики) с учетом полярности отдельных компонентов, приведенные в части II настоящих рекомендаций.

### 6.2.3 Вязкость

Вязкость — свойство жидкостей и газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой при разных видах деформаций. Количественно характеризуется коэффициентом динамической вязкости.

Для конкретных условий коэффициент динамической вязкости может быть определен экспериментально в лабораторных условиях. Однако при проведении и обработке результатов исследований скважин используются расчетные способы определения этих коэффициентов.

Вязкость газа (коэффициент динамической вязкости) зависит от давления, температуры и состава газа.

На практике вязкость  $\mu$  рассчитывается по формуле

$$\mu(P, T) = \mu_{\text{ст}}(T) \cdot \mu_{\text{пр}}, \quad (6.13)$$

где  $\mu(P, T)$  — вязкость газа при давлении  $P$  и температуре  $T$ , мПа·с;

$\mu_{\text{ст}}(T)$  — вязкость газа при стандартном давлении, мПа·с;

$\mu_{\text{пр}}$  — приведенная вязкость (отношение вязкостей при заданном и стандартном давлениях).

Вязкость газа при стандартном давлении  $\mu_{\text{ст}}(T)$  для конкретной температуры  $T$  и известной относительной плотности газа  $\rho_{\text{отн}}$  определяется по графику (рисунок 6.3). При известном содержании неуглеводородных компонентов — сероводорода, азота, двуокиси углерода — из получаемой по графику величины вязкости при стандартном давлении вычитаются соответствующие поправки.

На рисунке 6.4 приведены зависимости для определения приведенной вязкости  $\mu_{\text{пр}}$  природных газов при различных давлениях и температурах.

*Пример — Для газа состава, приведенного в таблице 6.4, по графику (см. рисунок 6.3) вязкость при стандартном давлении без учета поправок равна 0,0106 мПа·с. С учетом поправок на содержание сероводорода (0,0001 мПа·с), азота (0,0005 мПа·с), двуокиси углерода (0,0002 мПа·с) эта величина составит 0,0098 мПа·с. Для пластовых условий (давление 25 МПа и температура 323 К, приведенные параметры  $P_{\text{пр}} = 5,25$  и  $T_{\text{пр}} = 1,48$ ) по графику (см. рисунок 6.4) величина  $\mu_{\text{пр}}$  равна 2,3, а вязкость — 0,0225 мПа·с.*

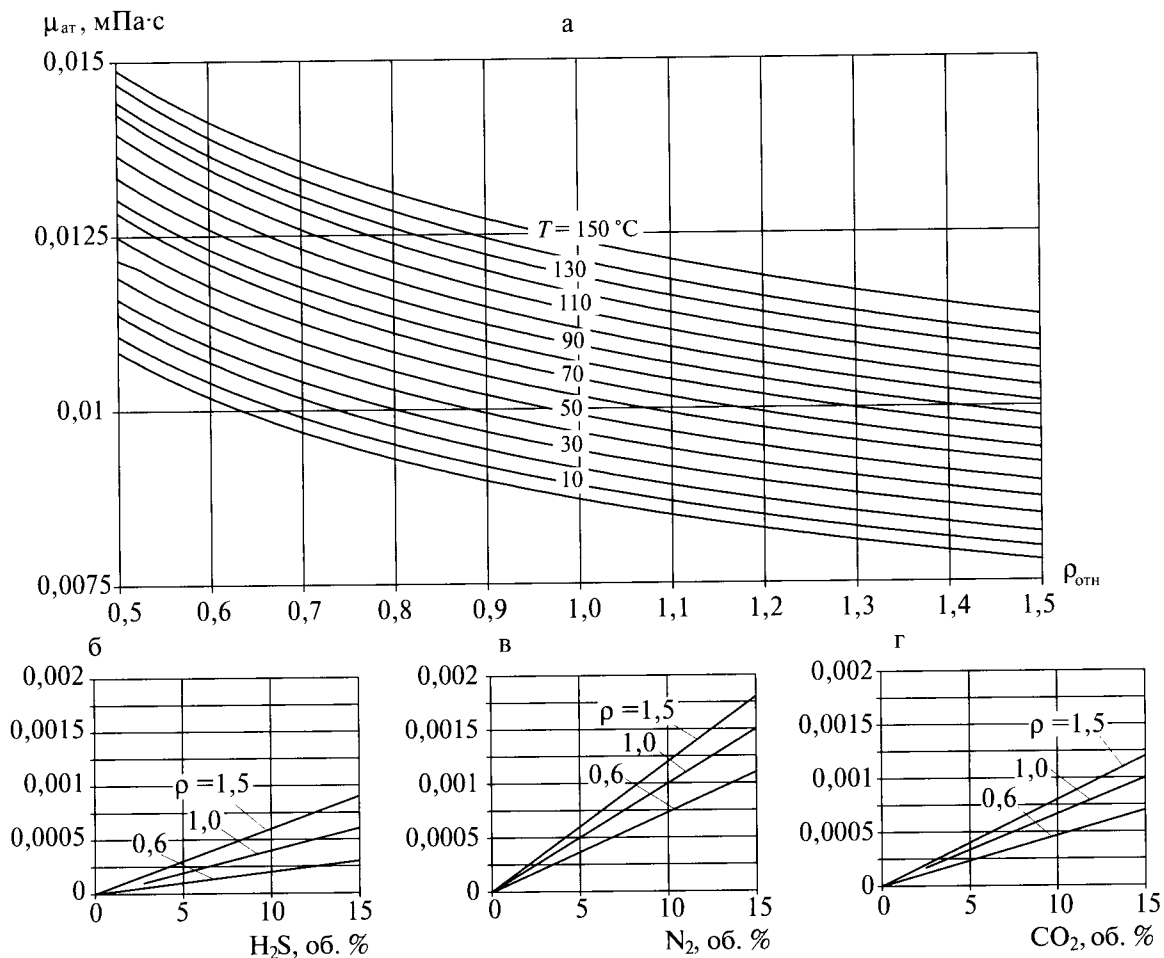


Рисунок 6.3 – Зависимость вязкости углеводородных газов при стандартном (атмосферном) давлении  $\mu_{\text{ст}}$  от их относительной плотности по воздуху (а) и поправки на величину вязкости газов, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$  (б),  $\text{N}_2$  (в),  $\text{CO}_2$  (г)

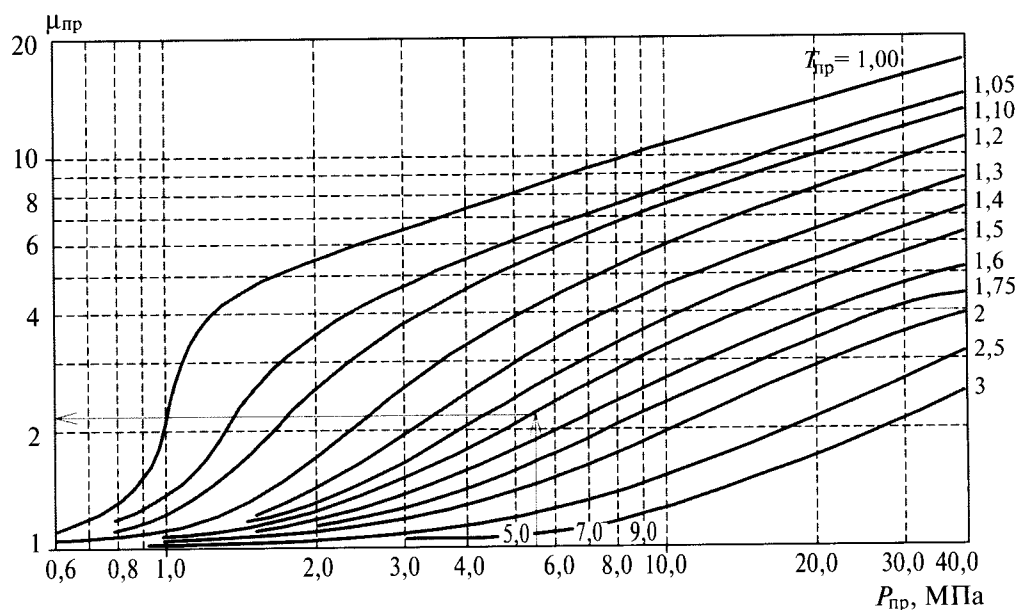


Рисунок 6.4 – Зависимость приведенной вязкости  $\mu_{\text{пр}}$  от приведенных давления и температуры

### 6.2.4 Дросселирование. Эффект Джоуля – Томсона

Дросселирование – расширение газа в процессе его прохождения через сужающие устройства (диафрагмы, сопла, штуцеры, вентили, краны, сужения труб), сопровождающееся изменением температуры, вызванным затратой энергии на преодоление внутренних молекулярных сил взаимного притяжения и отталкивания. Изменение температуры газа при его расширении называется дроссель-эффектом. Количественно дроссель-эффект характеризуется коэффициентом Джоуля – Томсона – отношением изменения температуры к изменению давления:

$$D_i = \Delta T / \Delta P, \quad (6.14)$$

где  $D_i$  – коэффициент Джоуля – Томсона, К/МПа (°С/МПа);

$\Delta T$  – изменение температуры, К (°С);

$\Delta P$  – изменение давления, МПа.

Коэффициент Джоуля – Томсона зависит от состава газа, давления и температуры, изменяется в широких пределах и может иметь положительный и отрицательный знак. Для природных газов при температурах и давлениях, встречающихся на практике, дросселирование практически всегда сопровождается охлаждением газа.

Значение коэффициента Джоуля – Томсона может быть определено экспериментально и расчетным путем.

Для оценки изменения температуры в процессе проведения исследований скважин может быть использована номограмма (рисунок 6.5), построенная для метана. Для определения величины температуры газа после дросселя на графике находят точку с координатами, соответствующими давлению  $P_1$  и температуре  $T_1$  до дросселя. От этой точки проводят линию параллельно ближайшей кривой до заданного после дросселя давления  $P_2$  и определяют  $T_2$ .

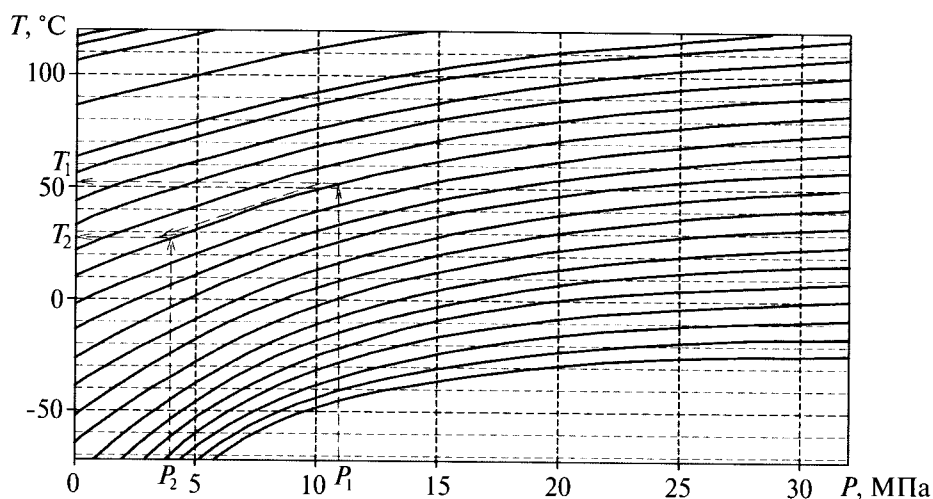


Рисунок 6.5 – Номограмма для определения интегрального дроссель-эффекта метана

*Пример — При проведении исследований планируется снижение давления на дросселе (штуцере) с 11 МПа до 4 МПа, температура газа до штуцера 50 °С (323 К). С использованием номограммы (см. рисунок 6.5) получаем, что температура после штуцера может снизиться до 28 °С (301 К).*

Для проведения расчетов используются различные аналитические (расчетные и графические) способы определения коэффициента Джоуля — Томсона, приведенные в части II настоящих рекомендаций.

### 6.2.5 Влагосодержание

В пластовых условиях газ насыщен парами воды. Количественно наличие в газе воды в виде водяного пара характеризуется влагосодержанием — отношением массы водяных паров к объему газа, приведенному к стандартным условиям.

Влагосодержание газа  $W$  зависит от состава газа, давления, температуры и физико-химических свойств воды, с которой газ находится в термодинамическом равновесии.

Для оценки влагосодержания газа может быть использован график, построенный для природного газа с относительной плотностью 0,6 (рисунок 6.6).

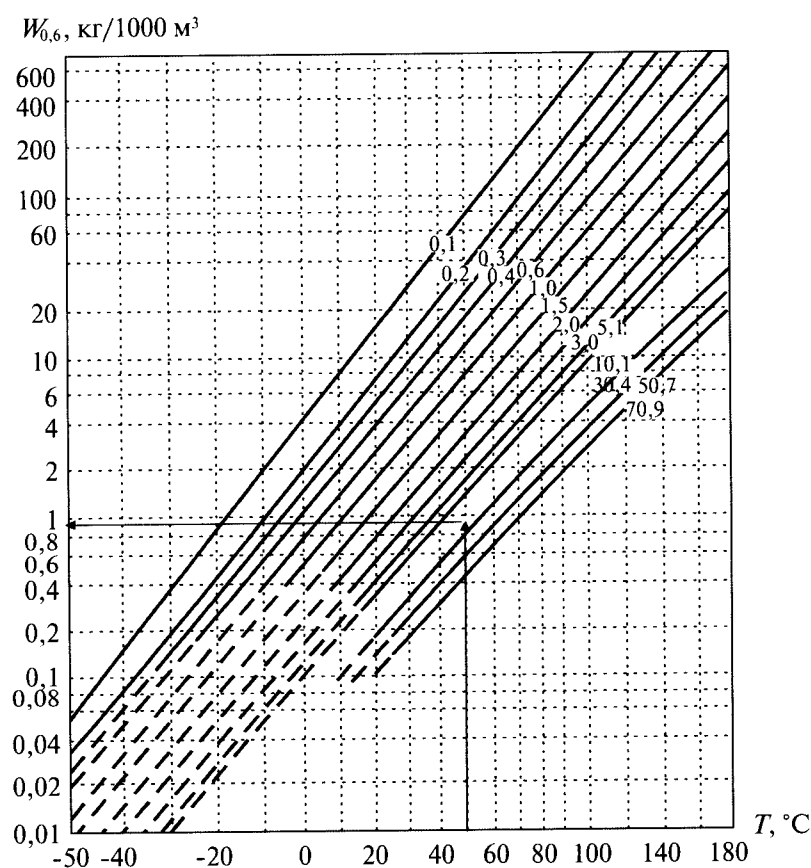


Рисунок 6.6 — Зависимость влагосодержания природного газа  $W_{0,6}$  с относительной плотностью  $\rho_{отн} = 0,6$  от давления и температуры

*Пример – При исследовании скважин газовой залежи с начальным пластовым давлением 25 МПа при температуре 50 °С (323 К) влагосодержание оценивается величиной 0,92 кг/1000 м<sup>3</sup>.*

Для более точной оценки влагосодержания с учетом состава газа, наличия сероводорода и двуокиси углерода, повышающих влагосодержание, солености воды, в контакте с которой находится газ в пласте, предложены различные способы, приведенные в части II настоящих рекомендаций.

### 6.3 Фазовое состояние природных углеводородных систем

В зависимости от термобарических условий и состава природные газы находятся в однофазном или двухфазном состоянии. При изменении термобарических условий (снижении давления и температуры) происходят фазовые переходы, что приводит к образованию жидкой фазы из газообразной и газообразной фазы из жидкой фазы.

Фазовое состояние природных углеводородных смесей в системе «давление–температура» показано на рисунке 6.7.

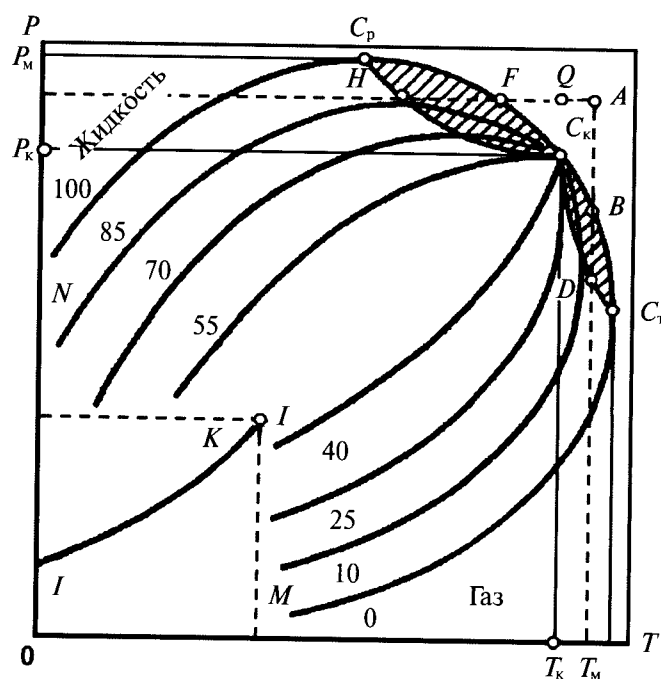


Рисунок 6.7 – Фазовое состояние природных углеводородных систем в координатах  $P$  и  $T$

Обычно аналогичная диаграмма для индивидуального углеводорода (компонента природного газа) характеризуется кривой испарения, показанной на рисунке 6.7 линией  $I-K$ . Ниже существует только паровая, а выше – только жидкая фаза. Конечная точка  $K$  на кривой является критической. Эта точка характеризует максимальную температуру  $T_k$ , при которой существует граница раздела фаз. На этой точке средняя молекулярная кинетическая энергия

становится равной потенциальной энергии притяжения молекул. При превышении этой температуры вся жидкость переходит в газовую фазу.

В отличие от чистых углеводородов на фазовой диаграмме смеси существует область двухфазного состояния внутри кривой  $NC_pFC_kBC_T M$ . Смесь находится в однофазном жидком состоянии в области выше и левее линии  $NC_pFC_k$  и в однофазном газовом состоянии ниже и правее линии  $C_kBC_T M$ . Области существования двухфазного и однофазного жидкого состояния разделяет кривая точек  $NC_pFC_k$ , а однофазного газового состояния — кривая точек  $MC_TBC_k$ . Эти кривые сходятся в критической точке  $C_k$ . Давление и температура, соответствующие этой точке, являются критическими. Критическая точка фазовой диаграммы многокомпонентной системы не является точкой максимальных давления и температуры, при которых еще возможно сосуществование в равновесии двух фаз. Такими точками на диаграмме смеси являются  $C_p$  — максимальное давление и  $C_T$  — максимальная температура.

Заштрихованные области на фазовой диаграмме — это ретроградные зоны, в которых конденсация и испарение системы происходят в направлении, обратном фазовым изменениям чистого вещества — отдельного компонента газа. При изотермическом повышении давления происходит испарение жидкой фазы, а при изобарном повышении температуры — конденсация паровой фазы.

Ширина двухфазной области и расположение критической точки на диаграмме и точек максимального давления  $C_p$  и максимальной температуры  $C_T$  зависят от состава смеси.

Для газовых («перегретых») месторождений точка, соответствующая начальным значениям пластового давления и температуры, находится правее точки максимальной температуры  $C_T$ . Поэтому при разработке таких месторождений при снижении пластового давления конденсат в пласте не выпадает.

Для месторождения, начальные пластовые термобарические условия которого соответствуют точке  $A$ , природная газоконденсатная смесь находится в недонасыщенном состоянии (недонасыщенное газоконденсатное месторождение). При разработке такого месторождения по мере снижения давления (изотермический процесс) в точке  $B$  (см. рисунок 6.7, линия  $AB$ ) в пласте появится жидкая фаза. Давление в этой точке — давление начала конденсации.

Пластовая смесь, в начальном состоянии характеризующаяся условиями точки  $B$ , является насыщенной (насыщенные газоконденсатные залежи).

Отметим, что пластовые углеводородные системы, точки которых попадают в область левее точки  $C_k$  и находятся выше кривой  $NC_pFC_k$  (см. рисунок 6.7), относятся к нефтяным системам.



*Пример — Для месторождения по результатам газоконденсатных исследований получено значение давления начала конденсации — 40 МПа при пластовой температуре 107 °С (380 К). Начальное пластовое давление — 61 МПа. Следовательно, пластовая газоконденсатная смесь является недонасыщенной. Для другой залежи с давлением начала конденсации 31 МПа при пластовой температуре 85 °С (358 К) соответствие его начальному пластовому давлению позволяет отнести ее к насыщенным.*

Фазовое поведение пластовых углеводородных систем существенно влияет на технику, технологию и методику исследования и обработки полученных результатов. Давление и температура, при которых происходит фильтрация смеси в пласте и ее движение в стволе скважины и промысловых сооружениях, соответствуют области существования газоконденсатной смеси в двухфазном состоянии, в том числе и в ретроградной зоне (заштрихованная область на рисунке 6.7).

Для оценки фазового состояния и условий выпадения конденсата при снижении давления или температуры используются лабораторные исследования рекомбинированных проб пластовой смеси на установках фазовых равновесий (PVT) — раздел 9.

При исследовании скважин забойное давление может оказаться ниже давления начала конденсации пластовой смеси, что приведет к выделению и накоплению в призабойной зоне жидкой фазы (конденсата).

#### 6.4 Гидраты природного газа

Природный газ в соединении с водой при определенных условиях образует гидраты — твердые кристаллические соединения. Образование гидратов в призабойной зоне, стволе скважины и наземных коммуникациях осложняет процесс исследования скважины. При умеренных давлениях (до 10–30 МПа), характерных для промысловых систем, гидраты природных газов могут существовать вплоть до положительных температур 20 °С — 25 °С.

Условия (давление, температура) гидратообразования зависят от состава газа. Для оценки условий образования гидратов газов конкретных месторождений используются экспериментальные и аналитические методы.

На стадии планирования исследования скважины условия образования гидратов могут быть оценены по графику (рисунок 6.8), область существования гидратов — левее и выше линии, соответствующей относительной плотности газа.

*Пример — Для газа с относительной плотностью 0,6 при давлении на устье 8 МПа равновесная температура гидратообразования составит 17 °С. Если температура газа при исследова-*

нии ожидается ниже  $17\text{ }^{\circ}\text{C}$ , необходимо предусматривать меры по предупреждению образования гидратов.

Для газов конкретных месторождений следует применять более точные расчеты условий гидратообразования, с учетом содержания отдельных гидратообразующих компонентов, методами и способами, приведенными в части II настоящих рекомендаций.

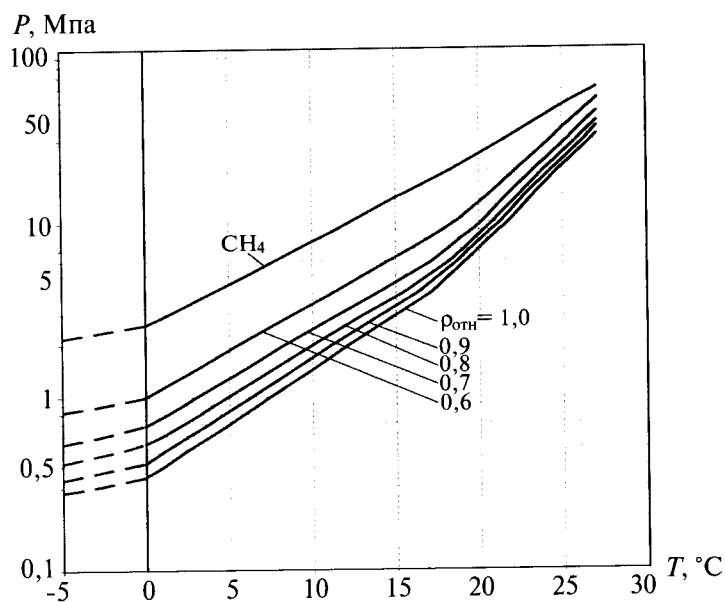


Рисунок 6.8 — Условия гидратообразования природных газов различной относительной плотности

## 7 Методы определения параметров скважины — давления, температуры, дебита

При планировании, проведении и обработке результатов комплексных исследований скважин используется абсолютное давление, а дебит газа приводится к стандартным условиям.

Абсолютное давление газа определяется как сумма избыточного (замеренного манометром) и барометрического (замеренного барометром) давлений. Для практических расчетов абсолютное давление принимается равным замеренному (избыточному), увеличенному на величину стандартного давления (0,1013 МПа).

При низких давлениях в процессе проведения исследований для более точного учета можно использовать значения барометрического давления в зависимости от высоты над уровнем моря, приведенные в части II настоящих рекомендаций.

## 7.1 Расчет давления на забое скважины

### 7.1.1 Расчет давления на забое остановленной скважины

Давление на забое  $P_3$  остановленной газовой скважины можно определить непосредственным измерением глубинным манометром либо расчетным путем по статическому давлению на устье  $P_y$ .

Давление на забое остановленной скважины определяется по следующей формуле

$$P_3 = P_y \cdot e^S, \quad (7.1)$$

где  $e$  — основание натуральных логарифмов ( $e = 2,71828\dots$ );

$$S = \frac{z_{ст} T_{ст} g \rho_{возд}}{P_{ст}} \cdot \frac{\rho_{отн} L}{z_{ст} T_{ср}}, \quad (7.2)$$

где  $z_{ст}$  — коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях, доли ед.;

$g$  — ускорение силы тяжести ( $g = 9,80665 \text{ м/с}^2$ );

$\rho_{отн}$  — относительная плотность газа, доли ед.;

$\rho_{ст} = \rho_{возд} \cdot \rho_{отн}$ ;

$\rho_{ст}$  — плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{возд}$  — плотность воздуха при стандартных условиях ( $\rho_{возд} = 1,205 \text{ кг/м}^3$ );

$T_{ст}$  — температура стандартная, К;

$P_{ст}$  — давление стандартное, МПа;

$z_{ср}$  — среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа по стволу скважины от забоя до устья;

$T_{ср}$  — среднее значение температуры газа по стволу скважины;

$L$  — глубина вертикальной скважины.

Множитель  $\frac{z_{ст} T_{ст} g \rho_{возд}}{P_{ст}}$ , имеющий размерность в системе СИ — К/м, при строгом подходе не является константой, так как  $z_{ст}$  (коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях) зависит от состава газа и является величиной переменной. Для практических расчетов его принимают равным единице, и формула (7.2) в окончательном виде будет иметь вид:

$$S = 0,03419 \cdot \rho_{отн} L / (z_{ср} \cdot T_{ср}). \quad (7.3)$$

Средняя температура для скважин рассчитывается либо как среднеарифметическая

$$T_{ср} = (T_3 + T_y) / 2, \quad (7.4)$$

либо по формуле

$$T_{ср} = (T_3 - T_y) / \ln(T_3 / T_y). \quad (7.5)$$

Среднее давление в скважине считается среднеарифметическим

$$P_{\text{ср}} = (P_3 + P_y)/2. \quad (7.6)$$

Так как значение коэффициента сверхсжимаемости зависит от среднего давления при неизвестном значении забойного, то для расчета применяется следующий алгоритм.

Задаются ориентировочные значения забойного давления и рассчитывают среднее давление в скважине по формуле (7.6). Для расчета среднего давления за забойное давление  $P_3$  в первом приближении можно принять либо устьевое давление  $P_y$ , либо близкое к ранее полученным значениям пластового (забойного) давления. Можно также воспользоваться следующим приемом.

По устьевому давлению  $P_y$  и средней температуре  $T_{\text{ср}}$ , по уравнению состояния находится плотность газа  $\rho = \rho(P_y, T_y)$ , затем по найденному значению плотности, проекции длины скважины на вертикальную ось  $H$  и ускорению силы тяжести  $g$  вычисляется давление столба газа равное  $\rho g H$ . При  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>,  $g$ , м/с<sup>2</sup> и  $H$ , м, давление столба получается в Па. За забойное давление принимается давление  $P_y + \rho g H$ .

По формуле (7.4) или (7.5) рассчитывают среднюю температуру в скважине (при известной температуре на забое принимается пластовая температура для исследуемого пласта). Исходя из относительной плотности либо состава газа способом, изложенным в разделе 6 (либо более точными способами, приведенными в части II настоящих рекомендаций) определяют критические параметры  $P_{\text{кр}}$  и  $T_{\text{кр}}$ . Далее рассчитывают приведенные параметры  $P_{\text{пр}}$  и  $T_{\text{пр}}$  по формуле (7.4) для средних значений давления (ориентировочного) и температуры в стволе скважины. Затем по графику (см. рисунок 6.2) либо более точными способами, приведенными в части II настоящих рекомендаций, находится величина  $z_{\text{ср}}$  и далее по формулам (7.3) и (7.1) рассчитывается забойное давление. Полученное значение используется для уточнения среднего давления по формуле (7.6). При расхождении расчет повторяется с новым значением среднего давления в скважине.

**Пример – Рассчитать забойное давление в скважине глубиной 2000 м при следующих исходных данных: относительная плотность газа  $\rho_{\text{отн}} = 0,57$ ; температура на устье  $T_y = 280$  К (7 °С); на забое  $T_3 = 320$  К (47 °С); замеренное абсолютное давление на устье  $P_y = 17,65$  МПа (180 кгс/см<sup>2</sup> при замеренном избыточном – 179 кгс/см<sup>2</sup>).**

**Определяем среднюю температуру в скважине:**

$$T_{\text{ср}} = (320 - 280) / \ln\left(\frac{320}{280}\right) = 299,55 \text{ К, принимаем равной } 300 \text{ К.}$$

**По графикам (рисунок 6.2) находим для  $\rho_{\text{отн}} = 0,57$  значения  $P_{\text{кр}} = 4,658$  МПа и  $T_{\text{кр}} = 198$  К.**

В качестве первоначального ориентировочного забойного давления  $P_3^{(1)}$  принимаем его равным устьевому (17,65 МПа). Среднее давление равно  $(17,65+17,65)/2=17,65$  МПа.

Рассчитываем приведенные среднее давление и температуру:

$$P_{пр} = 17,65/4,658 = 3,79 \text{ и } T_{пр} = 300/198 = 1,515.$$

Определяем по рисунку 6.2  $z_{ср} = 0,793$ .

$$\text{Расчетное значение } S = 0,03419 \cdot 0,57 \cdot 2000 / (0,793 \cdot 300) = 0,164.$$

Забойное давление равно:

$$P_3^{(2)} = 17,65 \cdot e^{0,164} = 17,65 \cdot 1,178 = 20,79 \text{ МПа.}$$

Уточненное среднее давление равно:

$$P_{ср} = (17,65 + 20,79)/2 = 19,223 \text{ МПа.}$$

Повторяя расчет, уточняем приведенное среднее давление  $(19,22/4,658 = 4,12)$ ;  $z_{ср} = 0,7930$ ;  $S = 0,03419 \cdot 0,57 \cdot 2000 / (0,790 \cdot 300) = 0,165$ ; забойное давление  $P_3^{(3)} = 17,65 \cdot e^{0,165} = 17,65 \cdot 1,179 = 20,80$  МПа.

Сравнивая повторное уточнение среднего давления  $(17,65 + 20,80)/2 = 19,225$  с принятым ранее 19,223, видим, что при округлении до двух цифр после запятой они совпадают.

Абсолютное забойное давление уже после первой итерации можно принять равным 20,79 МПа.

В формуле (7.2) коэффициент сверхсжимаемости  $z$  и температура  $T$  заменяются константами без оценок возникающих при этом погрешностей.

Распределение температуры газа  $T$  по стволу скважины зависит от координаты  $x$ , которая отсчитывается от забоя скважины. На практике функциональная зависимость  $T$  от  $x$  во многих случаях известна из прямых замеров температуры как по стволу остановленных, так и работающих скважин, нередко даже в зависимости от периода остановки.

Коэффициент сверхсжимаемости  $z$  в тех диапазонах давлений и температур, которые известны при исследовании каждой конкретной скважины, всегда можно с высокой точностью аппроксимировать в виде произведения двух функций, одна из которых зависит только от  $P$ , а другая только от  $T$ :  $z = f(P) \cdot \psi(T)$ .

В этом случае забойное давление  $P_3$  определяется по формуле

$$P_3 = \frac{P_y B}{1 + C_2 P_y (1 - B)}, \quad (7.7)$$

$$\text{где } B = \left( \frac{T_3}{T_y} \cdot \frac{z(P_y, T_y)}{z(P_y, T_3)} \right)^{\frac{C_1^* C_1 g L}{T_3 z(P_y, T_y) - T_y z(P_y, T_3)}};$$

$$C_1 = \frac{\bar{P} - \bar{\beta} \cdot P_y}{\bar{P} - P_y}; \quad C_2 = \frac{\bar{\beta} - 1}{\bar{P} - \bar{\beta} \cdot P_y}; \quad C_1^* = \frac{\rho_* \cdot z_* \cdot T_*}{P_*}; \quad \bar{\beta} = \frac{\bar{z}(P_y, T)}{\bar{z}(P, T)},$$

где  $\bar{P}$  — давление, заведомо превышающее рассчитываемое  $P_3$ ;  
 $T_y \leq T \leq T_3$ .

Для многих случаев функцию для  $z = z(P, T)$  можно представить в следующем виде:

$$z = \frac{z(P_y, T)}{C_1(1 + C_2 P)} \quad (7.8)$$

В этой формуле коэффициент  $z = z(P, T)$  аппроксимируется произведением двух функций, одна из которых (числитель формулы) зависит только от температуры, другая – только от давления (знаменатель формулы). Для этого необходимо использовать таблицу фактических значений коэффициента  $z$  как функции двух переменных: давления  $P$  и температуры  $T$ . Такие подробные таблицы обычно строятся для газа каждого месторождения.

Для построения аппроксимирующей функции для конкретной скважины потребуется часть таблицы с диапазоном изменения температуры от устьевой  $T_y$  до пластовой  $T_3$  и по давлению от давления на устье  $P_y$  до некоторого давления  $\tilde{P}$ , заведомо превышающего рассчитываемое (ожидаемое) давление на забое.

**Пример – В таблице 7.1 приведены значения коэффициента сверхсжимаемости для газа с большим содержанием метана (более 97 %) в интервале температур от 287,15 до 303,15 К и давлений от 3,0 до 4,0 МПа.**

Значение коэффициента  $z = 0,938$  соответствует устьевому давлению остановленной скважины  $P_y = 3,0$  МПа и устьевой температуре  $T_y = 287,15$  К. Значения коэффициента  $z$  даны в диапазоне температур от устьевой  $T_y = 287,15$  К до забойной  $T_3 = 303,15$  К.

**Таблица 7.1 – Значения коэффициента сверхсжимаемости  $z$**

Температура, К	Давление $P$ , МПа		
	3,0	3,5	4,0
287,15	0,938 (0,938)	0,930 (0,930)	0,920 (0,922)
289,15	0,940 (0,940)	0,932 (0,932)	0,922 (0,924)
291,15	0,942 (0,941)	0,933 (0,933)	0,924 (0,925)
293,15	0,943 (0,943)	0,935 (0,935)	0,926 (0,927)
295,15	0,944 (0,944)	0,937 (0,936)	0,928 (0,928)
297,15	0,946 (0,946)	0,938 (0,938)	0,931 (0,930)
299,15	0,947 (0,947)	0,940 (0,939)	0,933 (0,931)
301,15	0,948 (0,948)	0,942 (0,941)	0,935 (0,933)
303,15	0,950 (0,950)	0,943 (0,942)	0,936 (0,934)

**Примечание – В скобках значения, вычисленные по аппроксимирующей формуле (7.11).**

По этим значениям находится линейная функция зависимости коэффициента сверхсжимаемости  $z = z(P_y, T)$  при устьевом давлении  $P_y$  и температуре, изменяющейся от  $T_y$  до  $T_3$  в виде:

$$z(P_y, T) = z(P_y, T_y) \cdot D_1(1 + D_2 T), \quad (7.9)$$

при удовлетворении следующим условиям:

при  $T_y = T_y$ ,  $z = z(P_y, T_y)$  и при  $T = T_3$ ,  $z = z(P_y, T_3)$ .

При этих условиях  $D_1 = (T_3 - \xi T_y)/(T_3 - T_y)$  и  $D_2 = (\xi - 1)/(T_3 - \xi T_y)$ ,

где  $\xi = z(P_y, T_3)/z(P_y, T_y)$ .

Коэффициенты знаменателя должны быть такими, чтобы по каждой строчке таблицы 7.1 выполнялось условие: при  $P = P_y$ ,  $z = z(P_y, T)$ , а при  $P = \bar{P}$ ,  $z = z(\bar{P}, T)$ . Точно такое условие не выполняется, так как отношение  $\beta = z(P_y, T)/z(\bar{P}, T)$  изменяется от строчки к строчке (оно имеет следующие значения, считая с первой строки: 1,019; 1,019; 1,019; 1,018; 1,017; 1,016; 1,015; 1,014; 1,015). Среднее значение  $\bar{\beta} = 1,017$ .

С использованием значения  $\bar{\beta} = 1,017$  коэффициенты  $C_1$  и  $C_2$  в формуле (7.6) выражаются следующим образом:

$$C_1 = \frac{\bar{P} - \bar{\beta} \cdot P_y}{\bar{P} - P_y}; C_2 = \frac{\bar{\beta} - 1}{\bar{P} - \bar{\beta} \cdot P_y}. \quad (7.10)$$

Следовательно, формула для вычисления коэффициента сверхсжимаемости  $z = z(P, T)$  в окончательном виде примет вид:

$$z(P, T) = \frac{z(P_y, T_y) \cdot D_1(1 + D_2 T)}{C_1(1 + C_2 P)}. \quad (7.11)$$

Значения  $z$ , вычисленные по формуле (7.11), приведены в таблице 7.1 в скобках. Сопоставление этих значений с табличными значениями, полученными по уравнению состояния, свидетельствуют о вполне достаточной точности аппроксимации.

Значение температуры  $T$  по стволу скважины, входящей в формулу для  $z$  (7.11) зависит от глубины, то есть от координаты  $x$ . Во многих случаях распределение температуры с достаточным для практики приближением можно аппроксимировать линейной функцией:

$$T = T_3 - \frac{T_3 - T_y}{L} x, \quad (7.12)$$

где  $T_y$  — температура на устье скважины, либо температура нейтрального слоя, К;

$T_3$  — пластовая или близкая к ней забойная температура, К;

$T_x$  — расстояние от забоя скважины до той точки ствола скважины, в которой вычисляется значение температуры, м;

$L$  — расстояние от забоя до устья скважины, м.

Формулу (7.12) представим в виде:

$$T = E_1 + (1 + E_2 x), \quad (7.13)$$

где  $E_1 = T_3$ ;  $E_2 = -(T_3 - T_y)/(LT_3)$ .

После этого в выражении (7.11) для  $z(P, T)$  необходимо заменить температуру  $T$  по формуле (7.13), тем самым коэффициент сверхсжимаемости  $z$  будет функцией от двух переменных: координаты  $x$  и давления  $P$  в той же точке лифтовой колонны:

$$z = z(P, x) = A \cdot z(P_y, T_y) \frac{(1 + G_2 x)}{(1 + C_2 P)}, \quad (7.14)$$

где  $G_1 = 1 + D_2 E_1$ ;  $G_2 = D_2 E_1 E_2 / (1 + D_2 E_1)$ ;  $A = D_1 G_1 / C_1$ .

**Пример – Рассчитать статическое забойное давление в вертикальной скважине глубиной 1200 м по формуле (7.7) при следующих исходных данных:**  $P_y = 30 \cdot 10^5$  Па;  $T_y = 287,15$  К;  $T_3 = 303,15$  К;  $\rho_{ст} = 0,6679$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{возд} = 1,205$  кг/м<sup>3</sup>;  $z_{ст} = 0,998$ ;  $T_{ст} = 293,15$  К;  $g = 9,80665$  м/с<sup>2</sup>;  $P_{ст} = 1,01325 \cdot 10^5$  Па;  $L = 1200$  м;  $\bar{P} = 40 \cdot 10^5$  Па;  $\bar{\beta} = 1,017$ .

Сначала рассчитываем коэффициенты:

$$C_1 = \frac{\bar{P} - \bar{\beta} \cdot P_y}{\bar{P} - P_y} = \frac{40 \cdot 10^5 - 1,017 \cdot 30 \cdot 10^5}{40 \cdot 10^5 - 30 \cdot 10^5} = 0,949;$$

$$C_2 = \frac{\bar{\beta} - 1}{\bar{P} - \bar{\beta} \cdot P_y} = \frac{1,017 - 1}{40 \cdot 10^5 - 1,017 \cdot 30 \cdot 10^5} = 1,79136 \cdot 10^{-8};$$

$$C_1^* = \frac{\rho_{ст} \cdot z_{ст} \cdot T_{ст}}{P_{ст}} = \frac{0,6679 \cdot 0,998 \cdot 293,15}{1,01325 \cdot 10^5} = 0,0019285;$$

$$B = \left( \frac{T_3}{T_y} \cdot \frac{z(P_y, T_y)}{z(P_y, T_y)} \right)^{\frac{C_1^* C_1 g L}{T_y z(P_y, T_y) - T_y z(P_y, T_3)}} = \left( \frac{303,15}{287,15} \cdot \frac{0,938}{0,95} \right)^{\frac{0,0019285 \cdot 0,949 \cdot 9,80665 \cdot 1200}{303,50,938 - 287,150,95}} = 1,080577.$$

Забойное давление будет равно:

$$P_3 = \frac{P_y B}{1 + C_2 P_y (1 - B)} = \frac{30 \cdot 10^5 \cdot 1,080577}{1 + 1,79136 \cdot 10^{-8} \cdot 30 \cdot 10^5 (1 - 1,080577)} = 32,56 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Если принять  $z = z_{ст} = \text{const}$ , а изменение температуры по стволу вертикальной скважины – по линейному закону, то  $P_3$  можно определять по формуле

$$P_3 = P_y \left( \frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{C_1^* g L}{z_{ст} (T_3 - T_y)}}. \quad (7.15)$$

**Пример – Рассчитать статическое забойное давление по формуле (7.15) при исходных данных, приведенных в предыдущем примере.**

$$C_1^* = \frac{\rho_{ст} \cdot z_{ст} \cdot T_{ст}}{P_{ст}} = \frac{0,6679 \cdot 0,998 \cdot 293,15}{1,01325 \cdot 10^5} = 0,0019285;$$



$$\frac{C_1^* g L}{z_{cp}(T_3 - T_y)} = \frac{0,0019285 \cdot 9,80665 \cdot 1200}{0,944 \cdot (303,15 - 287,15)} = 1,50255.$$

*Забойное давление по формуле (7.15) будет равно:*

$$P_3 = 30 \cdot 10^5 \cdot \left( \frac{303,15}{287,15} \right)^{1,50255} = 32,55 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Все приведенные выше формулы (7.1), (7.7), (7.15) являются частным случаем обобщающей формулы для расчета забойного давления  $P_3$  для вертикальной скважины:

$$\int_{P_3}^{P_y} \frac{f(P) \cdot dP}{P} = -C \int_0^L \frac{dx}{\Psi[T(x)] \cdot T(x)}, \quad (7.16)$$

где  $T = T(x)$  – температура газа по стволу скважины, как функция координаты  $x$  (начало отсчета находится на забое скважины);

$z = f(P) \xi \cdot \psi T$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$L$  – расстояние от забоя до устья скважины;

$$C = \frac{\rho_{ст} z_{ст} T_{ст} g}{P_{ст}}.$$

Условия, при которых следует применять ту или иную формулу, определяются, в первую очередь, исходной информацией о составе пластового газа, наличием подробных таблиц коэффициента сверхсжимаемости  $z$  как функции давления и температуры во всем диапазоне изменения этих переменных от пластовых до устьевых значений, величиной этого диапазона. Чем шире этот диапазон, тем больше будет погрешность от замены  $z = z(P, T)$  и  $T = T(x)$  их средними значениями  $z_{cp}$  и  $T_{cp}$ . По этой причине при проведении расчетов забойных давлений для глубокозалегающих пластов следует переходить от применения традиционной барометрической формулы (7.1) к использованию более точных формул (7.7) или (7.16). Компьютерную программу для расчетов  $P_3$  рекомендуется составлять, используя формулы (7.7), (7.15), (7.16). Забойное давление при  $T_{cp} = 295,08$  К и  $z_{cp} = 0,944$ , вычисленное по барометрической формуле (7.1) для тех же данных, для которых считались примеры по формулам (7.7) и (7.15), равно  $P_3 = 32,56 \cdot 10^5$  Па; по формуле (7.7) –  $P_3 = 32,56 \cdot 10^5$  Па; по формуле (7.15) –  $P_3 = 32,55 \cdot 10^5$  Па.

Расхождение в значениях забойного давления, полученного по различным формулам, не превышает 1 %.

Величина рассчитанного забойного давления  $P_3$  по формуле (7.15) показывает, что для вывода формулы  $z = z(P, T)$  можно было бы использовать гораздо меньшее значение давления  $\tilde{P}$  (не  $40 \cdot 10^5$  Па, а, например,  $35 \cdot 10^5$  Па, что ближе к вычисленному забойному давлению  $32,55 \cdot 10^5$  Па).

Приведенные примеры расчетов с исходными данными, соответствующими давлениям и температурам газа, а также глубинам залегания сеноманских залежей месторождений севера Западной Сибири, показывают, что при составе газа с содержанием метана до 97 % и глубинах скважин до 1200 м применение барометрической формулы (7.1) и формул (7.7), (7.15) дают весьма близкие расчетные значения забойных давлений при одинаковых значениях исходных параметров, несмотря на различные структуры этих формул. Но это ни в коем случае не означает, что результаты окажутся близкими при расчетах забойных давлений для глубоких скважин. В этих случаях более адекватными реальным условиям следует считать результаты по формулам (7.7), (7.15), которые являются моделями, полученными с меньшими допущениями, чем барометрическая формула (7.1).

Под пластовым давлением условились понимать величину забойного давления после закрытия скважины при полной его стабилизации. Барометрическая формула (7.1) записывается для случая полного восстановления давления в скважине в виде:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{стат}} \cdot e^S, \quad (7.17)$$

где  $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление, МПа;

$P_{\text{стат}}$  — статическое давление на устье остановленной скважины, МПа.

Если расчет давления производится для наклонной скважины, то в приведенных выше формулах вместо длины скважины  $L$  используется разность гипсометрических отметок устья и забоя скважины.

Для повышения точности определения давления на забое закрытой скважины рекомендуется определять его путем непосредственного измерения с использованием глубинных манометров.

Если глубина спуска манометра отличается от глубины залегания пласта, забойное давление на требуемой гипсометрической отметке можно оценить экстраполяцией глубинных поинтервальных замеров либо рассчитать по барометрической формуле, записанной в виде:

$$P_3 = P_{\text{зам}} \cdot e^S, \quad (7.18)$$

где  $P_3$  — забойное давление, МПа;

$P_{\text{зам}}$  — замеренное давление, МПа;

$S$  — показатель, определяемый в данном случае по формуле

$$S = \frac{0,03419 \cdot \rho_{\text{отн}} \cdot (H_3 - H_{\text{зам}})}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}, \quad (7.19)$$

где  $H_3$  — гипсометрическая отметка (глубина), к которой должно быть приведено давление, м;  
 $H_{\text{зам}}$  — гипсометрическая отметка глубины спуска манометра, м.

Средняя температура, давление и соответствующий им коэффициент сверхсжимаемости в этом случае осредняются по интервалу от глубины спуска манометра до требуемой глубины определения забойного давления в скважине.

### 7.1.2 Расчет давления на забое работающей скважины

Давление на забое работающей газовой скважины можно определить непосредственным измерением глубинным манометром либо расчетным путем по давлению на устье. Если скважина эксплуатируется по лифтовым трубам, то в незапакерованном затрубном пространстве будет неподвижный столб газа. В этом случае давление на забое можно рассчитать способом, описанным выше в пункте 7.1.1, по замеренному давлению в затрубном пространстве.

Однако в практике исследований скважин невозможно применение формул для неподвижного столба в следующих случаях:

- скважина эксплуатируется по лифтовым трубам и затрубному пространству одновременно;
- скважина оборудована пакером.

В таких случаях забойное давление определяют по формуле

$$P_3 = \left[ P_y^2 \cdot e^{2S} + 9,9143 \cdot 10^3 \lambda \frac{z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2}{d^5} (e^{2S} - 1) \cdot Q^2 \right]^{\frac{1}{2}} = \left[ P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot Q^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (7.20)$$

где  $\lambda$  — безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления;  
 $d$  — внутренний диаметр лифтовых труб, м;  
 $Q$  — дебит скважины при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/с;  
 $\theta = 9,9143 \cdot 10^3 \lambda \frac{z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2}{d^5} (e^{2S} - 1)$ , остальные обозначения те же, что и в п. 7.1.1.

Основные размеры отечественных и зарубежных лифтовых и обсадных труб приведены в таблице 7.2.

Постоянный коэффициент  $9,9143 \cdot 10^3$  является значением выражения  $\frac{8 P_{\text{ст}}^2}{(\pi^2 z_{\text{ст}}^2 T_{\text{ст}}^2 g)}$  и имеет в системе СИ размерность кг<sup>2</sup>/(м<sup>3</sup>·с<sup>2</sup>·К<sup>2</sup>). Строго говоря, этот коэффициент не является константой, так как коэффициент сверхсжимаемости  $z_{\text{ст}}$  для стандартных условий имеет разные значения для различных составов газа.

Если давление измеряется в МПа и дебит скважины в тыс. м<sup>3</sup>/сутки, то в формуле (7.20) коэффициент  $9,9143 \cdot 10^3$  следует заменить на  $0,01324 \cdot 10^{-10}$ .

Таблица 7.2 – Основные размеры отечественных и зарубежных лифтовых и обсадных труб

Трубы	Диаметры труб, 10 <sup>-3</sup> м		Муфта, 10 <sup>-3</sup> м		Долото	
	$D_H$	$d_B$	$D_H$	Длина	Номер	$d$ , 10 <sup>-3</sup> м
Лифтовые по ГОСТ 3845	48,3	40,3	56,0	96		
	60,3	50,3	13,0	110		
	73,0	62,0	89,0	132		
		59,0				
	88,9	76,0	107,0	146		
	101,6	88,6	121,0	150		
	114,3	100,3	132,5	156		
Обсадные по ГОСТ 6238	114,3	102,3	133	158 177*	6а	145
		100,3				
		98,3				
		96,3				
	127	115	146	165 196*	7	161
		113				
		111				
		109				
	139,7	127,7	159	171 203*	8	190
		125,7				
		123,7				
		121,7				
		119,7				
		117,7				
	146	133	166	177 215*	8	190
		132				
		130				
		128				
		126				
		124				
	168,3	155,3	188	184 222*	10	243
		154,3				
		152,3				
		150,3				
		148,3				
		146,3				
		144,3				
		140,3				
	177,8	163,8	198	184	10	243
		161,8				
		159,8				
		157,8				
		155,8				
		153,8				
		149,8				

Продолжение таблицы 7.2

Трубы	Диаметры труб, $10^{-3}$ м		Муфта, $10^{-3}$ м		Долото	
	$D_H$	$d_B$	$D_H$	Длина	Номер	$d$ , $10^{-3}$ м
Обсадные по ГОСТ 6238	193,7	179,7	216	190	10	243
		177,7				
		175,7				
		173,7		235*	11	269
		169,7				
		165,7				
	219,1	205,1	245	196	11	269
		203,1				
		201,1				
		199,1		254*	12	295
		195,1				
	224,5	230,5	270	196	12	295
		228,5				
		226,5				
		224,5			13	320
		220,5				
		216,5				
	273,1	259,1	299	203	13	320
		257,1				
		255,1				
		253,1			14	346
		249,1				
	298,5	282,5	324	203	16	394
		280,5				
		278,5				
		276,5				
		274,5				
	323,9	305,9	351	203	16	394
		303,9				
		301,9				
		299,9				
	339,7	321,7	365	203	16	394
		319,7				
		317,7				
		315,7				
	351	331	376	229	18	445
		330				
		329				
		327				
	377	359	402	229	18	445
		357				
		355				
		353				

Продолжение таблицы 7.2

Трубы	Диаметры труб, 10 <sup>-3</sup> м		Муфта, 10 <sup>-3</sup> м		Долото	
	$D_n$	$d_b$	$D_n$	Длина	Номер	$d$ , 10 <sup>-3</sup> м
Обсадные по ГОСТ 6238	406,4	388,4	432	228	20	490
		386,4				
		384,4				
		382,4				
	426	406	451	229	20	490
		404				
		402				
Лифтовые по API с группами прочности: Н-40, J-55, C-75, N-80, P-105 [2]	48,3	40,9	55,9	95,2		
			63,5	98,4		
	60,3	47,4	73,8	108		
		50,7		123,8		
		51,8				
	73	51,8				
		50,7	88,9	130,2		
		57,4	93,2	138,4		
		62				
	88,9	62	108	142,9		
		69,8	114,3	146		
		74,2				
		76				
		77,9				
	101,6	88,3	120	146		
		90,1	127	152,4		
	114,3	100,5	132,1	155,6		
			141,3	158,8		
Обсадные по API с группами прочности: Н-40, J-55, C-75, N-80, P-110, K-55, C-95 [2]	114,3	97,2	127	158,8	6B	145
		99,6		177,8		
		101,6				
		102,9				
		103,9				
	127	108,6	141,3	165,1	7	161
		122		196,8		
		114,1				
	139,7	115,8			8	190
		115,5	153,7	171,4		
		118,6		203,2		
		121,4				
		124,3				
		125,7				
		127,3				

Окончание таблицы 7.2

Трубы	Диаметры труб, 10 <sup>-3</sup> м		Муфта, 10 <sup>-3</sup> м		Долото	
	$D_n$	$d_n$	$D_n$	Длина	Номер	$d$ , 10 <sup>-3</sup> м
Обсадные по API с группами прочности: Н-40, J-55, С-75, N-80, Р-110, К-55, С-95 [2]	168,3	144	187,8	184,2	10	243
		147,1		222,2		
		150,4				
		153,6				
	177,8	150,1	194,5	184,2	10	243
		152,5		228,6		
		154,8		254,0		
		157,1				
		159,4				
		161,7				
		164,0				
		166,1				
	193,7	168,3	215,9	190,5	11	269
		171,8		235,0		
		174,6		263,5		
		177,0				
		178,4				
	219,1	190,8	244,5	196,8	11	269
		193,7		254,0	12	295
		196,2				
		198,8				
		201,2				
		203,6				
	244,5	205,7	269,8			
		216,8		196,8	12	295
		220,5		266,7	13	320
		222,4				
		224,4				
		226,6				
	273,0	228,6	298,4			
		235,0		203,2	13	320
		237,5			14	346
		240,0				
		242,8				
		245,5				
		247,9				
		250,2				
		252,7				
	298,4	255,3	323,8			
		258,9				
		273,6		203,2	16	394
		276,4				
	339,9	279,4	365,1			
		281,5				
		308,8		203,2	18	445
		311,8				
		313,6				
		315,3				
		317,9				
		320,4				
		323,0				

\*Размеры муфт относятся к трубам с удлиненной резьбой.

*Пример – Рассчитать забойное давление в скважине глубиной 1200 м по формуле (7.20) при исходных данных, приведенных выше. Расчет проведен для двух значений коэффициента гидравлического сопротивления –  $\lambda_1 = 0,015$  и  $\lambda_2 = 0,025$ ;  $d = 0,1$  м;  $Q = 259,2$  тыс. м<sup>3</sup>/сут = 3 м<sup>3</sup>/с.*

*Ввиду относительно небольшой разницы между устьевым и забойным давлениями уже первое приближение дает значение  $z_{cp} = 0,944$ , которое при последующих приближениях практически не изменяется; при  $T_{cp} = (T_3 - T_y) \cdot \ln(T_3/T_y) = (303,15 - 287,15) \cdot \ln\left(\frac{303,15}{287,15}\right) = 295,08$  К.*

*При  $\lambda_1 = 0,015$  Па*

$$P_3 = \left[ (30 \cdot 10^5)^2 \cdot e^{20,08147} + 9,9143 \cdot 10^3 \cdot 0,015 \frac{0,944^2 \cdot 295,08^2}{0,1^5} (e^{20,08147} - 1) \cdot 3^2 \right]^{\frac{1}{2}} = 33,60 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

*При  $\lambda_2 = 0,025$  Па*

$$P_3 = \left[ (30 \cdot 10^5)^2 \cdot e^{20,08147} + 9,9143 \cdot 10^3 \cdot 0,015 \frac{0,944^2 \cdot 295,08^2}{0,1^5} (e^{20,08147} - 1) \cdot 3^2 \right]^{\frac{1}{2}} = 33,60 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Отметим, что в общем случае при  $z = z(P, T)$  и  $T = T(x)$  простую формулу для вычисления  $P_3$  получить нельзя. Теоретическая постановка этой задачи приведена в части II настоящих рекомендаций.

Для одного очень важного для практики случая, при котором коэффициент сверхсжимаемости  $z$  представляется в виде функции только от температуры  $T$  и осредняется по давлению, а зависимость температуры от глубины  $T = T(x)$  берется фактической, измеряемой глубинными термометрами для различных условий эксплуатации скважины (дебита и давления), должна использоваться более точная формула (7.21). Если величина температуры по стволу скважины допускает аппроксимацию линейной функцией  $T = a(b - x)$ , где  $a = (T_3 - T_y)/L$  и  $b = LT_3/(T_3 - T_y)$ , то забойное давление вычисляется по формуле

$$P_3^2 = P_y^2 \left( \frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{2C_1^* L}{T_3 - T_y}} - \frac{C_2^* T_3^2 L}{(T_3 - T_y) - C_1^* L} \left\{ \left( \frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{2[C_1^* L - (T_3 - T_y)]}{(T_3 - T_y)}} - 1 \right\}, \quad (7.21)$$

где  $C_1^* = \frac{\rho_{ст} z_{ст} T_{ст} g}{P_{ст} z_{ст}}$ ,  $C_2^* = \frac{8 P_{ст}}{(\pi^2 z_{ст} T_{ст})} \cdot \frac{\lambda Q_{ст}^2 \rho_{ст} z_{ст}}{d^5}$ .

При  $T_3 = T_y = T_{ст}$  предельным переходом получается формула (7.20).

*Пример – Рассчитать забойное давление в скважине глубиной 1200 м по формуле (7.21) при исходных данных, приведенных выше в п. 7.1.1. Дополнительно принято  $\lambda_1 = 0,015$ ;  $d = 0,1$  м;  $Q = 3$  м<sup>3</sup>/с.*



$$C_1^* = \frac{\rho_{\text{ст}} z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g}{P_{\text{ст}} z_{\text{сп}}} = \frac{0,6679 \cdot 0,998 \cdot 293,15 \cdot 9,80665}{1,01325 \cdot 10^5 \cdot 0,944} = 0,0200338;$$

$$C_2^* = \frac{8P_{\text{ст}}}{(\pi^2 z_{\text{ст}} T_{\text{ст}})} \cdot \frac{\lambda Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}} z_{\text{сп}}}{d^5} = \frac{8 \cdot 1,01325 \cdot 10^5}{(3,141592654^2 \cdot 0,998 \cdot 293,15)} \times \\ \times \frac{0,015 \cdot 3^2 \cdot 0,6679 \cdot 0,944}{0,1^5} = 2389481,21;$$

$$P_3^2 = P_y^2 \left( \frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{2C_1^* L}{T_3 - T_y}} - \frac{C_2^* T_3^2 L}{(T_3 - T_y) - C_1^* L} \left\{ \left( \frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{2[C_1^* L - (T_3 - T_y)]}{(T_3 - T_y)}} - 1 \right\} = \\ = (30 \cdot 10^5)^2 \cdot \left( \frac{303,15}{287,15} \right)^{\frac{2 \cdot 0,0200338 \cdot 1200}{(303,15 - 287,15)}} - \frac{2389481 \cdot 303,15^2 \cdot 1200}{(303,15 - 287,15) - 0,0200338 \cdot 1200} \times \\ \times \left\{ \left( \frac{303,15}{287,15} \right)^{\frac{2 \cdot 0,0200338 \cdot 1200 - (303,15 - 287,15)}{(303,15 - 287,15)}} - 1 \right\} = 35,26 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Далее проводится сопоставление результатов расчета забойного давления  $P_3$  в работающей скважине по формуле (7.20) и по формуле (7.21). Исходные данные те же, что и в п. 7.1.1.

Расчеты по той и другой формуле приведены для двух значений коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda = 0,015$ ;  $\lambda = 0,025$ .

По формуле (7.20)  $P_3 = 33,60 \cdot 10^5$  Па при  $\lambda = 0,015$ ;

$P_3 = 34,28 \cdot 10^5$  Па при  $\lambda = 0,025$ .

По формуле (7.21)  $P_3 = 36,26 \cdot 10^5$  Па при  $\lambda = 0,015$ ;

$P_3 = 36,95 \cdot 10^5$  Па при  $\lambda = 0,025$ .

Различия в значениях будут возрастать при увеличении глубины добывающих скважин.

Для расчета необходимо знать значение коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda$ . При любых скоростях газа в лифтовых трубах основными параметрами, от которых зависит коэффициент  $\lambda$ , являются число Рейнольдса  $Re$  и относительная шероховатость  $\epsilon$ , определяемые по формулам:

$$Re = 17,77 \cdot Q \rho_{\text{отн}} / (d \cdot \mu); \quad \epsilon = 2l_{\kappa} / d, \quad (7.22)$$

где  $Re$  — число Рейнольдса, безразмерная величина;

17,77 — размерный коэффициент;

$Q$  — дебит газа, приведенный к стандартным условиям, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$d$  — внутренний диаметр, м;

$\mu$  — динамическая вязкость, мПа·с;

$\epsilon$  — относительная шероховатость, м;

$l_k$  — абсолютная шероховатость, м.

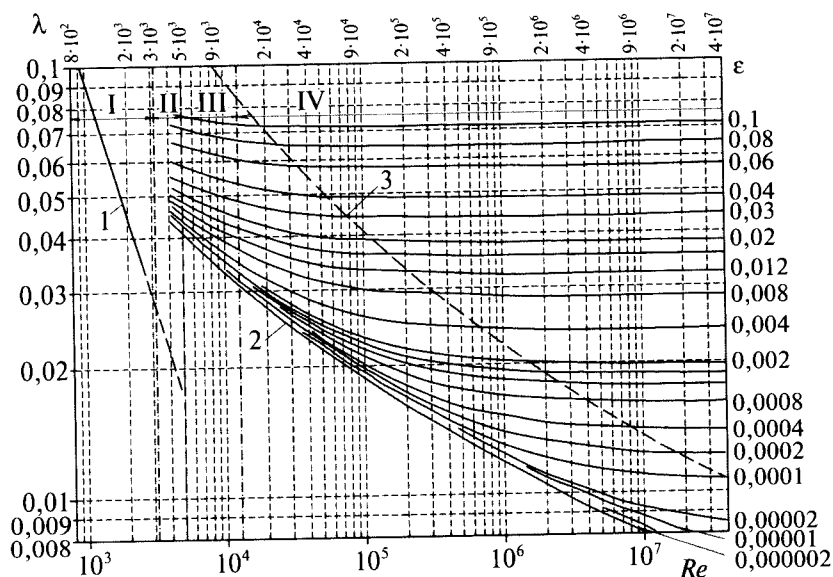
При турбулентном течении, которое, как правило, имеет место в газовых скважинах,  $\lambda$  является функцией  $Re$  и  $\epsilon$  и определяется по формуле

$$\lambda = \frac{1}{4 \left[ \ln \left( \frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\epsilon}{7,41} \right) \right]^2}. \quad (7.23)$$

При больших расходах, в основном характерных для газовых и газоконденсатных скважин, наступает, так называемая турбулентная автомодельность, когда  $\lambda$  не зависит от  $Re$  и определяется по формуле

$$\lambda = \left[ \frac{1}{2 \ln \frac{7,41}{\epsilon}} \right]^2. \quad (7.24)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления для известных  $Re$  и  $\epsilon$  можно определить по графику (рисунок 7.1).



I–IV — области: I — ламинарного течения, II — критическая, III — переходная турбулентная, IV — турбулентной автомодельности ( $\lambda$  не зависит от  $Re$ );

1 — ламинарный режим; 2 — турбулентное течение в гладких трубах;

3 — граница зоны, где  $\lambda$  не зависит от  $Re$

Рисунок 7.1 — Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления лифтовых труб  $\lambda$  с различными относительными шероховатостями  $\epsilon$  от числа Рейнольдса  $Re$

Отметим, что в реальных условиях значения коэффициента  $\lambda$  может существенно отличаться от расчетного. Для расчетов забойного давления по формулам (7.20), (7.21) реальный коэффициент гидравлического сопротивления рекомендуется уточнить по данным исследований с использованием глубинных манометров согласно формуле

$$\lambda = \frac{(P_3^2 - P_y^2 \cdot e^{2S}) \cdot d^5}{1,324 \cdot 10^{-12} \cdot Q^2 \cdot z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 (e^{2S} - 1)}, \quad (7.25)$$

где  $P_3$  – забойное давление, определяемое по глубинным измерениям или расчетом по устьевому давлению в затрубном пространстве.

**Пример – Определить давление на забое эксплуатируемой по лифтовым трубам скважины при следующих исходных данных: глубина скважины – 2000 м, диаметр лифтовых труб – 0,063 м (63 мм), абсолютное давление на устье – 9,806 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), дебит газа – 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут, средняя температура – 300 К (27 °С), относительная плотность газа – 0,57, предполагаемая абсолютная шероховатость – 0,00012 м (0,12 мм).**

**Определяем:**  $z = 0,83$ ;  $S = 0,156$ ;  $2S = 0,312$ ;  $\exp(S) = 1,367$ .

**Определяем динамическую вязкость способом, изложенным в разделе 6 – 0,014 мПа·с.**

**Определяем число Рейнольдса  $Re$  по формуле (7.22)**

$$Re = 17,77 \cdot 150 \cdot 0,57 / (0,063 \cdot 0,014) = 1722600.$$

**Находим относительную шероховатость по формуле (7.10)**

$$\epsilon = 2 \cdot 0,00012 / 0,063 = 0,0038.$$

**По рисунку 7.1 (линия 3) для найденного  $\epsilon$  находим  $Re = 8 \cdot 10^5$ , далее определяем минимальный дебит, при котором наступает режим автомоделной турбулентности:**

$$Q = 8 \cdot 10^5 \cdot 0,063 \cdot 0,014 / 17,77 \cdot 0,57 = 70 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

**Так как дебит скважины превышает найденное минимальное значение, коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  не зависит от  $Re$ , то есть от дебита, и определяется в зависимости от  $\epsilon$ , равного 0,0038, по формуле (7.24)**

$$\lambda = \left[ \frac{1}{2 \ln \frac{7,41}{0,0038}} \right]^2 = 0,023,$$

**или по рисунку 7.1  $\epsilon = 0,0038$ ;  $\lambda = 0,023$ .**

**Рассчитываем ориентировочное значение забойного давления**

$$P_3^{(1)} = \sqrt{9,8^2 \cdot 1,367 + \frac{10^{-12} \cdot 1,324 \cdot 0,023 \cdot 0,783^2 \cdot 300^2}{0,063^5} (1,367 - 1) \cdot 150^2} = 12,12 \text{ МПа}.$$

**По найденному значению ориентировочного забойного давления определяем среднее давление  $(12,12 + 9,80) / 2 = 10,96$  МПа и приведенное среднее давление  $10,96 / 4,687 = 2,35$ .**

Находим  $z = 0,815$ .

Повторяем расчет забойного давления с новыми значениями:  $S = 0,159$ ;  $2 \cdot S = 0,318$ ;  $\exp(S) = 1,375$ .

$$P_3^{(2)} = \sqrt{9,8^2 \cdot 1,375 + \frac{10^{-12} \cdot 1,324 \cdot 0,023 \cdot 0,815^2 \cdot 300^2}{0,063^5} (1,375 - 1) \cdot 150^2} = 12,14 \text{ МПа}.$$

Разница в давлениях между первым и вторым приближениями составляет всего 0,02 МПа, что практически не влияет на значение  $z$ .

В расчетах при движении газа по затрубному пространству формула (7.20) преобразуется в связи с заменой диаметра  $d$  на характерный линейный размер канала кольцевого сечения.

Формула для определения забойного давления по давлению в затрубном пространстве принимает вид:

$$P_3 = \sqrt{P_{3т}^2 \cdot e^{2S} + 1,324 \cdot 10^{-12} \lambda \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2 \cdot (e^{2S} - 1)}{(D - d_n)^3 (D + d_n)^2}}, \quad (7.26)$$

где  $P_{3т}$  — замеренное давление в затрубном пространстве, МПа;

$D$  — внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$d_n$  — наружный диаметр лифтовых труб, м.

Коэффициент  $\lambda$  определяется по формуле (7.24) или по рисунку 7.1, при этом шероховатость берется по наружной стенке лифтовых труб, а расчет  $Re$  проводится по формуле

$$Re = 17,77 \cdot Q \rho_{отн} / (D_{гидр} \cdot \mu), \quad (7.27)$$

где  $D_{гидр} = D - d$  — гидравлический диаметр, м.

Поскольку точное значение шероховатости при движении по затрубному пространству неизвестно, то рекомендуется уточнение коэффициента гидравлического сопротивления кольцевого пространства скважины (или группы скважин с одинаковой конструкцией) по данным исследования с использованием глубинных манометров.

Для более точного расчета забойного давления учитываются дополнительные сопротивления, обусловленные наличием муфт, забойного оборудования (пакеры, клапаны), секций лифтовых труб разного диаметра.

### 7.1.3 Расчет давления на забое при наличии жидкости в стволе скважины

Наличие жидкости в продукции скважин может обуславливаться следующим:

- выпадением конденсата при изменении термодинамических условий при движении газоконденсатной смеси в пласте и по стволу скважины;
- конденсацией водяных паров, содержащихся в газе;
- обводнением скважин пластовой водой.

В большинстве случаев отношение объема жидкости, выносимой из скважины газом, к объему газа в единице объема газожидкостной смеси составляет небольшую долю. В этом случае выносимая жидкость движется в ядре газожидкостного потока в виде капель различного размера и пленки на стенке скважины. Экспериментально доказано, что размеры капель не превосходят двух-трех миллиметров, так как более крупные капли дробятся в турбулентном потоке. С хорошим приближением можно считать, что скорость движения капель практически равна скорости движения газа, так как ввиду небольших размеров капель и соответствующей этим размерам их малой массе требуется незначительная разница в скоростях жидких частиц и газа, чтобы возникла сила, достаточная для их выноса.

Если остановить движущийся газожидкостный поток в скважине, то на забой будет передаваться давление столба газа, утяжеленного находящейся в ней диспергированной жидкостью. Условно столб смеси может быть разложен на два взаимопроникающих столба: столб газа, давление которого на забой определяется формулой (7.21), и столб диспергированной жидкости с некоторой фиктивной плотностью  $\rho_{\Phi}$ . Фиктивная плотность приближенно может быть определена из следующего условия

$$\rho_{\Phi} \cdot V \cdot F = \frac{M}{86400}, \quad (7.28)$$

где  $\rho_{\Phi}$  – фиктивная плотность диспергированной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – средняя скорость движения диспергированной жидкости, равная средней скорости движения газа, м/с;

$F$  – средняя площадь сечения в лифтовой трубе занятая газом, м<sup>2</sup>;

$M$  – масса жидкости, добытая из скважины в течение суток, кг.

Произведение  $V \cdot F$  будет равно секундному расходу газа при  $P = P_{\text{ср}}$  и  $T = T_{\text{ср}}$ :

$$V \cdot F = \frac{Q_{\text{ст}} \cdot 1000}{86400} \cdot \frac{P_{\text{ср}} T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}}{P_{\text{ст}} z_{\text{ст}} T_{\text{ст}}}, \quad (7.29)$$

где  $Q_{\text{ст}}$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Из равенств (7.28) и (7.29) находится  $\rho_{\Phi}$

$$\rho_{\Phi} = \frac{M}{Q_{\text{ст}} \cdot 1000} \cdot \frac{P_{\text{ср}} T_{\text{ст}} z_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}} z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}. \quad (7.30)$$

Далее по формуле находится давление, создаваемое на забое диспергированной жидкостью  $\Delta P$  в Па.

$$\Delta P = \rho_{\Phi} \cdot g \cdot H, \quad (7.31)$$

где  $g$  – ускорение силы тяжести – 9,80665 м/с<sup>2</sup>;

$H$  – глубина вертикальной скважины.

Потери на трение при относительно небольшом по объему присутствии жидкости в газожидкостной смеси практически не будут влиять на потери давления от трения. Поэтому сначала, используя формулу (7.20) или (7.21), необходимо рассчитать давление на забое работающей газовой скважины при условии отсутствия жидкости в добываемом газе, а затем добавить к полученному результату давление столба диспергированной жидкости по формуле (7.31).

*Пример – Рассчитать забойное давление в скважине глубиной 3150 м, эксплуатируемой по лифтовым трубам диаметром 0,076 м, со следующими исходными данными:*

$\rho = 0,715$  – (относительная плотность газовой смеси);

$P_y = 169 \cdot 10^5$  Па;

$T_{cp} = 350$  К;

$\lambda = 0,025$ ;

$Q_{ст} = 185$  тыс. м<sup>3</sup>/сут = 2,14 м<sup>3</sup>/с – дебит газа;

$M = 97920$  кг – масса, добываемая из скважины жидкости в сутки.

По формуле (7.20) с использованием исходных данных находим забойное давление  $P_3 = 229,75 \cdot 10^5$  Па. Потери на трение при этом составляют  $7,25 \cdot 10^5$  Па. Среднее давление между устьевым и забойным будет равно  $\approx 200 \cdot 10^5$  Па. По формуле (7.30) находится фиктивная плотность диспергированной жидкости

$$\rho_{\Phi} = \frac{97920}{185 \cdot 1000} \cdot \frac{200 \cdot 10^5 \cdot 293,15 \cdot 1}{1,013 \cdot 10^5 \cdot 350 \cdot 0,8} = 110,83 \text{ кг/м}^3.$$

По формуле (7.29) рассчитывается давление столба жидкости с фиктивной плотностью

$$\Delta P = \rho_{\Phi} \cdot g \cdot H = 110,83 \cdot 9,80665 \cdot 3150 = 34,24 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Следовательно, давление на забое приближенно будет равно

$$P_3 \approx 229,75 \cdot 10^5 + 34,24 \cdot 10^5 = 264 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

На конкретных месторождениях для оценки значения забойного давления при наличии жидкости в стволе скважины могут быть использованы другие приближенные методы и эмпирические формулы, адаптированные к условиям этого месторождения.

#### 7.1.4 Расчет давления на забое наклонно направленной скважины

Если расчет давления проводится для наклонной скважины, то в приведенных выше формулах (7.1), (7.7) для неподвижного столба газа вместо длины скважины  $L$  используется проекция профиля скважины на вертикальную ось, то есть используется разность гипсометрических отметок устья и забоя скважины.

Для приближенной оценки забойного давления в работающей наклонной скважине (на башмаке лифтовых труб) можно использовать формулу (7.20), в которой вместо длины скважины  $L$ , определяемой по длине спущенных в нее лифтовых труб, нужно использовать произведение ее на синус среднего угла наклона профиля скважины к горизонту, а величина

$$\theta = \left[ 9,9143 \cdot 10^3 \lambda \frac{z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{d^5} (e^{2S} - 1) \right] \text{ делится на синус этого угла.}$$

Для более точного расчета профиль наклонной скважины может быть представлен в виде ломаной линии, состоящей из прямых участков, каждый из которых имеет свой наклон к горизонту, включая и горизонтальную часть ствола в продуктивном пласте, имеющую синус угла с горизонтом близкий к нулю.

В пределе формула (7.20) при замене  $L$  на  $(L \cdot \sin \alpha)$  и  $\theta$  на  $(\theta / \sin \alpha)$ , где  $\alpha$  — угол ствола скважины с горизонтом, дает давление на конце горизонтального участка в предположении, что весь расход газа (дебит скважины) поступает через конечное сечение горизонтального участка.

Результаты этого расчета могут использоваться для оценки максимально возможных потерь давления на трение в горизонтальном участке.

**Пример — Рассчитать забойное давление в наклонно направленной скважине глубиной 1200 м при следующих исходных данных:**

$P_y = 30 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ;  $T_y = 287,15 \text{ К}$ ;  $T_3 = 303,15 \text{ К}$ ;  $\rho_{\text{ст}} = 0,6679 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{возд}} = 1,205 \text{ кг/м}^3$ ;  $z_{\text{ст}} = 1$ ;  $T_{\text{ст}} = 293,15 \text{ К}$ ;  $g = 9,80665 \text{ м/с}^2$ ;  $P_{\text{ст}} = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ;  $L = 1200 \text{ м}$ ;  $\alpha = 60^\circ$ ;  $\sin \alpha = 0,866$ ; коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda = 0,025$ ; внутренний диаметр труб  $d = 0,1 \text{ м}$ ;  $Q_{\text{ст}} = 259,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} = 3 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $z_{\text{ср}} = 0,944$ ;  $T_{\text{ср}} = 295,08 \text{ К}$ .

По формуле  $S = 0,03419 \rho_{\text{отн}} L \sin \alpha / (z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}})$  рассчитываем  $S$ :

$$S = 0,03419 \cdot 0,554 \cdot 1200 \cdot 0,866 / (0,944 \cdot 295,08) = 0,0707.$$

По формуле  $P_3 = \left[ P_y^2 \cdot e^{2S} + 9,9143 \cdot 10^3 \frac{z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{d^5 \cdot \sin \alpha} (e^{2S} - 1) \cdot Q^2 \right]^{\frac{1}{2}}$  рассчитываем  $P_3$ :

$$P_3 = \left[ (30 \cdot 10^5)^2 \cdot e^{2 \cdot 0,0707} + 9,9143 \cdot 10^3 \cdot 0,025 \frac{0,944^2 \cdot 295,08^2}{0,1^5 \cdot 0,866} (e^{2 \cdot 0,0707} - 1) \cdot 3^2 \right]^{\frac{1}{2}} = 36,61 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

#### 7.1.5 Расчет давления по стволу горизонтальной скважины

Распределение давления по стволу горизонтальной скважины определяется ее профилем, конструкцией участка ствола в продуктивной части пласта, профилем притока газа по длине этого участка.

В простаивающей горизонтальной скважине распределение давления на этом участке описывается барометрической формулой (7.1), в которой вместо глубины  $L$  используется разность гипсометрических отметок устья и точки, в которой рассчитывается давление.

Скважину, часть ствола которой внутри продуктивного пласта имеет ориентацию, отличную от вертикальной, называют либо наклонной, если скважина пересекает продуктивный пласт под некоторым углом с горизонтом, либо субгоризонтальной или горизонтальной, если ее ствол полностью находится в продуктивном пласте между кровлей и подошвой (в массивных залежах между кровлей и положением первоначального газоводяного контакта). Профиль горизонтальной скважины, начиная от оси вертикального ствола скважины, может быть восходящим внутри продуктивного пласта, иметь направление близкое к горизонтальному или быть нисходящим.

Забойное (пластовое) давление в остановленной горизонтальной скважине может быть рассчитано у торца горизонтальной части ствола, в любом сечении этого участка; у башмака труб, если скважина частично оборудована лифтовыми трубами. Для этого во всех случаях расчет проводится по формуле (7.1), в которой вместо длины вертикальной скважины  $L$  используется проекция на вертикальную ось расстояния от устья скважины до того сечения горизонтальной скважины, в котором необходимо вычислить забойное (пластовое) давление. При расчете средней температуры используется значение пластовой температуры на уровне того же сечения. Расчет будет верен только в том случае, если в стволе скважины отсутствуют гидравлические затворы в местах волнообразных искривлений ствола скважины.

Рассчитать распределение давления в сечениях той части ствола горизонтальной скважины, которая находится внутри продуктивного пласта, по движущемуся столбу газа возможно только с использованием трехмерных математических моделей, описывающих горизонтальную скважину и продуктивный пласт, так как оценить с необходимой точностью распределение притока газа по длине этой части ствола простыми моделями не удастся.

В сечении на входе в горизонтальную часть забойное давление определяется по формуле (7.20), если ствол скважины до этого сечения имеет вертикальную ориентацию. Если наклон ствола скважины с горизонтом составляет угол  $\alpha$ , то в формуле (7.20) длина этой части ствола  $L$  умножается на  $\sin\alpha$  при вычислении показателя  $S$ , а второе слагаемое в формуле (7.20) делится на величину  $\sin\alpha$ .

$$S = 0,03419 \cdot p_{\text{отн}} \cdot L \cdot \sin\alpha / (z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}});$$

$$P_3 = \left[ P_y^2 \cdot e^{2S} + \frac{\theta}{\sin\alpha} \cdot Q^2 \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (7.32)$$



### 7.1.6 Расчет потерь давления во внутрискважинном оборудовании

Для предотвращения аварийного фонтанирования, коррозии обсадных колонн, для ингибирования и глушения скважин в них спускают специальное оборудование, к которому относятся: клапан-отсекатель, пакер, циркуляционные и ингибиторные клапаны и другие элементы. При определении забойного давления в работающих скважинах (особенно в высокодебитных, при низких пластовых давлениях, с ограничениями по депрессии на пласт) необходимо учесть потери давления на этих элементах оборудования. Подходы к определению потерь давления в внутрискважинном оборудовании скважины показаны ниже на примере расчета потерь давления в пакере.

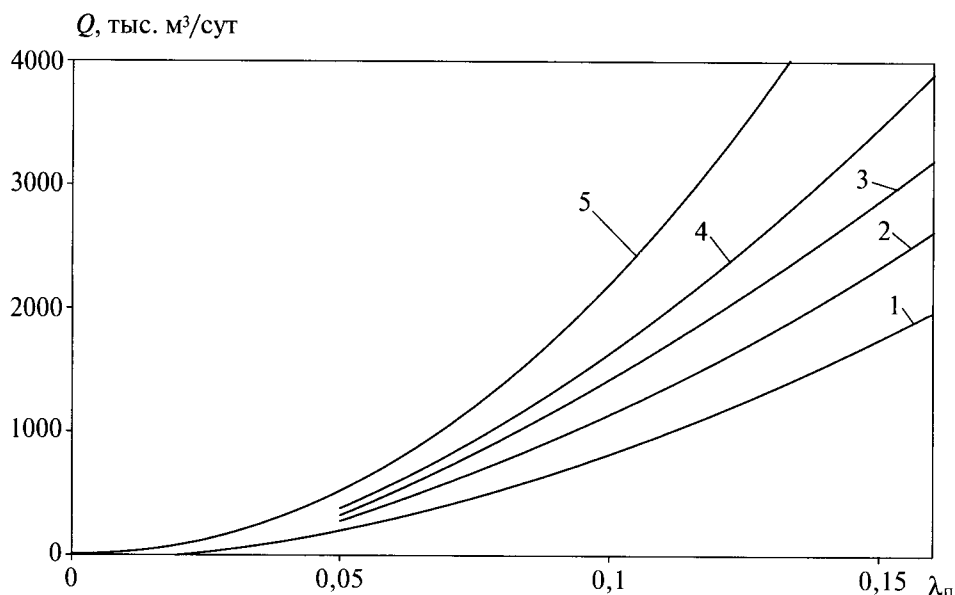
Потери давления, связанные с наличием на забое скважины пакера, рассчитываются по формулам:

$$\Delta P = P_1 - P_2; P_1^2 = P_y \cdot e^{2(S_l + S_n)} + (\theta_l e^{2S_n} + \theta_n) \cdot Q^2; P_2^2 = P_y^2 \cdot e^{2S_l} + \theta \cdot Q^2;$$

$$\theta_l = 1,413 \cdot 10^{-12} \lambda_l \left[ z_{cp} T_{cp} \right]_l^2 (e^{2S_l} - 1) / \rho \cdot D_l^5; \theta_n = 1,413 \cdot 10^{-12} \lambda_n \left[ z_{cp} T_{cp} \right]_n^2 (e^{2S_n} - 1) / \rho \cdot D_n^5;$$

$$2S_l = 0,0683 \cdot \rho_{отн} \cdot L_l / \left[ z_{cp} T_{cp} \right]_l; 2S_n = 0,0683 \cdot \rho_{отн} \cdot L_n / \left[ z_{cp} T_{cp} \right]_n,$$

где  $P_1, P_2$  — соответственно давления до и после пакера, МПа. Индексы «л» и «п» относятся соответственно к лифтовым трубам и пакеру. Значение  $\lambda_n$  для заданного проходного сечения пакера определяется из рисунка 7.2 в зависимости от дебита скважины и диаметра пакера.



1-5 — диаметр проходного сечения 0,032; 0,044; 0,054; 0,065 и 0,088 м соответственно

Рисунок 7.2 — Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda_n$  от дебита скважины и диаметра проходного сечения пакера

*Пример – Определить потери давления в пакере при исходных данных:*

$P_y = 30,13 \text{ Па}$ ;  $T_y = 303 \text{ К}$ ;  $L_d = 1 \text{ м}$ ;  $L_n = 2,5 \text{ м}$ ;  $\rho_{отн} = 0,6$ ;  $T_3 = 308 \text{ К}$ ;  $D_d = 0,0635 \text{ м}$ ;  $D_n = 0,032 \text{ м}$ ;  $z = 0,9 \text{ Па}$ ;  $Q = 500 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$

$$2S_d = 0,0683 \cdot 0,6 \cdot 2,5 / 305 \cdot 0,9 = 0,000373; 2S_n = 0,0683 \cdot 0,6 \cdot 1000 / 305 \cdot 0,9 = 0,1493;$$

$$\theta_d = 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0151 \cdot 0,9^2 \cdot 305^2 (e^{0,1493} - 1) / 0,0635^5 = 2,5073 \cdot 10^{-4};$$

$$\theta_n = 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0815 \cdot 0,9^2 \cdot 305^2 (e^{0,000373} - 1) / 0,032^5 = 9,7608 \cdot 10^{-5};$$

$$P_1 = [10,13^2 \cdot e^{0,1493+0,000373} + 500^2 \cdot (2,5073 \cdot 10^{-4} \cdot e^{0,000373} + 9,7608 \cdot 10^{-5})]^{1/2} = 14,36 \text{ МПа};$$

$$P_2 = [10,13^2 \cdot e^{0,1493} + 2,5073 \cdot 10^{-4} \cdot 500^2]^{1/2} = 13,48 \text{ МПа};$$

$$\Delta P = 14,36 - 13,48 = 0,88 \text{ МПа.}$$

*При проходном сечении пакера  $D_n = 0,044 \text{ м}$  потери давления будут:*

$$\theta_n = 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0685 \cdot 0,9^2 \cdot 305^2 (e^{0,000373} - 1) / 0,044^5 = 1,6692 \cdot 10^{-5};$$

$$P_1 = [10,13^2 \cdot e^{0,1493+0,000373} + 500^2 \cdot (2,5073 \cdot 10^{-4} \cdot e^{0,000373} + 1,6692 \cdot 10^{-5})]^{1/2} = 13,64 \text{ МПа};$$

$$\Delta P = 13,64 - 13,48 = 0,16 \text{ МПа.}$$

Расчеты потерь давления в клапанах-отсекателях некоторых типов приведены в части II настоящих рекомендаций.

## 7.2 Расчет температуры по стволу скважины

Для результативного применения расчетных методов определения забойных и пластовых давлений по значениям давлений на устье скважин необходима информация о распределении температуры газа по стволу скважины.

Наиболее надежными способами для определения распределения температуры по стволу скважины являются непосредственные измерения температуры глубинными термометрами. Как правило, измерители температуры размещаются с измерителями давлений в едином глубинном приборе.

Для оценочных расчетов распределение температуры в простаивающей скважине можно определить аналитически. Температура в скважине будет близка к температуре окружающих скважину горных пород.

Температуру  $T_x$  в вертикальной скважине на расстоянии от устья  $x$  можно рассчитать по формуле

$$T_x = T_{пл} - \Gamma \cdot (L - x), \quad (7.33)$$

где  $T_x$  — температура на глубине расстояния от устья  $x$ , К;

$T_{пл}$  — температура пласта на глубине  $L$ , К;

$\Gamma$  – средний геотермический градиент, К/м, определяемый по формуле

$$\Gamma = (T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}) \cdot (L - L_{\text{мм}}), \quad (7.34)$$

где  $T_{\text{нс}}$  – температура нейтрального слоя (слоя, расположенного вблизи поверхности земли с постоянной годовой температурой, характерной для данной местности), К;

$L_{\text{нс}}$  – глубина залегания нейтрального слоя, м.

При наличии зоны многолетней мерзлоты геотермический градиент определяется по формуле

$$\Gamma = (T_{\text{пл}} - T_{\text{мм}}) \cdot (L - L_{\text{мм}}), \quad (7.35)$$

где  $T_{\text{мм}}$  – температура в зоне многолетней мерзлоты, К;

$L_{\text{мм}}$  – глубина нижней границы зоны многолетней мерзлоты, м.

Формула (7.35) используется для определения геотермического градиента в интервале от пласта до нижней границы зоны многолетней мерзлоты. В зоне многолетней мерзлоты геотермический градиент можно оценить по формуле

$$\Gamma = (T_{\text{мм}} - T_{\text{нс}}) \cdot (L_{\text{мм}} - L_{\text{нс}}). \quad (7.36)$$

Оценка перепада температуры в призабойной зоне работающей скважины может быть проведена по формуле

$$T_{\text{пл}} - T_3 = D_1 \cdot (P_{\text{пл}} - P_3) \cdot \ln \left[ 1 + \frac{0,383 \cdot Q \cdot \rho_{\text{отн}} \cdot C_p \cdot t}{h \cdot C_{\text{п}} R_c^2} \right] / \ln(R_k/R_c), \quad (7.37)$$

где  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура;

$T_3$  – температура на забое скважины;

$D_1$  – коэффициент Джоуля – Томсона для условий пласта;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление;

$P_3$  – забойное давление;

$Q$  – дебит газа;

$t$  – время работы скважины с момента пуска;

$C_p$  – теплоемкость газа в пластовых условиях (способы количественной оценки приведены в части II настоящих рекомендаций);

$C_{\text{п}}$  – теплоемкость горных пород, принимается для приближенных расчетов равной 700 кДж/(м<sup>3</sup>·К);

$h$  – перфорированный интервал пласта;

$R_k$  – радиус контура питания скважины, м;

$R_c$  – радиус скважины.

Для расчета распределения температуры по глубине  $x$  ствола работающей скважины известна формула

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L-x) - (T_{пл} - T_3) \cdot e^{-\alpha(L-x)} + \frac{1 - e^{-\alpha(L-x)}}{\alpha} \left[ \Gamma - \frac{A}{C_p} - \frac{D_i \cdot (P_{пл} - P_x)}{L-x} \right], \quad (7.38)$$

где  $L$  — глубина скважины;

$x$  — глубина, на которую рассчитывается температура;

$D_i$  — коэффициент Джоуля — Томсона для середины интервала от забоя до расчетной точки;

$A$  — термический эквивалент работы — 0,098905 кДж/кг·м;

$C_p$  — теплоемкость газа для средних давления и температуры на интервале от забоя до расчетной точки — способы ее количественной оценки приведены в части II настоящих рекомендаций;

$\alpha$  — коэффициент, определяемый по зависимости:

$$\alpha = \frac{5,214 \cdot \Lambda_{п}}{\rho_{отн} \cdot Q \cdot C_p \cdot \ln \left( 1 + \left[ \pi \cdot \Lambda_{п} \cdot t / (C_p \cdot R_c^2) \right]^{1/2} \right)}, \quad (7.39)$$

где  $\Lambda_{п}$  — теплопроводность пласта.

Расчет распределения температуры по стволу работающей скважины является несопоставимо более сложной задачей, чем расчет забойного давления, во-первых, по причине отсутствия и невозможности получить надежные исходные данные по теплофизическим свойствам пород, окружающих ствол скважины по всей его длине, и, во-вторых, тепловые процессы, происходящие вокруг скважины, являются неустановившимися.

Поэтому наиболее надежным способом определения температуры в скважине следует считать непосредственное измерение глубинным прибором. На практике при планировании исследований скважин возможно также использование расчетных методов на основе эмпирических формул, полученных для конкретного месторождения путем накопления и статистической обработки данных фактических замеров температуры как в остановленных, так и работающих скважинах.

### 7.3 Определение дебитов газовых скважин

Дебит газовой скважины измеряется с использованием расходомеров, основанных на критическом и докритическом течении газа через сужающие устройства. Описание их приведено в разделе 10.

При исследованиях газоконденсатных скважин замеряется дебит по газу сепарации (после сепаратора) и дебит жидкости (конденсата газового нестабильного и воды).

Для обработки результатов исследований скважин значения дебитов (расходов), получаемых по данным телемеханики (по датчикам расхода системы мониторинга работы скважин), допускается использовать после их сопоставления с дебитами (расходами), полученными при проведении комплексных исследований скважин с использованием замеров дебита средствами измерений, сертифицированных в установленном порядке, на сепарационных установках.

Для определения с возможно меньшей погрешностью дебита газа добывающих скважин, в продукции которых имеется конденсат, вода и твердые частицы, выносимые в процессе исследования на различных режимах, перед прибором, замеряющим дебит, необходимо устанавливать устройства, улавливающие механические примеси и жидкость.

Если давление в газосборной сети позволяет получить нужный диапазон дебитов и депрессий, то исследование скважины должно проводиться с подачей газа в газопровод.

Дебит газа, конденсата, воды в этом случае может быть замерен на контрольном сепараторе УКПГ (УППГ).

Для измерения расхода применяются также дифманометры — расходомеры, которые состоят из двух узлов: устройства для размещения диафрагмы (сопла, штуцера или иного сужающего устройства); дифференциального манометра, с использованием которого измеряется перепад давления на диафрагме.

На каждом режиме исследования проводится отбор проб механических примесей и жидкости в мерные сосуды и контейнеры. Пробы направляются в лабораторию для проведения гидрогеохимического и гранулометрического анализа.

Приборы, в которых используются сужающие устройства, должны удовлетворять требованиям стандартов серии ГОСТ 8.586.

При использовании ДИКТа дебит скважины рассчитывается по значениям термобарических величин по формуле

$$Q = \frac{C \cdot P \cdot \Delta}{\sqrt{\rho_{\text{отн}} z T}}, \quad (7.40)$$

где  $Q$  — дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$P$  — абсолютное давление перед диафрагмой, Па·10<sup>-5</sup>;

$\rho_{\text{отн}}$  — относительная плотность газа по воздуху;

$T$  — абсолютная температура газа перед диафрагмой, К;

$z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P$  и  $T$ ;

$C$  — коэффициент расхода, зависящий от диаметров диафрагм и измерительной линии (значения  $C$  приведены в таблице 7.3);

$\Delta$  — поправочный коэффициент, учитывающий изменение показателя адиабаты реального газа.

Таблица 7.3 — Значения коэффициентов расхода  $C$  для измерителей с внутренними диаметрами  $50,8 \cdot 10^{-3}$  м и  $101,6 \cdot 10^{-3}$  м

Диаметр диафрагмы, $10^{-3}$ м	С для измерителей		Диаметр диафрагмы, $10^{-3}$ м	С для измерителей	
	$D = 50,8 \cdot 10^{-3}$ м	$D = 101,6 \cdot 10^{-3}$ м		$D = 50,8 \cdot 10^{-3}$ м	$D = 101,6 \cdot 10^{-3}$ м
1,587	0,448	-	22,225	99,93	89,44
2,381	0,986	-	25,400	119,60	116,50
3,175	1,852	-	28,574	153,10	146,80
4,762	4,254	-	31,749	193,30	181,10
5,556	5,871	-	34,294	237,40	218,20
6,350	7,602	7,326	38,099	294,60	260,00
7,937	11,690	-	44,449	-	355,20
9,525	16,630	16,470	50,799	-	469,20
11,112	23,840	-	57,149	-	601,50
12,700	29,930	29,460	63,499	-	754,40
15,875	45,280	45,890	69,849	-	934,00
19,050	66,120	65,770	76,199	-	1148,00

В действующей Инструкции 1980 г. [1] коэффициент  $\Delta$  рекомендовалось находить по формуле (VI.9), либо по рисунку VI.23. Многочисленные промысловые исследования показали несоответствие фактических значений коэффициента  $\Delta$  величинам, определяемым по приведенным в действующей Инструкции [1] формуле и графику.

Так, в диапазонах давления и температуры, соответственно  $154,0 \cdot 10^5$ – $244,2 \cdot 10^5$  Па и  $296,15$ – $314,15$  К коэффициент  $\Delta$  согласно действующей Инструкции [1] должен изменяться от 1,16 до 1,32. Фактически же величина  $\Delta$  по результатам гидродинамических исследований скважин месторождений севера Западной Сибири при тех же термобарических условиях находится в диапазоне  $0,841$ – $1,243$  со средним арифметическим значением — 1,015. Вероятно, такое расхождение является результатом совместного проявления взаимоисключающих факторов: показателя адиабаты и количества жидкой фазы. По этой причине, опираясь на результаты многочисленных промысловых исследований, можно обоснованно рекомендовать для месторождений севера Западной Сибири принимать значение поправочного коэффициента  $\Delta$  равное единице.

Описание конструкции ДИКТа приведено в разделе 10 настоящих рекомендаций.

## 8 Газогидродинамические исследования скважин

Газогидродинамические исследования скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. По данным этих исследований определяют следующие параметры: геометрические характеристики залежи; коллекторские и фильтрационные свойства пласта, их изменение по площади и разрезу пласта, а также стволу газовой скважины; гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации; изменение фазовых состояний при движении природного газа в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях в процессе разработки месторождения (залежи); условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей с забоя скважины, эффективность их удаления; последствия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважин, в продукции которых содержатся агрессивные компоненты; технологический режим работы скважин с учетом имеющихся ограничений ее производительности.

На разных этапах изученности и освоения месторождения требования, предъявляемые к газогидродинамическим исследованиям, различны. В целом исследования скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях делятся на первичные, текущие и специальные.

Первичные исследования проводятся во всех разведочных и эксплуатационных скважинах, составляют начальную гидродинамическую основу и проводятся для определения параметров и продуктивной характеристики пласта, оценки добычных возможностей скважины и обоснования выбора технологического режима работы скважины. Текущие исследования проводятся на эксплуатационных скважинах в процессе разработки месторождения, их основной задачей является получение необходимой исходной информации для анализа и контроля за разработкой. Специальные исследования проводятся для определения параметров, обусловленных конкретными условиями месторождения.

С учетом существующих технологий проведения газогидродинамических исследований выделяют две группы исследований: исследования при установившемся (стационарном) режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов) и при неуставившемся (нестационарном) режиме фильтрации газа. Под установившимся режимом фильтрации газа понимают такие условия движения флюида в пласте, при которых изменение давления и дебита в течение определенного промежутка времени существующими контрольно-измерительными приборами не фиксируется.

Исследования скважин при неуставившемся режиме фильтрации газа отличаются меньшим временем и затратами на его проведение. При этом виде исследований можно

получить сведения о фильтрационных характеристиках пласта, оценить степень гидродинамического совершенства скважины и фильтрационно-емкостные свойства удаленных от при-скважинной зоны участков пласта.

### 8.1 Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям

Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям обусловливается:

- назначением исследования (первичное, текущее, специальное) и объемом требуемой информации;
- геологическими особенностями залежи, характеристикой пористой среды и получаемой продукции (наличие значительного количества конденсационной воды, конденсата, фильтрата бурового раствора, агрессивных компонентов в составе газа, возможность разрушения призабойной зоны, образование гидратов в стволе скважины в процессе исследования, подтягивание конуса подошвенной воды);
- конструкцией скважины и применяемых глубинных приборов;
- степенью освоения месторождения (наличие наземных коммуникаций по сбору и осушке газа).

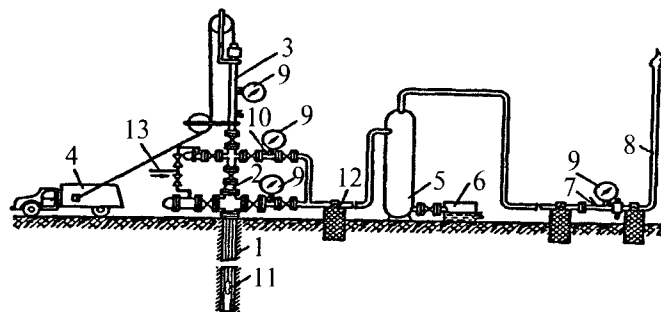
Перед исследованием скважины, вышедшей из бурения, необходимо освоить ее, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой пробки. В условиях возможного разрушения пласта и подтягивания конуса подошвенной воды создание больших депрессий на пласт не допускается. Необходимо продуть скважину, в процессе осуществлять контроль за выносом примесей в потоке газа с помощью сепарационных установок.

Оборудование устья скважины для проведения газогидродинамических исследований в зависимости от стадии освоения месторождения, их цели и назначения, характеристики залежи проводится в основном по двум схемам, представленным на рисунках 8.1 и 8.2.

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту, перед газогидродинамическим исследованием оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела (см. рисунок 8.1). В зависимости от намеченной программы возможны некоторые изменения отдельных узлов указанной схемы. В частности, если предполагается проведение глубинной дебитометрии или измерения забойного давления и температуры приборами с дистанционной регистрацией, то вместо обычного лубрикатора устанавливается лубрикатор для спуска приборов на кабеле. При этом машина с лебедкой заменяется геофизической каротажной станцией. Наиболее распространенная схема обвязки устья скважин, подключенных к промысловому газосборному пункту, предусматривает индивидуальное исследование каждой из них. Такая

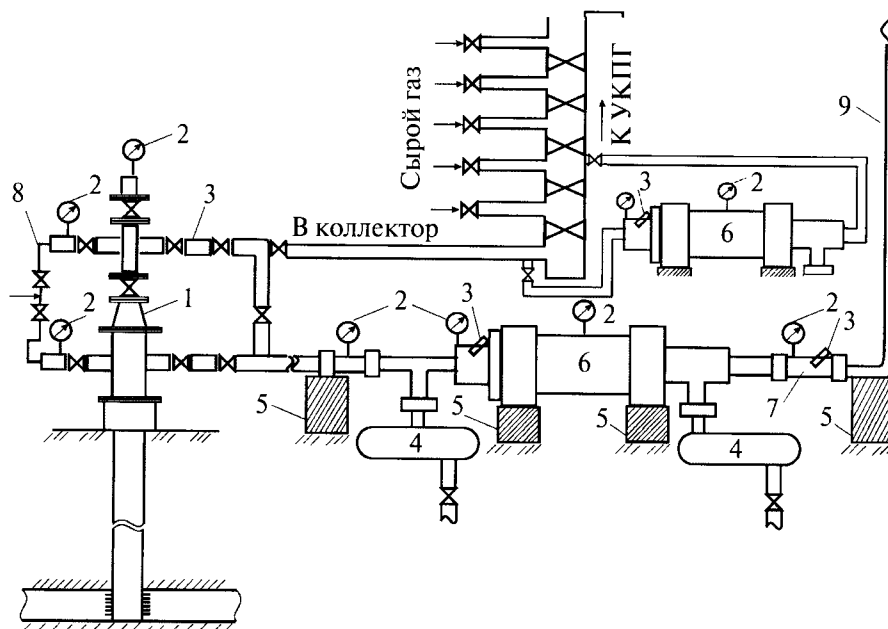


схема (см. рисунок 8.2) требует оборудования устья скважины лишь лубрикаторм, образцовыми манометрами, термометрами и подключения скважины к исследовательской линии. Расход газа определяется по данным расходомера, установленного на исследовательской линии. Большинство газогидродинамических и комплексных (с промыслово-геофизическими) исследований проводится в скважинах, подключенных к промышленному газосборному пункту. Основное преимущество подключенных скважин — возможность проведения исследовательских работ без выпуска газа в атмосферу.



1 — скважина; 2 — фонтанная арматура; 3 — лубризатор; 4 — исследовательский автомобиль с лебедкой; 5 — сепаратор; 6 — емкость для замера объема жидкости; 7 — измеритель расхода газа (ДИКТ); 8 — факельная линия; 9 — манометры; 10 — термометр; 11 — глубинный прибор; 12 — крепление выкидной линии; 13 — линия ввода ингибитора

Рисунок 8.1 — Оборудование устья скважины, не подключенной к газосборному пункту



1 — фонтанная арматура; 2 — манометры; 3 — термометры; 4 — емкости для жидких и твердых примесей; 5 — опоры; 6 — сепаратор (трубный); 7 — измеритель расхода газа; 8 — линия ввода ингибитора; 9 — факельная линия

Рисунок 8.2 — Оборудование устья скважины, подключенной к газосборному пункту

Однако при исследовании с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым (после сепаратора) давлениями должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя, по стволу скважины, а также потери в сепараторе на всех режимах исследования. В некоторых случаях, когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки исследования с выпуском газа в газопровод встречаются определенные трудности. Это связано с тем, что небольшая разница между давлением в газопроводе и устьевым давлением после сепаратора ограничивает число режимов исследования. С целью обеспечения достаточного диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключенной к газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

## **8.2 Исследование скважин при установившемся режиме фильтрации газа**

Исследование газовых и газоконденсатных скважин при установившейся фильтрации газа, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах. Данное исследование является основным методом получения информации о текущем состоянии скважины и ее призабойной зоны. На основе результатов исследования оценивается продуктивная характеристика скважины, ее потенциальные возможности по добыче углеводородного сырья, а также определяются условия безгидратной и безводной эксплуатации, величина максимальной допустимой депрессии на пласт, температурный режим работы скважины.

Абсолютно установившегося режима фильтрации газа (газоконденсатной смеси) в пласте не существует. Однако с определенной условностью фильтрацию газа в некоторых случаях можно считать установившейся. В реальных условиях за установившийся приток газа к скважине можно принять такой приток, при котором изменение давления и дебита в течение определенного промежутка времени существующими контрольно-измерительными приборами не фиксируется. Поэтому в промысловых условиях наступлением установившегося режима фильтрации считается момент, начиная с которого измеряемый параметр перестает изменяться.

### **8.2.1 Технология исследования скважины при установившемся режиме фильтрации**

Для установления связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах с целью определения зависимости дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье; изменения забойного и устьевого давлений и температур от

дебита скважин; коэффициентов фильтрационного сопротивления; количества выносимых жидких и твердых примесей на различных режимах; условий разрушения призабойной зоны, накопления и выноса твердых и жидких частиц с забоя скважины; технологического режима работы скважин с учетом различных факторов; коэффициента гидравлического сопротивления труб; эффективности ремонтно-профилактических работ (интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, установка мостов, замена лифтовых труб) проводятся исследования скважин при установившемся режиме фильтрации газа.

Исследование проводится в соответствии с заранее составленной программой работ. В зависимости от обустройства промысла подготавливают соответствующие приборы и оборудование и монтируют их на скважине согласно схемам, показанным выше на рисунках 8.1, 8.2.

Освоение скважины проводится с учетом положений, приведенных в п. 8.1. Исключение составляют только специальные исследования, как, например, исследования, проводимые для изучения влияния накопления жидкости в стволе скважины и ее выноса на продуктивную характеристику, влияния прорыва воды к скважине.

Технология исследования скважины при установившемся режиме фильтрации предусматривает, что перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим. Как правило, 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 фиксируется тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется во 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 лифтовых 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 устьевого давления до статического также фиксируется непрерывно, что позволяет при соответствующей обработке определить параметры пласта по кривой восстановления давления (КВД).

Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме показан на рисунке 8.3.

Исследование скважин проводится не менее чем на пяти-шести режимах прямого и двух-трех 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 установившихся режимах фильтрации газа показан на рисунке 8.4.



Рисунок 8.3 – Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме исследования

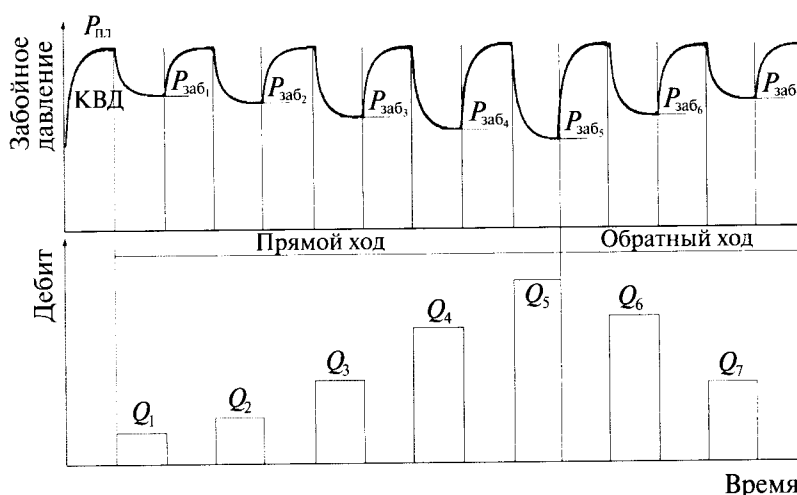


Рисунок 8.4 – Типовая последовательность исследований скважины при установившемся режиме фильтрации

Желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом для качественной оценки наличия жидкости на забое, вынос которой был затруднен на режимах прямого хода.

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 скважины с чистым забоем забойное давление можно определить расчетным путем.

При возможном образовании столба жидкости в скважине расчетное забойное давление по замерам на устье определяется приближенно, поэтому необходимо пользоваться глубинным манометром.

Если скважина перед началом исследования работала, то следует ее закрывать для восстановления давления до статического, затем измерить давление, температуру с целью определения пластового давления.

В разведочных и эксплуатационных скважинах достоверность получаемых результатов существенным образом зависит от конструкции скважины и забойного оборудования. Полный цикл исследования при установившемся режиме фильтрации газа можно осуществить лишь при всестороннем использовании существующих средств для исследования скважин. Поэтому на месторождениях со значительной толщиной и неоднородностью продуктивного разреза в неизученных частях залежи в отдельных разведочных и эксплуатационных скважинах лифтовые трубы следует спускать до кровли пласта.

В проекте разработки месторождения в зависимости от характеристики пористой среды для текущих и специальных исследований должно быть предусмотрено выделение специально оборудованной группы скважин, в которых глубина спуска лифтовых труб, оборудование забоя клапанами-отсекателями не препятствует проведению дебитометрии, термометрии и других глубинных контрольно-измерительных работ.

#### 8.2.2 Методы обработки результатов исследований

Уравнение притока газа к забою совершенной скважины, характеризующее зависимость потерь пластовой энергии  $(P_{пл}^2 - P_3^2)$  от дебита газа, имеет вид:

$$(P_{пл}^2 - P_3^2) = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (8.1)$$

где  $P_{пл}$  и  $P_3$  — соответственно пластовое и забойное давление, МПа;

$a$  и  $b$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины ( $a$  — линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут);  $b$  — квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>), зависящие от ФЕС пласта, несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, свойств газа);

$Q$  — дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Аналитически коэффициенты фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  описываются следующими формулами:

$$a = \frac{3,68 \cdot \mu \cdot z \cdot P_{ст} \cdot T_{пл}}{k \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot [\ln(R_k/R_c) + C_1 + C_1]; \quad (8.2)$$

$$b = \frac{0,0000068 \rho_{ст} \cdot z \cdot P_{ст} \cdot T_{пл}}{l \cdot h^2 \cdot T_{ст}} [(1/R_c) - (1/R_k) + C_3 + C_4], \quad (8.3)$$

где  $\mu$  — коэффициент вязкости, мПа·с;

$z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.;

$P_{\text{ст}}$  — значение стандартного давления, МПа;

$T_{\text{пл}}$  — значение пластовой температуры, К;

$T_{\text{ст}}$  — значение стандартной температуры, К;

$k$  — проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;

$h$  — толщина пласта, м;

$l$  — коэффициент макрошероховатости пласта, мкм;

$\rho_{\text{ст}}$  — плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$C_1$  и  $C_3$  — коэффициенты совершенства скважины по степени вскрытия пласта, доли ед. и 1/м соответственно;

$C_2$  и  $C_4$  — коэффициенты совершенства по характеру вскрытия пласта, б/р и 1/м соответственно;

$R_k, R_c$  — радиус контура питания и радиус скважины, м.

При практических расчетах значение  $R_c$  берется по радиусу долота, которым вскрывался продуктивный пласт. Для устойчивых пластов, эксплуатируемых скважинами с открытым забоем, величина  $R_c$  по долоту соответствует истинному радиусу скважины.

Для получения простых расчетных формул внешняя граница влияния работы скважин принимается в виде окружности с радиусом  $R_k$ . Погрешность при замене фактического контура влияния скважины эквивалентной окружностью радиуса  $R_k$  не очень велика. Так, например, при замене  $R_k = 750$  м на 250 и 500 м, коэффициент  $a$  изменяется на 12 % и 4,5 % соответственно. Как правило,  $R_k$  определяют как половину расстояния между исследуемой и соседними скважинами.

Аналитические выражения для определения параметров  $R_c, R_k, R_{k, \text{пр}}, R_{\text{ус}}, C_1, C_2, C_3, C_4$  приведены в части II настоящих рекомендаций.

Зависимость  $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$  от  $Q$  по формуле (8.1), называемая индикаторной линией, показана на рис. 8.5.

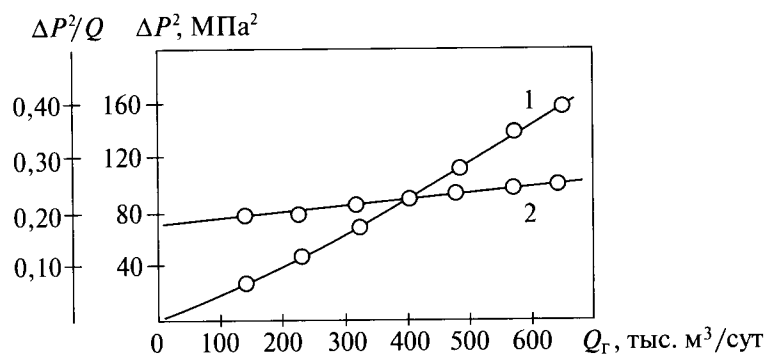


Рисунок 8.5 — Зависимость  $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$  от  $Q(1)$ ; зависимость  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q(2)$

Для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  применяют несколько методов (графические и численные), учитывающих характерные случаи и особенности исследований скважин на различных месторождениях.

Графический способ определения коэффициентов  $a$  и  $b$ : по результатам исследования скважины для каждого режима вычисляют  $(P_{пл}^2 - P_3^2)/Q$ , по полученным значениям строят график в зависимости от  $Q$  (см. рисунок 8.5). Коэффициент  $a$  определяется как отрезок, отсекаемый полученной прямой на оси ординат, коэффициент  $b$  — как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

**Пример** — Обработка результатов исследования скважины приведена в таблице 8.1 и на рисунке 8.6. Замеренное пластовое давление составило 24,16 МПа.

Таблица 8.1 — Результаты исследований скважины на установившемся режиме фильтрации

Номер режима	$P_3$ , МПа	$P_3^2$ , МПа <sup>2</sup>	$P_{пл}^2 - P_3^2$ , МПа <sup>2</sup>	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$(P_{пл}^2 - P_3^2)/Q$ , МПа <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	24,35	592,92	8,14	100	0,081
2	23,96	574,08	26,98	200	0,135
3	23,37	546,15	54,91	300	0,183
4	22,55	508,50	92,56	400	0,231
5	21,48	461,39	139,67	500	0,279

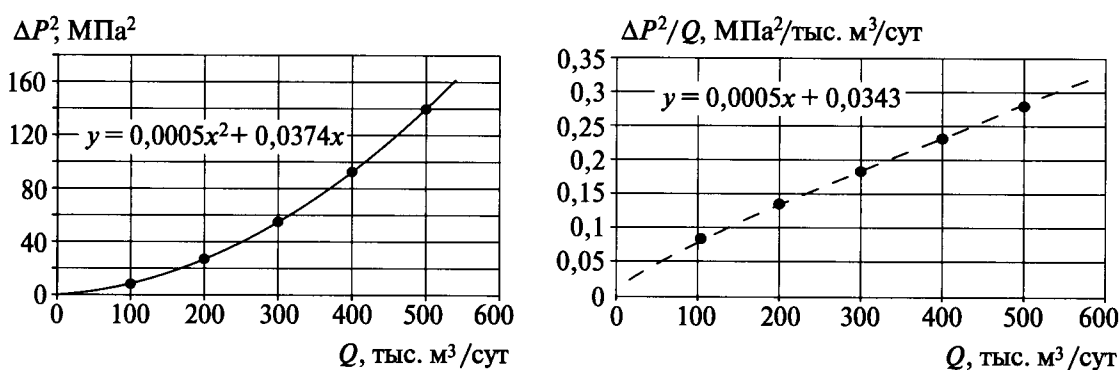


Рисунок 8.6 — Обработка результатов исследования скважины

По результатам обработки получаем коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a = 0,0343$  МПа<sup>2</sup>/тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $b = 0,0005$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>.

Численный способ определения коэффициентов  $a$  и  $b$  с использованием следующих формул:

$$a = \frac{\sum \Delta P^2 / Q \sum Q^2 - \sum Q \sum \Delta P^2}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}; \quad (8.4)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta P^2 - \sum Q \sum \Delta P^2 / Q}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}, \quad (8.5)$$

где  $\Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$ ;

$N$  – общее число режимов.

Суммы берутся по всем измеренным значениям  $\Delta P^2$  и  $Q$ .

В тех случаях, когда по каким-либо причинам пластовое давление определено с большой погрешностью, результаты исследования следует обрабатывать в координатах  $(P_{3i}^2 - P_{3n}^2)/(Q_n - Q_i)$  от  $(Q_n + Q_i)$ . Здесь  $i = 1, 2, 3 \dots m$ ;  $n$  – порядковый номер одного из режима исследования,  $m$  – общее число режимов. Коэффициенты  $a$  и  $b$  при этом могут быть определены как графически, так и численно.

Графический способ определения коэффициентов  $a$  и  $b$ : по результатам исследования скважины для каждого режима вычисляют  $(P_{3i}^2 - P_{3n}^2)/(Q_n - Q_i)$ , по полученным значениям строят график в зависимости от  $(Q_n + Q_i)$ . Результаты исследования, обработанные в этих координатах, располагаются по прямой, отсекающей на оси ординат отрезок, равный  $a$ , и имеющий угол наклона к оси абсцисс, тангенс которого равен  $b$  (рисунок 8.7).

**Пример – Сопоставление результатов обработки данных исследования скважины при известном пластовом давлении – в координатах  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q$ , и при неизвестном – в координатах  $(P_{3i}^2 - P_3^2)/(Q - Q_i)$  от  $(Q + Q_i)$ .**

**Таблица 8.2 – Результаты исследований скважины на установившемся режиме фильтрации**

Номер режима	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$P_3$ , МПа	$(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)$ , МПа <sup>2</sup>	$(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$ , МПа <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут	$Q + Q_i$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$(P_{3i}^2 - P_3^2)/(Q - Q_i)$ , МПа <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	332	13,96	0,838	0,002524	–	–
2	496	13,94	1,397	0,002817	1023	0,0034
3	691	13,91	2,232	0,003230	1227	0,0039
4	895	13,88	3,066	0,003426	1408	0,004
5	1076	13,86	3,621	0,003365	1229	0,0037
6	897	13,89	2,788	0,003108	1022	0,0035
7	690	13,92	1,954	0,002832	0	0,0031

По результатам обработки в координатах  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q$  (при известном пластовом давлении) получаем коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a = 0,00222$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут),  $b = 1,14 \cdot 10^{-6}$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>; в координатах  $(P_{3i}^2 - P_3^2)/(Q_i - Q)$  от  $(Q + Q_i)$  (при неизвестном пластовом давлении) получаем коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a = 0,00284$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут),  $b = 0,66 \cdot 10^{-6}$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>.



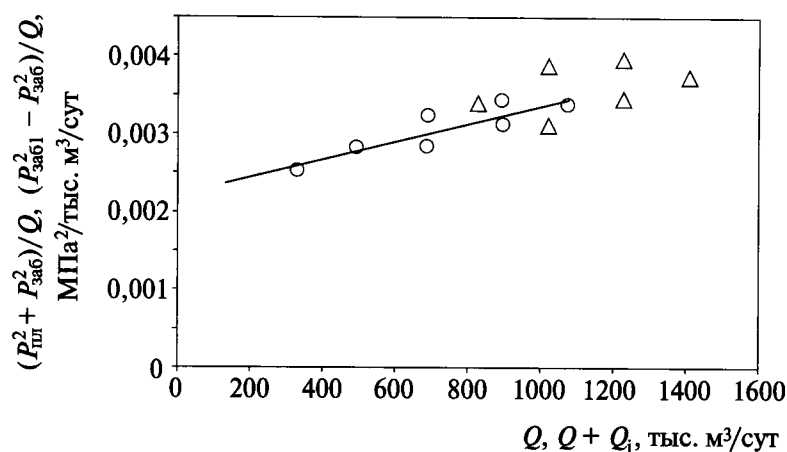


Рисунок 8.7 – Зависимость  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q$  (i) и  $(P_{3i}^2 - P_3^2)/(Q_n - Q)$  от  $(Q_n + Q_i)$

Численный способ определения коэффициентов  $a$  и  $b$  с использованием следующих формул:

$$a = \frac{\sum (P_{3i}^2 - P_{3n}^2) / (Q_n - Q_i) \sum (Q_n + Q_i)^2 - \sum (Q_n + Q_i) \sum (P_{3i}^2 - P_{3n}^2) (Q_n + Q_i) / (Q_n - Q_i)}{N \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n - Q_i)]^2}; \quad (8.6)$$

$$b = \frac{N \sum (P_{3i}^2 - P_{3n}^2) / (Q_n + Q_i) / (Q_n - Q_i) - \sum (Q_n + Q_i) \sum (P_{3i}^2 - P_{3n}^2) / (Q_n - Q_i)}{N \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n - Q_i)]^2}, \quad (8.7)$$

где  $N$  – число режимов, уменьшенное на единицу. По формулам (8.6) и (8.7) вычислять коэффициенты  $a$  и  $b$  рекомендуется только при наличии большого числа точек (15–20), так как в противном случае точность полученных значений будет очень низкой.

Определив  $a$  и  $b$  вышеуказанными способами, можно вычислить пластовое давление по формуле

$$P_{\text{пл}} = (P_3^2 + aQ + bQ^2)^{1/2}. \quad (8.8)$$

Влияние различных факторов на форму индикаторной линии

В результате правильно проведенных исследований скважины должна быть получена связь между перепадом давления  $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$  и дебитом  $Q$ , выражающаяся двучленной формулой (8.1). Данная формула, описывающая приток газа к скважине, в графической форме представляет параболу, проходящую через начало координат. Если индикаторная линия не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют различные факторы: неточное определение пластовых и забойных давлений вследствие неполной стабилизации, наличие жидкости на забое и погрешности определения реальных коэффициентов

сопротивления при движении газа от забоя до устья. В данном случае исследование скважины необходимо повторить. Если это невозможно, следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования.

Пластовое давление полностью не восстановилось

Если измеренное пластовое давление  $P_{\text{пл.зам}}$  отличается от истинного  $P_{\text{пл}}$  на величину  $\delta$ , то истинное пластовое давление будет определено по формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пл.зам}} + \delta. \quad (8.9)$$

Для величины измеренного пластового давления уравнение притока будет иметь вид:

$$P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2 - C_{\text{пл}}, \quad (8.10)$$

где

$$C_{\text{пл}} = 2P_{\text{пл.зам}}^2 \delta + \delta^2. \quad (8.11)$$

Формула для обработки результатов исследований в этом случае имеет вид:

$$(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 + C_{\text{пл}})/Q = a + bQ. \quad (8.12)$$

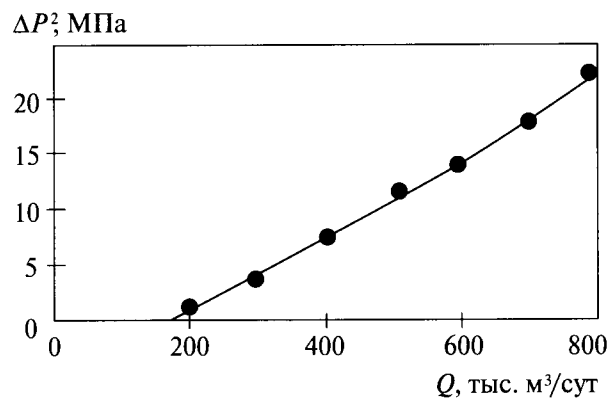


Рисунок 8.8 – Зависимость  $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2)$  от  $Q$

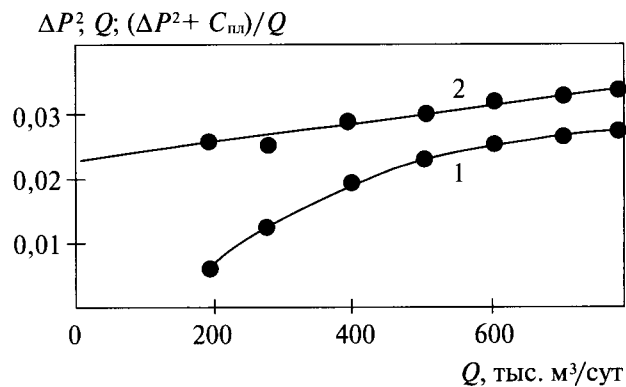


Рисунок 8.9 – Зависимость  $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q(1)$ ;  $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 + C_{\text{пл}})/Q$  от  $Q(2)$

Если неизвестно значение пластового давления, то следует сначала результаты исследования скважины обработать в координатах  $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2)$  от  $Q$  (см. рисунок 8.8). При этом индикаторная кривая отсекает на оси ординат отрезок, равный  $C_{\text{пл}}$ . Далее можно рассчитать  $\delta$ , а коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$  определить графически из зависимости, построенной в координатах  $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 + C_{\text{пл}})/Q$  от  $Q$  (см. рисунок 8.9, результаты обработки по формуле (8.12) показаны линией 2).

Из рисунка 8.9 видно, что при неправильном определении пластового давления индикаторная линия не является прямой, а ее обработка приведет к занижению коэффициента  $a$  (возможно, до физически нереальных отрицательных значений) и завышению коэффициента  $b$ .

Забойное давление не стабилизировалось

Аналогично выглядит индикаторная линия в случае, если забойное давление на всех режимах завышено. В этом случае получают индикаторную линию, показанную на рисунке 8.10.

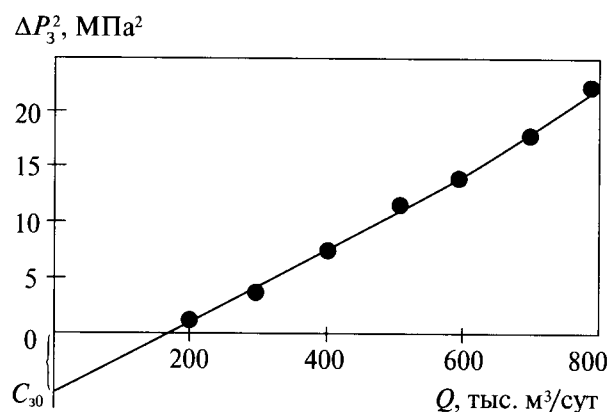


Рисунок 8.10 – Зависимость  $(P_{\text{пл}}^2 - P_{3,\text{зам}}^2)$  от  $Q$

При определении коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  по устьевым замерам точность определения пластового и забойных давлений зависит, кроме класса точности применяемых измерительных приборов, от состава продукции скважин, их конструкции, характера структуры потока, постоянства коэффициента гидравлического сопротивления труб, наличия забойного оборудования, точности методов определения давления и от многих других факторов.

В силу этого индикаторная линия  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)$  от  $Q$  также может не проходить через начало координат, отсекая на ней некоторый отрезок, а в координатах  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q$  будет искривляться. Определение коэффициентов фильтрационных сопро-

тивлений  $a$  и  $b$  осуществляется путем подбора такого коэффициента  $C_{30}$ , при котором индикаторная линия в координатах  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 + C_{30})/Q$  от  $Q$  будет прямой (рис. 8.11).

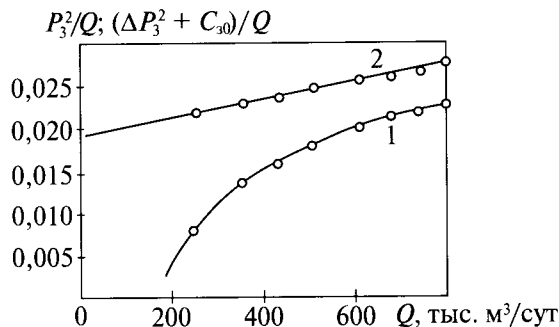


Рисунок 8.11 – Зависимость  $(P_{\text{пл}}^2 - P_{3.3\text{ам}}^2)$  от  $Q(1)$ ,  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 + C_{30})/Q$  от  $Q(2)$

Коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб неизвестен

Если комплексный коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб ( $\theta$ ) неизвестен и, следовательно, забойное давление может быть определено только приближенно, то обработку индикаторной линии ранее в действующей Инструкции [1] предлагалось проводить по формуле

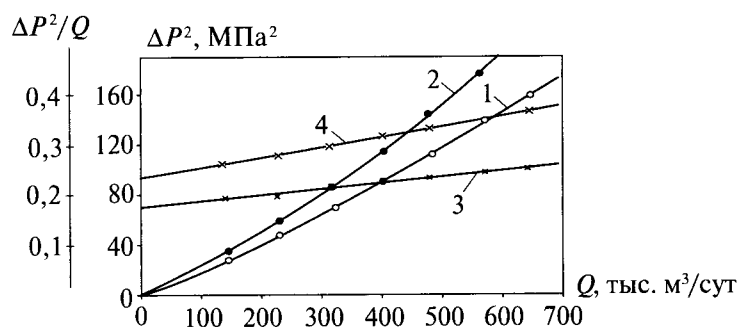
$$P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S} = a \cdot Q + (b + \theta) \cdot Q^2, \quad (8.13)$$

где  $S = 0,03415 \rho_{\text{отн}} L / z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}$ ;

$$\theta = 1,324 \lambda (z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2) (e^{2S} - 1) / d^5.$$

Порядок определения и размерности параметров, входящих в формулу (8.13), приведены в разделе 7.

Результаты исследования обрабатываются в координатах  $P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S}$  и  $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S})/Q$  от  $Q$ . Полученная при этом индикаторная линия (рисунок 8.12) отсекает на оси ординат отрезок, равный коэффициенту фильтрационного сопротивления  $a$ , тангенс угла наклона этой прямой равен  $b^* = b + \theta$ , где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления;  $b^*$  – комплексный коэффициент фильтрационного и гидравлического сопротивления.



1 –  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)$ ; 2 –  $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S})$ ; 3 –  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q$ ; 4 –  $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S})/Q$  от  $Q$

Рисунок 8.12 – Обработка результатов исследования

Однако опыт обработки и интерпретации результатов исследований запакерованных скважин показывает необходимость уточнения существующего метода обработки результатов исследований, основанного на использовании формулы (8.13).

В случае когда комплексный коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб неизвестен, индикаторную линию необходимо обрабатывать по формуле

$$P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S} = a^* \cdot Q + b^* \cdot Q^2. \quad (8.14)$$

Результаты исследования обрабатывают в координатах  $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S})$  и  $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 e^{2S})/Q$  от  $Q$ . Полученная при этом индикаторная линия отсекает на оси ординат отрезок, равный  $a^*$ , тангенс угла наклона этой прямой равен  $b^*$ , где  $a^* = a + n + 2n'$ ;  $b^* = b + m + 2m'$  – комплексные коэффициенты фильтрационного и гидравлического сопротивления системы пласт – скважина движению газа;  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления;  $n$ ,  $m$ ,  $n'$ ,  $m'$  – эмпирические коэффициенты, характеризующие зависимость  $\theta = f(Q)$ . Эмпирические коэффициенты  $n$ ,  $m$ ,  $n'$ ,  $m'$  определяются по результатам первичных исследований скважины, проведенных до запакерования.

Использование комплексных коэффициентов фильтрационного и гидравлического сопротивления системы пласт – скважина движению газа ( $a^*$  и  $b^*$ ) эффективно при оперативном управлении (контроль и регулирование) запакерованными скважинами в процессе разработки месторождения.

### 8.2.3 Особенности обработки результатов исследований скважин с учетом различных условий их эксплуатации

#### 8.2.3.1 Исследование скважин в условиях скопления и очищения забоя от жидких и твердых частиц

В процессе исследования скважины возможно образование песчано-жидкостной пробки или ее очищение по мере роста депрессии на пласт. При наличии песчаной или жидкостной пробки увеличение скорости приводит к разрушению и постепенному уменьшению пробки, что существенно влияет на коэффициенты сопротивления  $a$  и  $b$ .

Наличие песчаной пробки в скважине практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия, то есть отличию от нуля коэффициентов совершенства скважины по степени вскрытия пласта  $C_1$  и  $C_3$ . В процессе исследования коэффициенты сопротивления  $a$  и  $b$  могут существенно изменяться за счет увеличения  $C_1$  и  $C_3$  (если в процессе исследования происходит образование песчаной пробки) или за счет их снижения в результате очищения забоя по мере роста депрессии на пласт.

В большинстве случаев, встречаемых при исследовании скважин, происходит разрушение песчаной пробки, поэтому в результате уменьшения высоты пробки по мере роста

депрессии на пласт происходит снижение величин  $a$  и  $b$ . Это приводит к искажению формы индикаторной линии.

Экспериментально установлено, что для выноса частиц породы скорость потока должна быть более 2 м/с. Характер изменения высоты пробки, образованной из кварцевого песка с песчинками произвольной формы диаметром от  $0,05 \cdot 10^{-3}$  до  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м показан на рисунке 8.13.

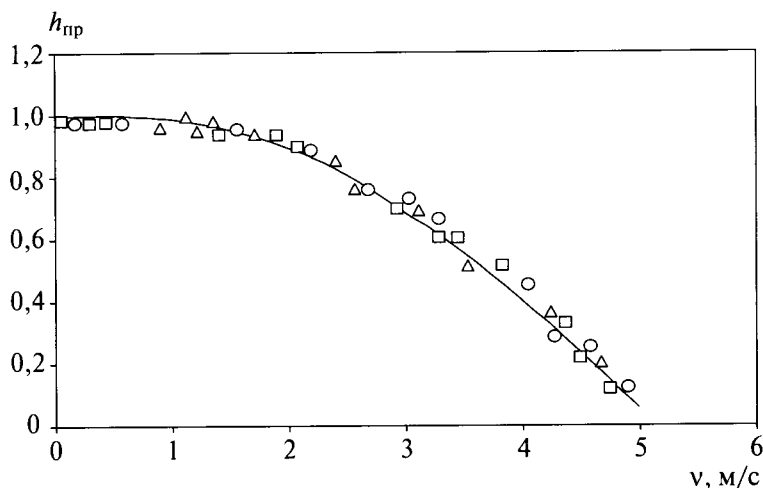


Рисунок 8.13 — Зависимость относительной высоты пробки от скорости газа

При исследовании скважины с разрушением пласта и выносом породы требуется определить максимальную депрессию, при которой не происходит разрушения пласта, а также зависимость содержания твердых частиц в продукции от депрессии.

При проведении исследований на установившихся режимах важно оценить предельную величину дебита, выше которой вынос песка прекращается (пробка разрушается). Коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$  следует определять по режимам, полученным после разрушения пробки.

#### 8.2.3.2 Обработка индикаторной линии, построенной по данным эксплуатации скважины

Приемлемость использования данных эксплуатации для оценки текущих продуктивных характеристик скважины путем построения и обработки индикаторной линии и определения по ней коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$ ,  $b$  и, следовательно, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности и других параметров пласта подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями.

Пользоваться индикаторной линией, построенной по данным эксплуатации, для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления следует тогда, когда в процессе обработки не происходит разрушения призабойной зоны, газоносный пласт не обводняется

контурной или подошвенной водой в области дренирования рассматриваемой скважины, насыщенность жидкостью призабойной зоны пласта практически не изменяется.

Исходными данными для построения индикаторной линии по данным эксплуатации могут служить зарегистрированные на промыслах режимные изменения в процессе разработки, как запланированные, так и случайные, вызванные необходимостью временного увеличения или уменьшения отбора из скважины с замером при этом давления и дебита газа.

Методика определения коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  по индикаторной линии, построенной по данным эксплуатации скважин, заключается в следующем.

Из имеющихся данных эксплуатации скважины выбирают несколько (минимум шесть-восемь) периодов ее работы с различными технологическими режимами, которые принимаются в качестве режимов исследования скважины (при этом, чем больше число точек за выбранный промежуток времени, тем надежнее построенная индикаторная линия). Для каждого из выделенных режимов используются зарегистрированные величины пластового, забойного давления и дебита.

В случае отсутствия замера пластового давления на отдельных или на всех режимах оно принимается по карте изобар (с пересчетом на отметку середины интервала перфорации скважины), оценивается по уравнению материального баланса для рассматриваемого участка залежи либо принимается по данным моделирования разработки (авторского сопровождения проекта разработки).

Забойное давление определяется либо по имеющимся замерам на некоторых режимах, либо рассчитывается по устьевым давлениям в трубах или затрубном пространстве.

Выбранные режимы обрабатываются по двучленной формуле притока газа (8.1).

Существенное изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$  дает основания для планирования проведения текущих исследований скважины с использованием тарированных приборов и оборудования.

#### 8.2.3.3 Исследование скважин с выпуском газа в газопровод

При исследовании скважин с выпуском газа в газопровод диапазон изменения дебита по сравнению с дебитом, полученным при исследовании в атмосферу, заметно сужается из-за давления, поддерживаемого в системе внутрипромыслового сбора и подготовки газа, куда после диафрагмы поступает газ. Ограничение, накладываемое противодействием системы внутрипромыслового сбора, подготовки и транспорта газа, не всегда позволяет качественно снять индикаторную линию в скважинах в зависимости от продуктивности пласта и пропускной способности скважины и шлейфа.

Предельное значение дебита, обусловленное продуктивной характеристикой и конструкцией скважины, при исследовании с выпуском газа в атмосферу определяется по формуле

$$Q = (-a^* + (-a^{*2} + 4b^*(P_{пл}^2 - P_y^2 e^{2S}))^{1/2}) / 2b^*. \quad (8.15)$$

При поддержании заданного после диафрагмы давления  $P_2$  в системе внутрипромыслового сбора, подготовки и транспорта газа предельная производительность скважины будет определяться по формуле

$$Q = (-a^* + (-a^{*2} + 4b^*(P_{пл}^2 - P_2^2 e^{2S}))^{1/2}) / 2b^*. \quad (8.16)$$

Входящие в формулы (8.15) и (8.16) комплексные коэффициенты фильтрационного сопротивления  $a^*$ ,  $b^*$  и коэффициент  $S$  определяются в соответствии с методиками, изложенными в данном разделе и разделе 7.

Таким образом, если дебиты скважины, определяемые по формулам (8.15) или (8.16), соответствуют 80 % максимума шкалы расходомера, то при исследовании скважины с выпуском газа в газопровод не возникнут причины, ограничивающие получение всей индикаторной линии.

Однако при отсутствии системы измерения дебита расходомером в процессе исследования скважины с выпуском газа в газопровод в некоторых случаях возникают условия, ограничивающие снятие индикаторной линии. В целом эти ограничения возникают в следующих случаях.

Для снятия индикаторной линии необходимо снижение давления после диафрагмы практически до атмосферного, поэтому минимальный дебит, измеряемый расходомером, не позволяет, из-за низкой точности, качественно снять начальный участок индикаторной линии.

Эти недостатки могут быть устранены в следующих случаях:

- в системе внутрипромыслового сбора газа и замера дебита отдельных скважин предусмотрена обводная линия для продувки газа на факел на режимах, требующих давления меньшего, чем давление в сборном пункте или в начале газопровода;
- на замерном пункте установлен дополнительный расходомер, максимальный расход которого должен соответствовать минимальному пределу измерения дебита имеющегося дифманометра.

Обычно к одному групповому сборному пункту подключены скважины с различной продуктивностью. При установке на замерном пункте линии индивидуального замера дебита каждой из скважин должен быть предусмотрен расходомер на максимальную продуктивность самой высокодебитной скважины. Этот дебит можно оценить по формуле (8.15).



Порядок проведения исследования скважин с выпуском газа в газопровод методом установившихся отборов заключается в следующем.

Оценивается дебит скважины по формулам (8.15) или (8.16), по исходным данным, полученным в результате предыдущих исследований. Если скважина исследуется впервые, то ее дебит ориентировочно оценивается по данным соседних скважин, соответствующих по своим геолого-техническим данным исследуемой, а также с учетом результатов ее продувки.

Если дебит скважины значительно ниже, чем верхний предел шкалы расходомера, рассчитанного на высокую производительность, то исследование на всех режимах проводится с расходомером, рассчитанным на низкую производительность.

Измерение давления до диафрагмы и перепада давления можно осуществить как самим дифманометром, так и отдельными образцовыми манометрами синхронно с измерением давлений на устье и забое скважины.

Необходимое давление после диафрагм определяется предварительно с учетом устьевых давлений, длины шлейфа и давления сепарации и устанавливается путем использования штуцеров или регулируемых задвижек.

#### 8.2.3.4 Исследование скважин в условиях гидратообразования

Образование гидратов в призабойной зоне пласта, стволе скважины, шлейфе, штуцере приводит к осложнениям при исследовании и искажению их результатов.

На большинстве северных месторождений, имеющих сравнительно низкие температуры пласта, в процессе исследования скважин при установившемся режиме фильтрации газа возникают условия для образования гидратов. Эти условия зависят, прежде всего, от состава газа, его влагосодержания, давлений по пути движения газа, теплофизических свойств газа и окружающей ствол скважины среды. Различия перечисленных параметров на месторождениях обуславливают неоднозначность равновесных условий гидратообразования даже в пределах одного месторождения со значительной газоносной толщиной и площадью.

Условия образования гидратов оцениваются по величинам давления и температуры гидратообразования. Возможность образования гидратов в процессе исследования скважин на различных режимах значительно выше, чем при эксплуатации на заданном режиме, что связано с необходимостью изменения давления и дебита в большом диапазоне при исследовании. При первичном исследовании скважины, проводимом, как правило, с выпуском газа в атмосферу, возможность образования гидратов оценивается на стадии планирования исследований.

В условиях возможного образования гидратов качественное исследование скважин (исключая специальные исследования) при установившемся режиме фильтрации газа дости-

гаются только при условии применения ингибиторов или забойных нагревателей. Основными ингибиторами, применяемыми в газовой промышленности, являются: метиловый спирт (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль). Расход ингибитора определяется исходя из влагосодержания газа. Характеристика ингибиторов и их эффективность меняются в зависимости от их концентрации в растворе. Для предупреждения образования гидратов в состав обвязки скважины включается емкость с ингибитором. Ингибитор подается в поток на устье скважины перед регулируемым штуцером. Требуемое количество ингибитора определяют исходя из влагосодержания газа в пластовых и устьевых условиях, дебита скважины и необходимой концентрации ингибитора.

Ингибиторы гидратообразования снижают температуру гидратообразования и снимают ограничения, вызванные депрессией по пути движения газа и расходом газа. Критерии выбора ингибитора гидратообразования — его способность понижать температуру гидратообразования, его стоимость, растворимость в воде, температура замерзания водных растворов, вязкость, возможность регенерации на промысле с минимальными потерями ингибитора.

Более подробно условия возможного образования гидратов, методика расчета расхода ингибиторов гидратообразования и оценки эффективности их применения приведены в части II настоящих рекомендаций.

#### 8.2.3.5 Исследование скважин с длительным периодом стабилизации забойного давления и дебита

Обязательным условием для исследования при режиме установившейся фильтрации газа является полная стабилизация давления и дебита на каждом режиме исследования. Это условие достаточно быстро (от нескольких минут до нескольких часов на каждом режиме) выполняется на скважинах, вскрывающих высокопродуктивные пласты.

Исследование скважин, вскрывших пласты с низкими продуктивными характеристиками, показало, что достижение полной стабилизации забойного давления и дебита на каждом режиме и восстановления давления между режимами требует времени до месяца и более. Поэтому для скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, разработаны различные модификации метода исследования при установившемся режиме фильтрации газа, позволяющие существенно сократить продолжительность времени. К числу модифицированных методов исследований относятся изохронный, экспресс-метод, ускоренно-изохронный метод и метод монотонно-ступенчатого изменения дебита.

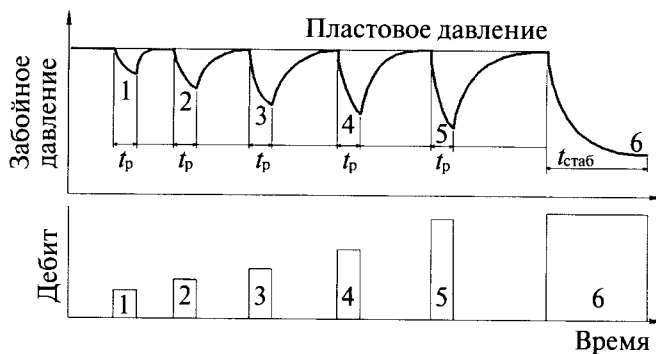
Все ускоренные методы исследования требуют одинакового времени работы скважины на нескольких режимах, а на одном из режимов — длительной работы до полной стабилизации давления и дебита (если скважина до исследований длительно работала на установив-

шемся режиме, принимаются стабилизированные значения давления и дебита до проведения исследований).

В общем случае условие изохронности реализуется, когда на каждом режиме исследования соответствующее отношение отбора газа к дебиту является постоянной величиной. При сравнительно быстрой стабилизации это равноценно условию одинаковой продолжительности исследования скважины на каждом режиме. На стадии планирования исследований их продолжительность определяется ориентировочно для каждой скважины в зависимости от параметров пласта.

Особенности исследований ускоренными методами показаны ниже на примере изохронного метода.

Сущность изохронного метода заключается в следующем. На каждом режиме скважина работает одно и то же время  $t_p$  (рисунок 8.14). Это время значительно меньше, чем время полной стабилизации давления и дебита  $t_{\text{стаб}}$ .



1–6 – номера режимов;  $t_p$  – продолжительность работы скважины на режиме;  
 $t_{\text{стаб}}$  – время, необходимое для полной стабилизации забойного давления и дебита

Рисунок 8.14 – Характер изменения давления во времени при исследовании скважины изохронным методом

На практике величина  $t_p$  принимается в пределах 30–60 мин.

После каждого режима скважина закрывается и выдерживается в течение времени, необходимого для полного восстановления давления.

При обработке используется формула

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = a(t_p) \cdot Q + b \cdot Q_2, \quad (8.17)$$

где  $P_3$  и  $Q$  соответственно забойное давление и дебит в конце каждого режима.

В результате обработки в координатах  $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$  от  $Q$  определяются значения коэффициентов  $a(t_p)$  и  $b$ . Они отличаются от «истинных» коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$ , получаемых при исследовании по традиционному методу. При этом коэффи-

коэффициент  $b$  отличается незначительно, а истинную величину коэффициента  $a$  рассчитывают по формуле:

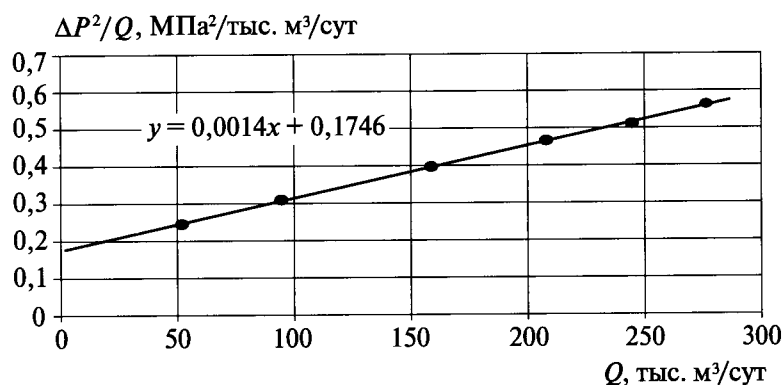
$$a = ((P_{\text{пл}}^2 - P_{3,\text{уст}}^2) - b \cdot Q_{\text{уст}}^2) / Q_{\text{уст}}, \quad (8.18)$$

где  $P_{3,\text{уст}}^2$  и  $Q_{\text{уст}}$  соответственно забойное давление и дебит при работе на установившемся режиме.

**Пример – Обработка результатов исследования скважины изохронным методом приведена в таблице 8.3 и на рисунке 8.15.**

**Таблица 8.3 – Обработка результатов исследований скважины изохронным методом**

Номер режима	$P_3$ , МПа	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)$ , МПа <sup>2</sup>	$(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$ , МПа <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	13,62	52,0	12,74	0,245
2	13,00	94,6	29,25	0,309
3	11,63	158,8	62,99	0,397
4	10,07	208,0	96,84	0,466
5	6,52	276,5	155,74	0,563
6	8,62	243,6	123,94	0,509
	$P_{3,\text{уст}} = 9,98$	$Q_{\text{уст}} = 105,4$		
	$P_{\text{пл}} = 14,08$	0		



**Рисунок 8.15 – Обработка результатов исследования скважины изохронным методом**

Коэффициент  $a(t_p) = 0,1746$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут), коэффициент  $b = 0,0014$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>. Значение коэффициента  $a$ , равное 0,79 МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут), определенное по формуле (8.18), существенно отличается от полученного изохронным методом.

Более подробно описание модифицированных методов исследования скважин с длительным периодом стабилизации забойного давления и дебита (изохронный, экспресс-метод, ускоренно-изохронный методы и метод монотонно-ступенчатого изменения дебита) приведены в части II настоящих рекомендаций.

### 8.2.3.6 Исследование скважин на подземных хранилищах газа

При проведении исследований на скважинах подземных хранилищ газа в пористых средах (выработанные месторождения и водоносные структуры) необходимо учитывать две особенности, отличающие их от газовых месторождений: у подземных хранилищ имеется три периода работы — период отбора, период закачки и нейтральный период, когда на хранилище газ не отбирается и не закачивается; процессы, происходящие на подземных хранилищах, отличаются быстротечностью — темп изменения пластового давления во времени выше, чем при разработке газовых месторождений (на порядок и более).

Технология исследования скважины при отборе газа принципиально не отличается от технологии исследования на газовых скважинах, газ которых подается в газопровод. Различные режимы работы скважин на ПХГ создаются регулируемым штуцером, расход газа определяется в пункте замера по данным дифманометра (диапазон изменения расхода газа ограничивается приемистостью пласта, давлением в коллекторе и на входе в компрессорную станцию).

Как правило, подземные хранилища газа создаются в пластах с достаточно хорошими коллекторскими свойствами, поэтому восстановление давления в скважинах происходит в достаточно короткие сроки. Измерение давления в течение длительного периода времени для определения пластового давления при отборе в работающих скважинах не имеет смысла, поскольку на его определение влияет общее падение давления в залежи.

Одна из задач исследования скважин на ПХГ состоит в определении характера изменения индикаторной характеристики скважины в течение как сезона отбора, так и сезона закачки. За счет процесса внедрения (оттеснения) воды в объект хранения, в том числе в призабойную зону, происходит существенное изменение индикаторной характеристики. Индикаторная характеристика может изменяться также в связи с возможным загрязнением призабойной зоны в ходе закачки газа. При отборе, наоборот, может происходить очищение призабойной зоны. Поэтому в течение периода отбора (закачки) исследования скважины должны проводиться трижды: в начале, середине и в конце периода. Через четыре-пять лет эти исследования должны быть повторены. При отборе во время этих исследований должно осуществляться измерение выноса пластовой воды. Если в процессе исследования установлена неизменность индикаторной характеристики, многократные исследования в течение года необязательны.

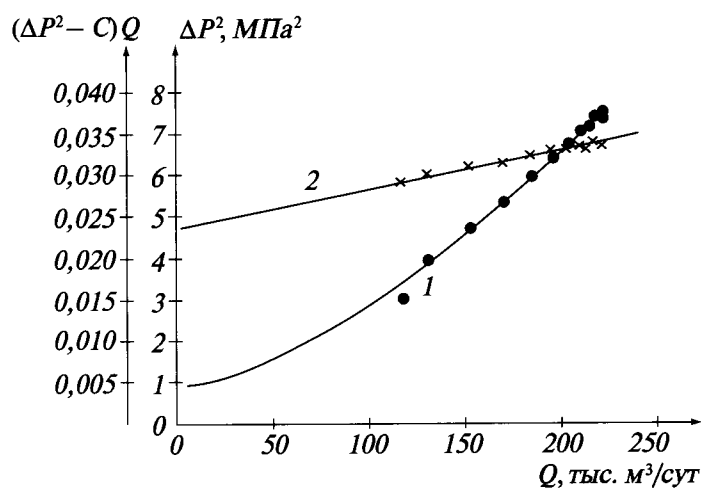
Поскольку на ПХГ осуществляется процесс закачки газа, то необходимо проводить исследования и при закачке газа в скважину. Эти исследования принципиально не отличаются от исследований в процессе отбора. В этом случае определяется величина репрессии:

$$(P_3^2 - P_{пл}^2) = a \cdot Q + b \cdot Q^2 \quad (8.19)$$

*Пример – Исследования индикаторной характеристики при закачке газа в скважину.*

**Таблица 8.4 – Результаты исследований при закачке газа в скважину**

Номер шага	$Q_{\text{скв}}$ (среднесут. за шаг), тыс. м <sup>3</sup>	$P_{\text{пл}}$ , скв, МПа	$P_3$ , скв, МПа	$Q^2$ , (тыс. м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	$\Delta P^2$ , МПа <sup>2</sup>	$(\Delta P^2 - C)/Q$
1	117,74	3,86	4,23	13862,71	2,9933	0,012683
2	130,29	4,45	4,87	16975,48	3,9144	0,029844
3	152,49	5,01	5,46	23253,20	4,7115	0,030897
4	170,16	5,55	6,01	28954,43	5,3176	0,031251
5	184,54	6,08	6,55	34055,01	5,9361	0,032167
6	195,79	6,60	7,07	38333,72	6,4249	0,032815
7	204,32	7,10	7,56	41746,66	6,7436	0,033005
8	210,42	7,60	8,05	44276,58	7,0425	0,033469
9	214,67	8,09	8,52	46083,21	7,1423	0,033271
10	217,67	8,57	8,99	47380,23	7,3752	0,033882
11	219,88	9,05	9,45	48347,21	7,4000	0,033655
12	222,31	9,35	9,74	49421,74	7,4451	0,033490



**Рисунок 8.16 – Зависимость  $P_3^2 - P_{\text{пл}}^2$  от  $Q$  – (1);  $(P_3^2 - P_{\text{пл}}^2 - C)/Q$  от  $Q$  (2)**

При закачке газа возникает меньше проблем с определением забойного давления, поскольку в стволе скважины не содержится жидкость.

### 8.3 Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации

Исследования газовых и газоконденсатных скважин при неустановившемся режиме фильтрации базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу или после остановки. Характер распределения давления в пласте и темп его изменения в скважине зависят от свойств газа и пористой среды и используются для определения фильтрационных и емкостных свойств пласта.

В настоящее время широко используются два метода исследования газовых скважин при неустановившемся режиме фильтрации (рисунок 8.17): снятие кривых восстановления давления (КВД) после закрытия скважины; снятие кривых стабилизации забойного давления при пуске скважины в эксплуатацию.

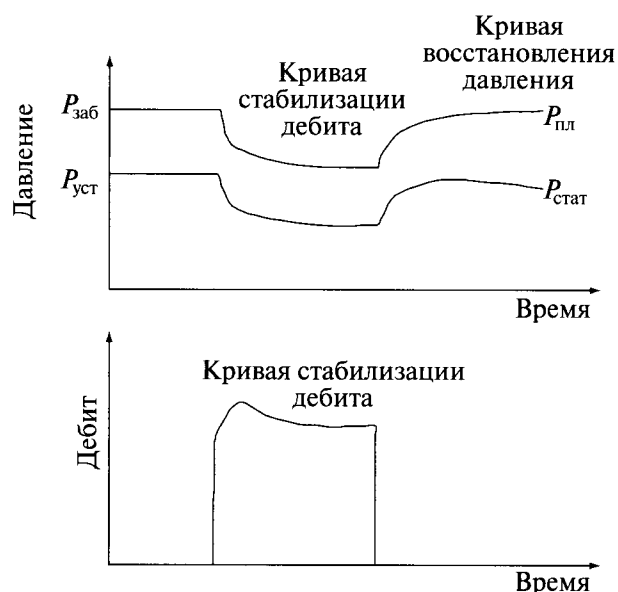


Рисунок 8.17 – Методы исследования газовых скважин при неустановившемся режиме фильтрации

Эти методы позволяют определить пластовое давление в районе исследуемой скважины, фильтрационно-емкостные характеристики пласта (гидропроводность, проводимость, пьезопроводность, пористость), а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находящиеся в области дренирования скважины. Сопоставление кривых восстановления и стабилизации давления позволяет оценивать также изменение параметров пласта в процессе работы скважины.

### 8.3.1 Технология получения кривой восстановления давления

Для проведения исследования скважину оборудуют необходимыми контрольно-измерительными приборами (манометрами, расходомерами, термометрами). Наиболее достоверная информация о пласте будет получена при проведении исследований с использованием глубинных приборов. Глубинный манометр должен располагаться в скважине по возможности ближе к работающему интервалу. В процессе спуска глубинных манометров должны быть обеспечены остановки для получения поинтервального замера распределения давления по стволу скважины.

До остановки скважины регистрируют изменение давления на головке скважины, в затрубном пространстве, а также изменение дебита. Для получения качественной КВД жела-

тельно, чтобы режим работы скважины до остановки был установившимся. О стабилизации режима судят по показаниям манометров, установленных на устье скважины. На этом режиме регистрируют установившееся давление, температуру, дебит газа, конденсата, воды.

Затем скважину закрывают и регистрируют изменение во времени давления и температуры на забое скважины (с использованием глубинных приборов), на устье и в затрубном пространстве. Значение забойного давления в конце периода остановки определяет величину пластового давления в зоне дренирования скважины.

В скважинах, оборудованных пакерами, а также при наличии в стволе скважины жидкости, для снятия КВД на забое должны использоваться глубинные манометры. Это предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой. Продолжительность регистрации КВД рекомендуется не менее суток. Для конкретных месторождений, пластов, скважин (низкодебитные, обводняющиеся) продолжительность снятия КВД устанавливается опытным путем.

При использовании глубинных приборов после снятия КВД при их подъеме на поверхность рекомендуются кратковременные остановки для регистрации распределения давления по стволу остановленной скважины.

### 8.3.2 Обработка кривой восстановления давления

Восстановление давления на забое остановленной скважины, дренирующей однородный пласт, при отсутствии притока газа к ее стволу аналитически описывается формулой

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \cdot \lg(t), \quad (8.20)$$

где  $P_3(t)$  — забойное давление, МПа;

$t$  — время с момента остановки скважины, с;

$\lg(t)$  — десятичный логарифм времени.

Коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$ , зависящие от ФЕС пласта, аналитически выражаются формулами:

$$\alpha = P_{3(t=0)}^2 + \beta \cdot \lg(2,25 \cdot \varpi / R_{с.пр}^2) + b \cdot Q^2; \quad (8.21)$$

$$\beta = \frac{2,3 \cdot 11,6 \cdot Q \cdot \mu \cdot T_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ст}}{2 \cdot p \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}}, \quad (8.22)$$

где  $P_{3(t=0)}$  — установившееся забойное давление до остановки скважины, МПа;

$R_{с.пр}$  — приведенный радиус скважины, м;

$b$  — коэффициент квадратичного фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>/((тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>);

$Q$  — установившийся дебит до остановки, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$\mu$  — вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с;



$P_{ст}$  и  $T_{ст}$  — стандартные давление и температура, МПа и К соответственно;

$z_{пл}$  — коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях, доли ед.;

$k$  — проницаемость, мкм<sup>2</sup> ( $10^{-12}$  м<sup>2</sup>);

$h$  — толщина пласта, м;

$\alpha$  — коэффициент пьезопроводности, м<sup>2</sup>/с.

Коэффициент пьезопроводности  $\alpha$  определяется по формуле

$$\alpha = \frac{0,001 \cdot k \cdot P_{пл}}{m \cdot \mu}, \quad (8.23)$$

где  $m$  — пористость, доли ед.

При обработке результатов исследования скважины строится зависимость квадрата забойного давления от времени в полулогарифмических координатах  $P_3^2(t) = f(\lg(t))$  (рисунок 8.18). На КВД выделяется прямолинейный участок, по которому определяют отрезок, численно равный коэффициенту  $\alpha$  и уклон графика, численно равный коэффициенту  $\beta$ . По величине коэффициента  $\beta$  получают параметр гидропроводности:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,23 \cdot Q \cdot T_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ст}}{\beta \cdot T_{ст}}. \quad (8.24)$$

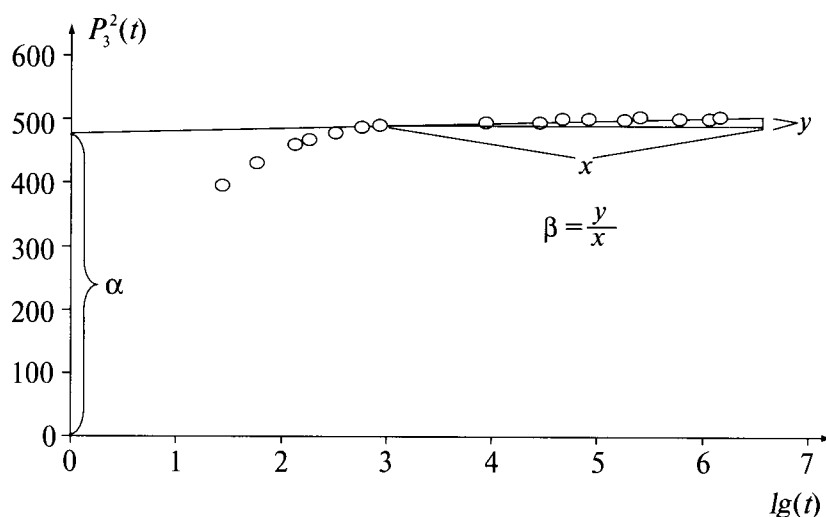


Рисунок 8.18 — Обработка КВД в полулогарифмических координатах

**Пример** — Снятие КВД скважины, работавшей до остановки с дебитом 754 тыс. м<sup>3</sup>/сут при забойном давлении 16,77 МПа, замерены забойные давления в течение 15 сут (таблица 8.5). Замеренная пластовая температура равна 303 К, коэффициент сверхсжимаемости для пластовых условий равен 0,82.

При обработке зависимости в полулогарифмических координатах (рисунок 8.19) получены значения:  $\alpha = 465$  МПа<sup>2</sup> и  $\beta = 6,56$  МПа<sup>2</sup>.

По величине коэффициента  $\beta$  по формуле (8.24) определяется гидропроводность:

$$k \cdot h / \mu = 4,3 \cdot 754 \cdot 0,1013 \cdot 303 \cdot 0,82 / 6,56 \cdot 293 = 42,4 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}.$$

Таблица – 8.5 Результаты обработки КВД

$t, ^\circ\text{C}$	$P_3(t), \text{МПа}$	$\lg(t)$	$P_3(t)^2, \text{МПа}^2$
0	16,771	—	277,92
30	19,613	1,477	384,67
60	20,81	1,778	433,06
120	21,182	2,079	448,68
180	21,476	2,255	461,22
300	21,771	2,477	473,97
600	21,869	2,778	478,25
900	21,898	2,954	479,52
7200	22,006	3,857	484,26
25200	22,173	4,401	491,64
36900	22,261	4,598	495,55
75600	22,281	4,878	496,44
162000	22,32	5,21	498,18
348400	22,359	5,394	499,92
601200	22,438	5,779	503,46
1112400	22,447	6,045	503,86
1285200	22,487	6,107	505,66

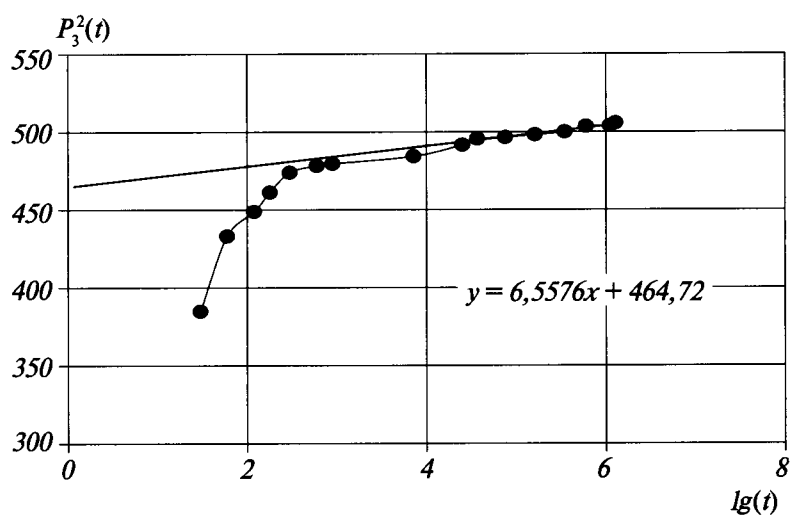


Рисунок 8.19 – Обработка кривой восстановления давления в полулогарифмических координатах

Величина гидропроводности, определенная в результате обработки КВД, позволяет оценить параметр проводимости  $k \cdot h$  и проницаемости  $k$  по формулам:

$$k \cdot h = \frac{k \cdot h}{\mu} \mu; \quad (8.25)$$

$$k = \frac{k \cdot h}{h}. \quad (8.26)$$

Вязкость  $\mu$  рассчитывается или определяется графическим способом, описанным в разделе 6 (см. рисунок 6.4) для пластовых условий (давления и температуры), а толщина  $h$  принимается равной эффективной толщине коллектора по данным геофизических исследований скважины.

При известном значении коэффициента квадратичного сопротивления  $b$  исходя из формулы (8.9) может быть рассчитан параметр  $\alpha/R_{с.пр}^2$  и, при определенных допущениях, возможно оценить некоторые параметры пласта и скважины (пористость  $m$ , емкость  $m \cdot h$  или коэффициент гидравлического несовершенства скважины из приведенного радиуса скважины  $R_{с.пр}$ ). Следует отметить, что полученные расчетные характеристики могут быть приняты только в качестве приближенных оценок.

При длительной регистрации КВД в скважине и высокоточном измерении забойного давления представляется возможным оценить ФЕС пласта в зоне дренирования скважины. Если пласт имеет несколько различающихся по площади зон с разными свойствами, на КВД, построенной в полулогарифмических координатах, может быть несколько прямолинейных участков, что позволяет оценить зональную неоднородность пласта и границы соответствующих зон. Два параллельных прямолинейных участка на КВД могут свидетельствовать о наличии трещин в пласте или пропластков с высокой проводимостью. В определенной мере по КВД можно судить о неоднородности пласта-коллектора. Роль этих факторов и их учет при обработке и интерпретации КВД изложены в части II настоящих рекомендаций.

На информативность КВД влияет период работы скважины на режиме до ее остановки ( $T_p$ ). Если этот период незначителен и сопоставим с продолжительностью регистрации КВД ( $t > 0,05 \cdot T_p$ ), определяемые фильтрационные характеристики будут искажены, а пластовое давление — занижено. Аналитически изменение давления в однородном пласте в этом случае описывается формулой

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \cdot \lg[(T_p + t) / t], \quad (8.27)$$

где  $P_{пл}$  — пластовое давление, МПа;

$T_p$  — время работы скважины до остановки, с;

- величина  $\beta$  определяется формулой (8.22).

Обработка КВД в этом случае проводится по методу Хорнера в полулогарифмических координатах  $P_3^2(t) = f[\lg(T_p + t) / t]$  (рисунок 8.20). Экстраполяция конечного участка КВД до оси ординат (значения  $\lg(T_p + t) / t = 0$ ) определяет квадрат истинного пластового давления  $P_3^2(t)$ , а наклон графика позволяет определить гидропроводность пласта по формуле (8.24).

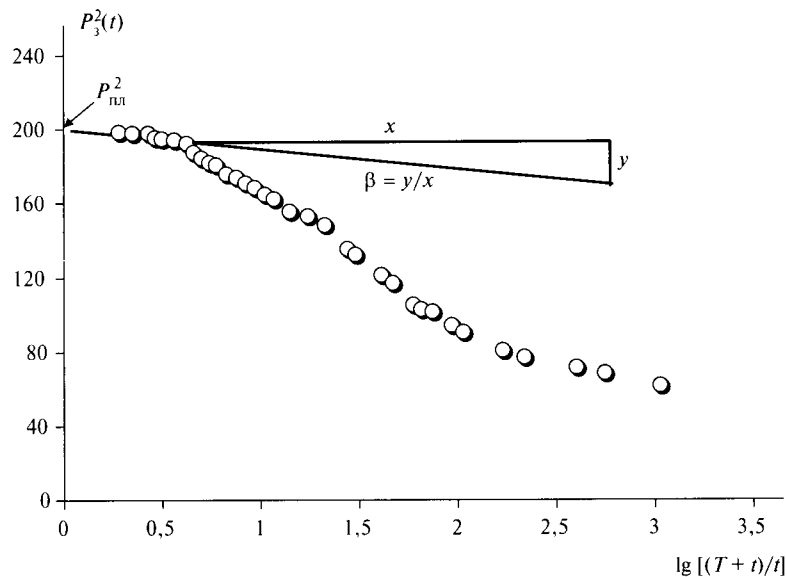


Рисунок 8.20 – Обработка КВД методом Хорнера

Если при исследовании получена КВД, снятая в течение ограниченного времени (начальный участок КВД, приведенной на рисунке 8.20), то проводить обработку результатов необходимо с применением методов, учитывающих продолжающийся после остановки приток газа к стволу скважины. Для определения притока газа в ствол скважины должны быть известны давления на забое и устье скважины (в том числе давление в затрубном пространстве при отсутствии пакера). Методы обработки КВД с учетом притока приведены в части II настоящих рекомендаций. Для КВД, имеющих в полулогарифмических координатах сложную форму (несколько прямолинейных участков или их отсутствие), обработка проводится путем построения графиков изменения давления или функции влияния в билигарифмических либо специальных координатах, путем сопоставления с эталонными кривыми, методами, приведенными в части II настоящих рекомендаций.

### 8.3.3 Обработка кривых стабилизации забойного давления

Исходные данные по стабилизации давления получают при продувках и в процессе исследования скважины при установившемся режиме фильтрации газа. После пуска скважины в работу на определенном режиме исследования фиксируется изменение во времени давления  $p(t)$  и дебита  $Q(t)$ . Затем устьевые давления по изложенным в разделе 7 методам пересчитывают на забойные. В скважинах, не имеющих затрубного пространства, а также выносящих большое количество жидкости, давление необходимо замерять непосредственно на забое с помощью глубинных манометров.

Кривые стабилизации забойного давления обрабатываются по формуле

$$P_3^2(t)/Q(t) = P_{пл}^2(t)/Q(t) - (\beta/Q(t)) \cdot \lg(2,25 \cdot \alpha/R_c^2) - (\beta/Q(t)) \cdot \lg[Q_{доб}(t)/Q(t)] - b \cdot Q(t) \quad (8.28)$$

где  $Q(t)$  – переменный дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{доб}(t)$  – количество газа, добытое на момент времени  $t$ , тыс. м<sup>3</sup>.

Полученные при исследовании значения забойного давления и дебита перестраиваются в координатах  $Y = f(X)$ , где  $Y$  и  $X$  определяются соотношениями:

$$X = \lg[Q_{доб}(t)/Q(t)]; \quad (8.29)$$

$$Y = (P_{пл}^2 - P_3(t)^2)/Q(t) - b \cdot Q(t), \quad (8.30)$$

где  $b$  – нелинейный коэффициент фильтрационного сопротивления, определенный по результатам исследований при установившемся режиме фильтрации, МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>.

Кривые стабилизации забойного давления и дебита (КСДД) при пуске скважины в работу могут использоваться для тех же целей, что и КВД. Недостаток использования КСДД по сравнению с методом использования КВД заключается в том, что требуется более высокая точность измерения дебита. КСДД 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 толщине.

Отметим, что при использовании штуцеров возможно регулирование дебита в процессе пуска скважины в эксплуатацию. При этом регистрация изменения давления и дебита позволяет использовать эти данные для определения фильтрационных характеристик пласта. Для этого необходимо применение сложных математических алгоритмов, которые реализованы в программных продуктах. Для практического использования они должны быть сопоставлены на конкретном месторождении с результатами исследований на установившемся и неустановившемся режимах.

Для обработки данных исследований скважин при неустановившейся фильтрации (КВД, КСД, в широком понимании – кривых изменения давления при произвольном изменении дебита) перспективны методы на основе функции влияния, приведенные в части II настоящих рекомендаций.

## 8.4 Особенности исследований скважин в различных условиях

### 8.4.1 Исследование скважины на одном режиме

При проведении текущих исследований добывающих скважин на разрабатываемых месторождениях при установившемся режиме число режимов исследования может быть меньше чем при первичных исследованиях. Работу скважин на текущем установившемся технологическом режиме при определенных условиях можно рассматривать как газогидродинамическое исследование на одном режиме.

Технологически для получения значений забойного давления и дебита проводятся замеры давления, температуры и дебита (на скважине или на сборном пункте) с использованием тарированных приборов. До проведения таких замеров в течение длительного времени (не менее 24 ч) режим работы скважины не должен изменяться. В течение этого периода времени дебит не должен отклоняться от средней величины больше, чем на 5 %. Необходимо обеспечить неизменность режимов других скважин, подключенных к этому же шлейфу.

После замеров давления и дебита скважину закрывают для снятия КВД как минимум на 12 ч. Замеры давления в конце периода остановки используются для определения пластового давления по установившемуся статическому давлению, либо величина пластового давления определяется путем обработки КВД. Затем скважина пускается в эксплуатацию, регистрируются кривые стабилизации давления и дебита. После стабилизации режима исследования завершаются.

Полученное путем замера на забое или расчетом значение забойного давления при замеренном дебите газа (газоконденсатной смеси) наносится на уже имеющуюся индикаторную линию данной скважины. По положению этой точки можно оценить изменение продуктивной характеристики пласта и скважины.

### 8.4.2 Исследование скважины с водопроявлениями

Водопроявления при работе газовых скважин связаны с поступлением на забой пластовой (подошвенной либо контурной) воды, а также скоплением на забое конденсационной воды. Диагностирование водопроявлений проводится по колебаниям давлений на устье и в шлейфе скважины, по увеличению содержания воды (водогазового фактора) при текущих исследованиях на контрольном сепараторе УКПГ (УППГ).

Поступление из пласта и накопление воды в стволе скважины приводит:

- к возникновению пульсаций расхода газа;
- уменьшению дебита скважины, вплоть до ее полной остановки («самозадавливание»);
- искажению забойного давления при расчете его по движущемуся столбу газа по измеренным значениям давления на устье скважины.

При планировании исследований скважин с водопроявлениями необходимо учитывать, что поступление воды на устье скважины определяется не только условиями ее движения в стволе скважины, но и в пласте. Перераспределение потоков из-за движения воды в пласте (подъем конуса подошвенной воды) происходит существенно медленнее, чем накопление ее в стволе скважины. Поэтому при кратковременном исследовании скважины (продолжительностью до двух-трех часов на каждом режиме) может быть получена нехарактерная зависимость дебита воды от депрессии.

Исследование скважины, постоянно работающей с выносом воды, следует начинать с режима, близкого к условиям ее работы на технологическом режиме. В дальнейшем рекомендуется проведение исследования на нескольких режимах при уменьшении дебита (обратный ход).

Количество воды, поступающей в скважину на каждом режиме, может быть определено на основании измерения расхода воды на сборном пункте или на устье скважины.

В первом случае скважина работает по индивидуальному шлейфу и подключается к контрольному замерному сепаратору. После стабилизации поступления воды в скважину фиксируют расход газа, жидкости, давления на входе в сборный пункт, на устье и забое скважины.

Во втором случае поток добываемой продукции на устье переключают с рабочей линии на замерную (факельную) линию. При этом с помощью соответствующих регулирующих устройств (или вручную) осуществляют поддержание постоянного давления на устье скважины. Измерение расхода жидкости (воды, конденсата) может осуществляться соответствующим сепарационным оборудованием или бессепарационным методом, прошедшим апробацию на конкретном месторождении и допущенным к эксплуатации в соответствии с действующими положениями.

При исследовании скважин с водопроявлениями измерение забойного давления рекомендуется осуществлять глубинными приборами. При расчете забойного давления по движущемуся столбу газа необходимо учитывать наличие жидкости в стволе скважины. Допускается расчетное определение давления по неподвижному столбу газа (по давлению в затрубном пространстве), при этом в затрубном пространстве не должна находиться пластовая жидкость. Давления в затрубном пространстве и в лифтовых трубах на устье остановленной скважины не должны различаться более чем на величину погрешности измерительных приборов.

Перед проведением исследований самозадавливающихся скважин стволы их должны быть освобождены от пластовой жидкости. Если из-за накопления жидкости в стволе скважины не удастся обеспечить стабилизацию притока газа, то допускается исследование скважин на одном режиме непосредственно после удаления жидкости из ствола скважины. При этом после остановки скважины необходимо снять КВД.

По результатам исследования дается оценка предельных (допустимых) параметров технологического режима работы скважины, обеспечивающих ее устойчивую эксплуатацию: минимальной скорости газа на башмаке лифтовых труб для выноса жидкости с забоя и соответствующей ей величины дебита.

#### 8.4.3 Исследование скважины, расположенной в кусте скважин

Перед исследованием скважины на режимах требуется остановить ее для восстановления давления, обеспечив работу остальных скважин на постоянных режимах (дебитах), которые должны быть сохранены в течение всего времени исследования.

Для определения дебита исследуемой скважины ее продукция должна подаваться на контрольный сепаратор сборного пункта по отдельному трубопроводу (замерной линии). При переключении контролируется изменение давления в общем коллекторе.

Если продукция всех скважин куста подается на сборный пункт по одному коллектору, точное определение дебита одной из скважин становится затруднительным. Для исследования может быть использована передвижная полнопоточная сепарационная установка, обвязка которой должна обеспечивать подачу газа сепарации и выделившихся в сепараторе конденсата и воды в газосборный коллектор. В иных условиях точное определение составляющих потока продукции конкретной скважины куста возможно только на контрольном сепараторе УКПГ (УППГ) при остановке остальных скважин и при учете влияния шлейфа.

Планируемый диапазон изменения давлений и дебита при исследовании скважины куста будет ограничиваться давлением на входе в коллектор. Для получения характеристик скважины при давлениях ниже, чем на входе в коллектор, возможно проведение исследования скважины, предпочтительно ускоренными методами, с выпуском газа в атмосферу.

#### 8.4.4 Исследование горизонтальной скважины

При исследовании горизонтальной скважины на установившемся режиме, как правило, требуется больший (по сравнению с вертикальной скважиной) период времени для стабилизации давления и дебита. Это вызвано геометрией потока продукции в стволе скважины. Кроме того, использование горизонтальных скважин предпочтительно при наличии пластов с ухудшенными фильтрационными характеристиками, где время стабилизации потока газа существенно увеличивается по сравнению с пластами, характеризующимися хорошими ФЕС. Поэтому при исследовании горизонтальных скважин необходимо максимально использовать методы исследований при неустановившемся режиме.

При исследовании горизонтальных скважин пластовое и забойное давления могут определяться расчетом по неподвижному столбу газа либо по движущемуся столбу газа или по данным измерения давления глубинными приборами.



Забойное давление рассчитывается на гипсометрическую отметку средневзвешенной плоскости либо на отметку, соответствующую середине вскрываемого пласта. При использовании глубинных приборов за величину пластового (забойного) давления следует принимать замеренное давление внутри лифтовых труб в точке, соответствующей середине длины вскрытия пласта. Если нет возможности спуска глубинных приборов до середины длины вскрытия пласта, замеренное давление на глубине спуска приводится к гипсометрической отметке, соответствующей отметке середины участка вскрытия пласта.

По результатам обработки исследований на установившемся режиме фильтрации газа (п. 8.1.2) определяются коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$ , характеризующие добычные возможности горизонтальной скважины.

Имеются методические трудности, возникающие при обработке материалов исследования горизонтальных скважин с целью определения ФЕС пласта. Имеющиеся приближенные аналитические решения задач установившегося и неуставившегося притока газа к горизонтальной скважине не позволяют разработать приемлемые методы оценки параметров даже для однородных пластов.

Определение параметров неоднородных пластов газовых месторождений, осваиваемых горизонтальными скважинами, возможно путем создания геолого-математических моделей участков различных месторождений и построения эталонных кривых, с помощью которых можно определить параметры пласта, вскрытого реальной горизонтальной скважиной. Некоторые теоретические положения приведены в части II настоящих рекомендаций.

#### 8.4.5 Исследование скважины при разрушении пласта

При исследовании скважины для улавливания и количественной оценки выноса горной породы на устье должна быть установлена сепарационная установка или породоуловители. Требования к этому оборудованию, описание принципов их работы и конструкции изложены в разделе 10 и в части II настоящих рекомендаций. Помимо этого могут использоваться датчики песка для качественной оценки наличия механических примесей в потоке. Использование датчиков допустимо, если они были аттестованы и применялись наряду с поверенными средствами контроля не менее чем при трех исследованиях с выносом породы.

При исследовании скважин на установившемся режиме количество твердой фазы регистрируется, содержание твердой фазы количественно характеризуется отношением на единицу добытого газа. Из сепаратора (породоуловителя) должна быть отобрана твердая фаза, идентифицирован ее состав и проведен петрофизический анализ.

Для количественной оценки содержания механических примесей в потоке требуется значительное время работы на режиме для стабилизации выноса твердых частиц с забоя сква-

жины, которое определяется дебитом скважины и ее глубиной. Рекомендуется провести исследование как минимум на двух режимах — с расходом газа, превышающим критический дебит, и с расходом газа, меньшим критического дебита.

Полученное по результатам исследования значение предельной депрессии на пласт используется при установлении технологического режима работы скважины.

#### 8.4.6 Исследование скважины, вскрывшей многопластовую залежь

Исследование на установившемся режиме фильтрации скважины, вскрывшей одновременно несколько гидродинамически не связанных пластов с различными ФЕС, вызывает определенные трудности, возникающие вследствие отсутствия данных о дебитах и давлениях по отдельным пластам. Различие термобарических условий и фильтрационных характеристик пластов может привести к искривлению индикаторной диаграммы. Однако по форме индикаторной линии, построенной по данным устьевых замеров дебита на отдельных режимах, оценить работу отдельных пластов невозможно. Индикаторная характеристика, полученная по данным наземных замеров дебита, будет отражать зависимость суммарного дебита скважины от разницы квадратов пластового и забойного давлений или осредненную продуктивную характеристику скважины.

Для определения характеристик отдельных пластов необходимо с помощью глубинных приборов определять дебиты отдельных пропластков. Такая оценка проводится при исследовании на каждом установившемся режиме. На отдельных режимах при различиях в пластовых давлениях дебит различных пластов может иметь отрицательное значение.

При обработке исследований индикаторная диаграмма строится для каждого пласта, что позволяет путем сопоставления коэффициентов фильтрационных сопротивлений выделить низкопродуктивные пласты.

Методика обработки данных исследования скважины, вскрывшей многопластовую залежь, для получения данных о ФЕС и пластовых давлениях отдельных пропластков приведена в части II настоящих рекомендаций.

#### 8.4.7 Исследование скважины при наличии порово-трещинных коллекторов

Порово-трещинный коллектор можно рассматривать как среду, наполненную матричными блоками, разбитыми трещинами. Связь матрицы с трещиной характеризуется коэффициентом, определяющимся величиной перетока флюида и перепадом давления между трещиной и матрицей. Проницаемость трещины на несколько порядков больше проницаемости матрицы, а объем порового пространства в трещинах намного меньше порового объема матрицы.

Одна из особенностей скважины, вскрывающей пласты с порово-трещинным коллектором, заключается в том, что с увеличением дебита и снижением давления в призабойной зоне возникает возможность смыкания трещин, что приводит к уменьшению продуктивности скважины и росту фильтрационных сопротивлений. Разделить эффект нарушения линейного закона фильтрации и эффект смыкания трещин по данным исследования скважин не представляется возможным. При исследовании на неустановившемся режиме скважины, вскрывающей порово-трещинный коллектор, возможна регистрация КВД, при обработке которой в полулогарифмических координатах выделяются два прямолинейных, параллельных друг другу участка. Наличие таких участков — диагностический признак порово-трещинного коллектора.

Количественно порово-трещинный коллектор может характеризоваться несколькими параметрами: отношением порового пространства трещин к поровому пространству матрицы, отношением проницаемости трещин к проницаемости матрицы, отношением размеров блоков матрицы к радиусу скважины. Для их определения используют эталонные кривые, построенные для различных количественных значений приведенных выше параметров. Обработка фактической КВД проводится путем сопоставления ее с эталонной кривой. Параметры эталонной кривой, наиболее совпадающей с фактической КВД, принимаются за параметры пласта.

Подробное изложение фильтрационных процессов, происходящих в порово-трещинном коллекторе, и варианты построения эталонных кривых приведены в части II настоящих рекомендаций.

#### 8.4.8 Исследование скважины на подземном хранилище газа

Задачи исследования газовых скважин ПХГ, созданных в выработанных месторождениях и водоносных структурах, идентичны (в период отбора и нейтральный период) задачам исследования скважин газовых месторождений.

Имеющиеся особенности исследований обусловлены различиями функционального назначения ПХГ и газовых месторождений. Исследование газовых скважин ПХГ должно проводиться без выпуска газа в атмосферу. Это условие требует проведения большей части общего объема исследовательских работ по определению параметров пласта и призабойной зоны в период закачки газа, а по установлению технологического режима работы — в период отбора газа.

Кроме параметров, определяемых по результатам исследования скважин газовых месторождений, при исследовании газовых скважин ПХГ необходимо установить приемистость скважин и определить коэффициенты фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  при закачке. Эти коэффициенты могут существенно отличаться от аналогичных  $a$  и  $b$ , получаемых по результатам исследования в процессе отбора газа.

Более существенное значение имеет точность определения среднего по залежи пластового давления в ПХГ, используемого в качестве критерия надежности покрышки к концу закачки газа.

Пластовое давление ПХГ за сравнительно небольшой (по сравнению с газовыми месторождениями) промежуток времени изменяется от максимума до минимума. Поэтому при сравнительно длительной стабилизации давления и дебита скважины ПХГ необходимо учесть возможные изменения пластового давления. Если ПХГ разбито на гидродинамически экранированные неоднородные блоки, то достаточные для практики точные значения пластового давления должны быть определены как средние для каждого участка.

Если ПХГ создано в выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях, то объем исследовательских работ в скважинах нередко в 1,5–2 раза больше, чем на ПХГ, создаваемых в водоносных структурах. Это связано с необходимостью учета результатов исследований, проводившихся в процессе разработки месторождений. Если ПХГ создано в выработанных газоконденсатных месторождениях, необходимо проводить исследования на газоконденсатность.

Если ПХГ создано в водоносной структуре (как правило, в сравнительно однородных и высокопроницаемых пластах), то следует учесть результаты гидроразведки и ограниченную возможность использования методов исследования скважин при неустановившейся фильтрации.

#### 8.4.9 Исследование скважины при высоком содержании конденсата в газе

Поскольку конденсат выделяется из газовой фазы в стволе скважины, то поток становится двухфазным. Применение расчетных методов определения забойного давления по устьевым измерениям, с использованием данных для газа, отобранного на устье скважины (устьевой газ), приводит к искажению определяемых ФЕС пласта. Поэтому при проведении первичных исследований рекомендуется для измерения давления и температуры использовать глубинных приборов. В дальнейшем при текущих исследованиях возможно использование апробированных в условиях конкретного месторождения расчетных методов, приведенных в части II настоящих рекомендаций.

В процессе разработки месторождения при снижении давления в пласте ниже давления начала конденсации выпадение конденсата приводит к изменению фильтрационных характеристик призабойной зоны.

Появление жидкой фазы в наземных коммуникациях (шлейфах) приводит к пульсациям давления и расхода из-за образования жидкостных пробок в пониженных участках шлейфа. При текущих исследованиях с замерами дебита газа, конденсата, воды на контрольном сепараторе УКПГ (УППГ) за стабилизированные их значения принимаются средние за период, установ-

ливаемый опытным путем. При проведении текущих исследований скважин время работы скважины на каждом установившемся режиме принимается более длительным, с учетом стабилизации показаний.

#### 8.4.10 Специальные исследования скважин

Специальные исследования проводятся для определения тех или иных параметров, обусловленных специфическими условиями месторождения. К числу специальных исследований относятся работы по контролю за положением контакта газ — вода в специально выбранных для этой цели скважинах; изучение степени коррозии скважинного оборудования при различных режимах работы; определение степени истощения отдельных пластов в процессе разработки и возможного перетока газа из одного горизонта в другой при их совместном вскрытии; изучение влияния значительного количества влаги и разрушения призабойной зоны на производительность скважины; проведение работ по интенсификации (дополнительная перфорация, соляно-кислотная обработка, укрепление призабойной зоны, установка цементных мостов); обоснование способов периодической эксплуатации скважин; оценка эффективности сайклинг-процесса; контроль технического состояния эксплуатационной и лифтовой колонн; исследование коррозии скважинного оборудования и защитного действия ингибиторов.

Специальные исследования проводятся на скважинах, отвечающих требованиям эффективного решения поставленных задач.

Целесообразно комплексировать газогидродинамические методы исследований с геофизическими и лабораторными методами. Рекомендации по комплексированию различных методов исследований приведены в части II настоящих рекомендаций.

#### 8.5 Установление технологического режима работы скважины

Технологический режим работы конкретной газовой или газоконденсатной скважины характеризуется параметрами ее работы — забойным и устьевым давлением, рабочей температурой, дебитом. Режим задается регулируемыми устройствами и должен соответствовать технологическому режиму работы промысла, учитывать ограничения, накладываемые как термобарическими параметрами и свойствами пласта в данной скважине, так и существующей схемой сбора и подготовки продукции скважин.

Основой выбора и установления технологического режима должны быть, в первую очередь, решения действующего проектного документа по разработке. Однако в процессе ее авторского сопровождения, при изменении условий работы конкретной скважины, УКПГ или промысла в целом соответственно могут быть внесены коррективы.

Установление технологического режима работы скважин:

- базируется на результатах исследований скважин;

- используется в формализованном виде при проектировании разработки;
- устанавливается во взаимосвязи с работой промысла;
- регламентируется установленными формами отчетности.

При проектировании разработки месторождений (эксплуатационных объектов) для долгосрочного прогноза работы скважин используются следующие формализованные критерии технологического режима.

Режим постоянной депрессии на пласт ( $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_3 = \text{const}$ ) устанавливается в случае действия нескольких факторов: близости подошвенных и контурных вод, деформации и разрушения пласта-коллектора при значительных депрессиях, смятия колонны, образования гидратов в пласте и стволе скважины. Величина допустимой депрессии для скважин, приуроченных к залежам с подошвенной водой, может быть обоснована аналитическими расчетами, приведенными в части II настоящих рекомендаций. При наличии разрушения пласта-коллектора величина депрессии может обосновываться результатами специальных исследований скважин с целью определения параметров режима, при котором наблюдается повышенный вынос механических примесей из скважины.

Режим постоянного забойного давления ( $P_3 = \text{const}$ ) используется при разработке газоконденсатных месторождений в случаях, когда дальнейшее снижение величины забойного давления нежелательно вследствие выпадения конденсата. Эта величина ограничивается значением давления начала конденсации, определяемого по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа, составленных по пробам газа сепарации и нестабильного конденсата, отбираемым в процессе исследования газоконденсатных скважин. Способы определения или оценки величины давления начала конденсации приведены в разделе 9 и в части II настоящих рекомендаций.

Режим постоянного дебита ( $Q = \text{const}$ ) устанавливается при отсутствии опасности прорыва в скважину подошвенных и краевых вод, разрушения пласта, превышения допустимой величины скорости потока, что практически возможно для устойчивых к разрушению пластов-коллекторов до достижения определенной величины градиента на забое скважины или величины устьевого (или забойного) давления при заданной конструкции скважины и проектируемой или действующей системе сбора и подготовки газа. В этом случае ограничения на величину дебита конкретной скважины практически не связаны с характеристиками пласта и определяются условиями добычи газа по данному участку месторождения (промыслу).

Режим постоянной скорости фильтрации на забое ( $v = \text{const}$ ) используется в качестве условия, обеспечивающего вынос песка, механических примесей и жидкости с забоя скважины. Скорость потока, обеспечивающая указанный вынос, определяется по результатам специ-

альных исследований скважин и дополнительных расчетов, порядок и содержание которых приведены в части II настоящих рекомендаций.

Полученные в результате проведения комплексных исследований параметры газового потока на устье скважины и в шлейфе используются для расчетов следующих ограничений на допустимые режимы работы скважин:

- максимально необходимого расхода газа для выноса жидкости из скважины;
- максимально допустимой депрессии на пласт;
- равновесной температуры гидратообразования;
- условий срыва пленки ингибитора на внутренней поверхности лифтовых труб.

На рисунке 8.21 приведен пример установления пределов технологического регулирования работы скважины на газоконденсатном месторождении с содержанием в ее продукции коррозионных компонентов.

В промысловой практике при составлении технологического режима работы скважин, кроме проектного документа по разработке, должен приниматься во внимание план (задание) на объем добычи газа и конденсата данного газодобывающего предприятия.

При установлении технологического режима работы скважин учитываются также:

- соответствующие законы Российской Федерации;
- регламентирующие документы по проектированию и авторскому сопровождению разработки месторождений природного газа (для скважин на подземных хранилищах — ПБ 08-621-03 [3]);

- геологическое строение залежи;
- техническое состояние скважин и промысловых коммуникаций;
- возможности минимизации затрат при эксплуатации месторождения;
- рекомендации по установлению технологического режима работы скважины, содержащиеся в отчете по исследованию (приложение В настоящих рекомендаций).

По результатам исследований скважин геологической службой предприятия совместно с организацией, ведущей проектирование и авторское сопровождение разработки, готовятся рекомендации, которые должны содержать следующее:

- выводы о возможности дальнейшей эксплуатации скважины;
- оценку эффективности работы скважины на существующем технологическом режиме;
- расчет максимально допустимого дебита скважины при существующей схеме обустройства промысла и давлении на входе в пункт сбора и подготовки газа;
- предложения по реально возможному дебиту скважины с учетом давления на забое и устье скважины, давления на входе в газосборный пункт, выхода углеводородного конденсата,

выноса воды из скважины, температуры газа на устье и на входе в пункт сбора и подготовки конденсата, расхода ингибитора гидратообразования и антикоррозионного ингибитора;

- предложения по частоте и способу продувки скважины (для самозадавливающихся скважин);
- ограничения по работе скважины (указание минимального и максимального расходов и давления на входе в пункт сбора и подготовки газа, максимального дебита воды);
- выводы о необходимости проведения дополнительных исследований, в том числе газогидродинамических, газоконденсатных, физико-химических и геофизических;
- предложения по срокам проведения следующих исследований скважины;
- предложения по периодичности контроля работы скважины;
- рекомендации по необходимости проведения работ по подземному ремонту скважины, в том числе работ по ликвидации водопритокков;
- расчет необходимого количества ингибиторов гидратообразования и коррозии при эксплуатации скважины с различными расходами газа;
- предложения по проведению работ по интенсификации притока газа с указанием их видов и оценку эффективности предлагаемых мероприятий;
- предложения по повышению степени надежности эксплуатации скважины.

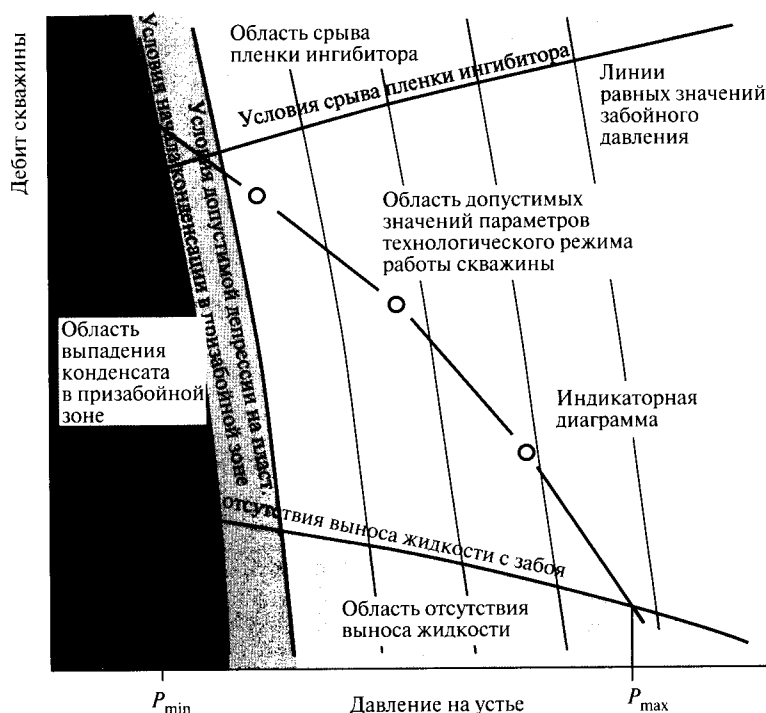


Рисунок 8.21 — Пределы технологического регулирования и ограничения на параметры технологического режима работы скважины



## 9 Исследование газоконденсатных месторождений на газоконденсатность

В соответствии с Федеральным законом «О недрах» [4] все выявленные в недрах запасы полезных ископаемых и их сопутствующих компонентов подлежат Государственному учету с целью определения обеспеченности разведанными запасами добывающих предприятий и контроля за текущими запасами углеводородов в процессе разработки.

Подсчет, учет и оценку запасов углеводородов выполняют при стандартных условиях — давлении 0,1013 МПа и температуре 293,15 К согласно положению Минприроды России [5].

В составе природных газов встречаются высокие содержания этана, пропана, бутанов, сероводорода, углекислого газа, азота, гелия и других компонентов. Такие газы могут перерабатываться на газохимических комплексах с извлечением полезных компонентов.

При концентрации этана 3 % и более газ является кондиционным для переработки на газохимических комплексах. При кондиционном содержании этана в залежах природного газа необходимо определять запасы этана, пропана, бутанов, основанные на расчете состава пластового газа. Кондиционным содержанием по гелию в составе пластового газа является величина не менее 0,05 мол. доли, %.

Начальная величина потенциального содержания конденсата газового стабильного (КГС) в газе утверждается в ГКЗ России. Ежегодная отчетность газодобывающих объединений выполняется по формам № 6-гр и № 2-ТЭК. При этом в форме № 2-ТЭК потенциальное содержание КГС представляется на 1 м<sup>3</sup> газа сепарации, а в форме № 6-гр — на 1 м<sup>3</sup> «сухого» газа или пластового газа, как это указано в Методических рекомендациях [6], инструкции Госкомстата России [7] и в Методическом руководстве [8].

Начальное потенциальное содержание КГС в газе и прогноз его изменения по мере разработки месторождения определяется в период разведки.

Учет запасов газового конденсата выполняется по КГС. Балансовые запасы КГС в газоконденсатной залежи определяются содержанием в пластовом газе всех углеводородов, представляющих собой жидкость при стандартных условиях — углеводороды C<sub>5</sub>H<sub>12+в</sub>.

Основой контроля текущего потенциального содержания КГС в газе является прогнозная зависимость изменения содержания углеводородов C<sub>5</sub>H<sub>12+в</sub> в газе от пластового давления, представляемая в проекте разработки месторождения. Эта зависимость контролируется текущими газоконденсатными исследованиями (ГКИ).

Коэффициент извлечения КГС из недр для конечного пластового давления 0,1013 МПа определяется экспериментально при потенциале более 25 г/м<sup>3</sup> и графоаналитическим методом — при меньшем его содержании.

Коэффициент извлечения КГС из недр на текущий момент разработки определяется на основе баланса распределения КГС: добытый из пласта, перешедший в жидкую фазу в пласте, находящийся в растворенном состоянии в остаточных запасах газа в пласте.

### **9.1 Методы промысловых исследований на газоконденсатность и критерии их применения**

В зависимости от стадии освоения месторождения и характеристики пластовой газоконденсатной системы используются различные методы промысловых исследований на газоконденсатность.

Первичные промысловые исследования скважин проводятся на стадии поиска, разведки месторождения и на стадии опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) на поисковых, разведочных и на вышедших из бурения эксплуатационных скважинах в момент пуска месторождения в разработку.

Для исследований выбираются высокодебитные скважины, равномерно охватывающие всю газonosную площадь и весь этаж газonosности. При наличии нефтяной оторочки для выявления возможных изменений газоконденсатной характеристики (ГКХ) по площади и этажу продуктивности обязательно исследуются скважины вблизи нефтяной оторочки, в своде структуры и в промежуточном участке.

Текущие исследования проводятся в процессе эксплуатации газоконденсатного месторождения для контроля за изменением газоконденсатной характеристики. Периодичность текущих ГКИ определяется исходя из видимых изменений свойств конденсата эксплуатационных объектов. Как правило, видимые изменения свойств конденсата происходят (в залежах со средним содержанием конденсата 100–250 г/м<sup>3</sup>) при падении пластового давления на 0,6–0,8 МПа. Для крупных залежей это — годовой уровень падения пластового давления, следовательно, текущие ГКИ нужно проводить с периодичностью один раз в год.

Для текущих исследований в различных частях месторождения выбирается несколько контрольных скважин, в которых должен быть вскрыт интервал, характерный для конкретного эксплуатационного объекта. Исследуемая скважина должна обеспечивать вынос жидкости с забоя и непрерывно находиться в эксплуатации не менее трех месяцев. Перед исследованием режим работы скважины не должен меняться в течение двух недель. При прорыве к скважине пластовой воды ее следует исключить из разряда контрольных, так как вода вытесняет в скважину ранее выпавший конденсат, по аналогии с заводнением нефтяных пластов, что приводит к искажению результатов ГКИ.

Месторождения с большим этажом газonosности (более 300 м) и многопластовые газоконденсатные месторождения исследуются таким числом скважин, чтобы были охвачены залежи, содержащие основные запасы газа и конденсата.

Промысловые газоконденсатные исследования проводятся методом непрерывных отборов промышленных количеств газа при одноступенчатой сепарации газа. Для получения информации, необходимой для проектирования промыслового оборудования, возможно при первичных исследованиях применять метод двухступенчатой сепарации. При этом в качестве первой ступени используется полнопоточная сепарационная установка, в качестве второй ступени — малая термостатируемая сепарационная установка (МТСУ).

Используемые методы промысловых ГКИ подразделяются на четыре группы:

- метод непрерывного отбора промышленных количеств газа — самый распространенный вид исследования, когда вся продукция скважины направляется в сепарационную установку, с использованием которой осуществляется замер конденсатогазового фактора (КГФ) и отбор проб флюидов. В большинстве случаев применяется полнопоточный сепаратор, смонтированный на устье скважины или контрольный сепаратор на площадке УППГ или УКПГ;
- метод масштабных исследований согласно материалам НТС ОАО «Газпром» [9] и исследованиям специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [10] проводится на установках подготовки и переработки сырья, поступающего с обширной зоны месторождения, для определения выхода и состава целевых продуктов с последующим пересчетом на состав добываемого газа. Необходимым условием этих исследований является закрытая система добычи и подготовки газа;
- метод малых отборов газа, основанный на отборе части потока (менее 1 %), поступающего из скважины в газосборный коллектор (шлейф);
- бессепарационные и комбинированные методы изучения ГКХ.

Основной объем лабораторных термодинамических исследований проводится в период геолого-разведочных работ на газоконденсатной залежи. Термодинамические исследования позволяют провести физическое моделирование поведения пластовой системы при различных методах разработки залежи и определить начальное фазовое состояние углеводородной системы и необходимые параметры для подсчета запасов и проектирования разработки.

#### 9.1.1 Исследование скважин методом непрерывного отбора промышленных количеств газа

Принципиальная схема обвязки исследовательской аппаратуры и скважины при одноступенчатой сепарации приведена на рисунке 9.1. Продукция скважины направляется по трубам через штуцер 1 в сепаратор 2, где при давлении 4–6 МПа происходит ее разделение на газ и жидкость. Режим работы скважины задается штуцером 1, а режим работы сепаратора штуцером 4 или диафрагмой на ДИКТе.

Газ из сепаратора поступает на замерное устройство 3 и далее в газопровод или факельную линию, в этом случае допускается устанавливать режим работы сепаратора и проводить замер дебита газа сепарации диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ).

Скважина на выбранном режиме после проведения газогидродинамических исследований (первичные исследования) отрабатывается на прямой отвод до полной стабилизации устьевых термобарических параметров, после чего газ направляется в сепарационную установку и осуществляются замеры КГФ, отбор проб газа, КГН и КГС. Дебит КГН замеряется в сепараторе объемным методом с помощью вентилей 7, либо жидкостным расходомером, устанавливаемым на линии сброса жидкости 8 в накопительную емкость 15. Замер воды, поступающей с продукцией в скважину, проводится в накопительной емкости или непосредственно в сепараторе с последующим учетом при расчете дебита конденсата.

По результатам промысловых ГКИ определяется величина КГФ (отношение дебита КГН к дебиту газа сепарации,  $\text{см}^3/\text{м}^3$ ), который с учетом результатов анализа отобранных проб позволяет рассчитать потенциальное содержание углеводородов  $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$ , других углеводородных компонентов, состав пластового газа и провести комплекс экспериментов на установке фазовых равновесий.

Эксплуатационные скважины исследуются по той же схеме на режиме работы в газосборный коллектор, УКПГ.

Скважины, находящиеся в эксплуатации и оборудованные сепарационными установками на газосборном пункте, необходимо исследовать только после стабилизации работы шлейфа, при этом другие скважины куста останавливаются.

При исследованиях с применением двухступенчатой сепарации газ с конденсатом из скважины подается в сепаратор первой ступени, где отделяется жидкость при давлении 11–16 МПа. Одновременно часть газа (менее 1 %), прошедшего сепарацию, направляется на вторую ступень сепарации. В качестве второй ступени сепарации используется малая термостатируемая сепарационная установка МТСУ (типа «Конденсат-1», «Конденсат-2», МПГУ-1, МЗУ конструкции ООО «ТюменНИИгипрогаз», ЛГКМ-3, БЛУИС-2, УИГКС, НТ-ПКП-4, НТ-ПКП-8).

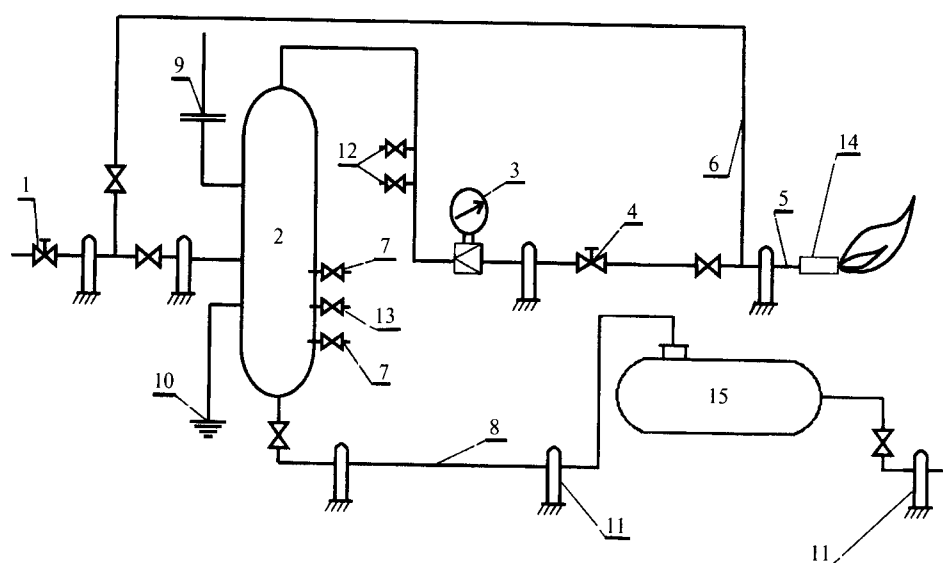
В качестве второй ступени сепарации использовалась МТСУ серии БЛУИС-2 разработки ООО «ТюменНИИгипрогаз».

На рисунке 9.2 изображена принципиальная схема МТСУ. Исследуемый газ через вентиль 1 поступает в блок предварительной сепарации 2, где при термобарических условиях, максимально приближенных к условиям в первой ступени сепарации, отбивается механически унесенный из первой ступени конденсат. Далее газ проходит через блок ингибирования 3, в котором с помощью вентиля 10 осуществляется подача ингибитора гидратообразования в поток исследуемого газа. После блока ингибирования газ попадает в теплообменник 4 и после штуцирования 7 поступает в сепаратор второй ступени 5.

Замер выделившегося КГН осуществляется с помощью уровнемерного стекла 9, замер КГС и водоингибиторной смеси можно проводить с использованием мерного цилиндра 11. Давление сепарации регулируется штуцером 7, а расход газа штуцером 8.

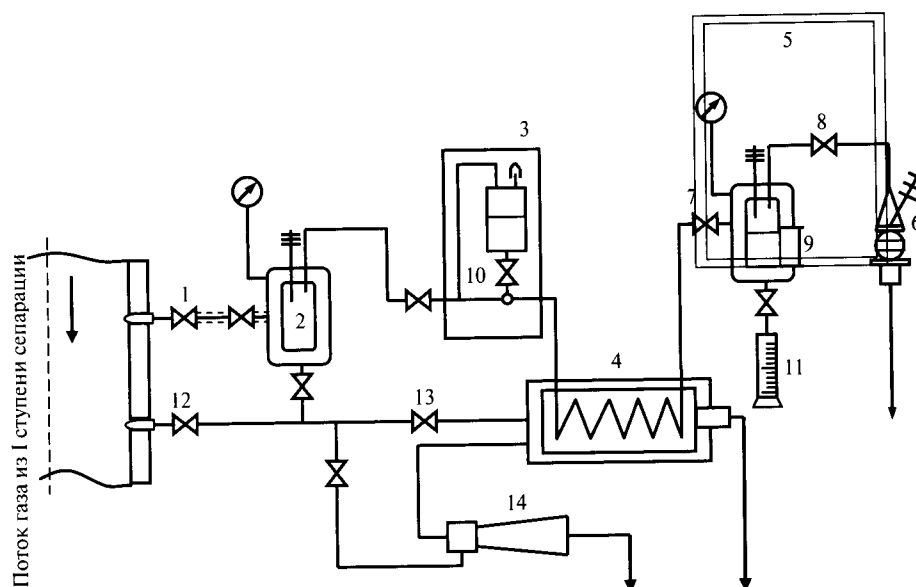
Расход газа, поступающего из сепаратора, замеряется счетчиком 6. Энергетический газ, необходимый для охлаждения исследуемого газа, отбирается через второй штуцер 12 из потока, прошедшего сепарацию первой ступени. В зависимости от требуемой температуры сепарации охлаждения можно добиться с помощью дросселирования энергетического газа 13 либо с использованием вихревой трубки 14.

По результатам моделирования процесса низкотемпературной сепарации при двухступенчатом разделении газоконденсатной смеси составляются графические зависимости выхода КГН второй ступени сепарации от температуры при различных давлениях сепарации (рисунок 9.3). На основе данных рисунка 9.3 строятся изотермы конденсации, представленные на рисунке 9.4.



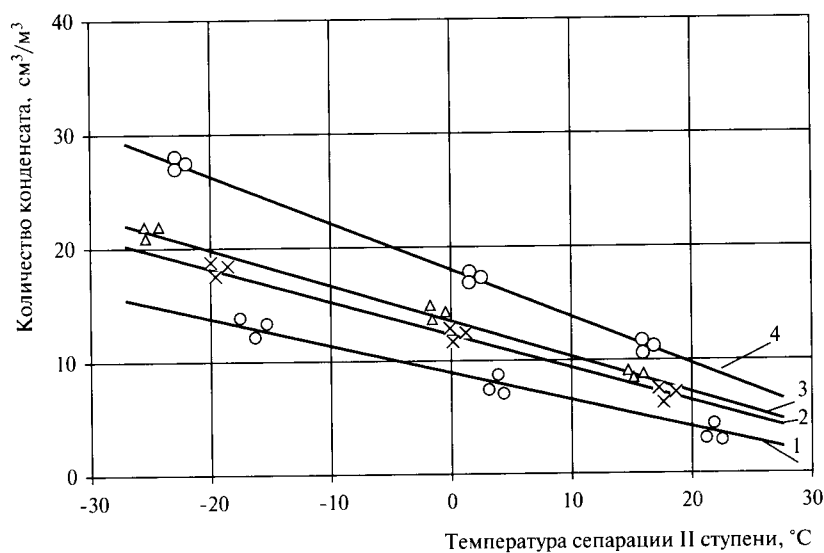
- 1 – штуцер, задающий режим работы скважины, смонтирован между скважиной и сепаратором; 2 – сепаратор; 3 – устройство для замера расхода газа сепарации; 4 – штуцер, задающий режим работы сепаратора; 5 – факельная линия; 6 – байпас, 7 – вентили для замера дебита КГН; 8 – линия сброса КГН из сепаратора; 9 – предохранительный клапан; 10 – контур заземления; 11 – опоры крепления выкидных линий; 12 – вентили для отбора проб газа сепарации и для подключения МТСУ в качестве второй ступени сепарации; 13 – вентиль для отбора пробы КГН; 14 – ДИКТ; 15 – накопительная емкость

Рисунок 9.1 – Схема сепарационной установки для исследования скважин



1, 12 – вентили для отбора газа на МТСУ; 2 – блок предварительной сепарации;  
 3 – блок ингибирования; 4 – теплообменник; 5 – блок сепарации II ступени; 6 – счетчик газа; 7 – вентиль регулировки давления сепарации во II ступени; 8 – вентиль регулировки расхода газа через II ступень сепарации; 9 – уровнемерное стекло; 10 – вентиль подачи ингибитора;  
 11 – мерный цилиндр; 13 – дроссель; 14 – вихревая трубка

Рисунок 9.2 – Принципиальная схема МТСУ



1 –  $P_{\text{сеп}} = 8 \text{ МПа}$ ; 2 –  $P_{\text{сеп}} = 6 \text{ МПа}$ ; 3 –  $P_{\text{сеп}} = 2 \text{ МПа}$ ; 4 –  $P_{\text{сеп}} = 4 \text{ МПа}$

Рисунок 9.3 – Изобары конденсации во II ступени сепарации

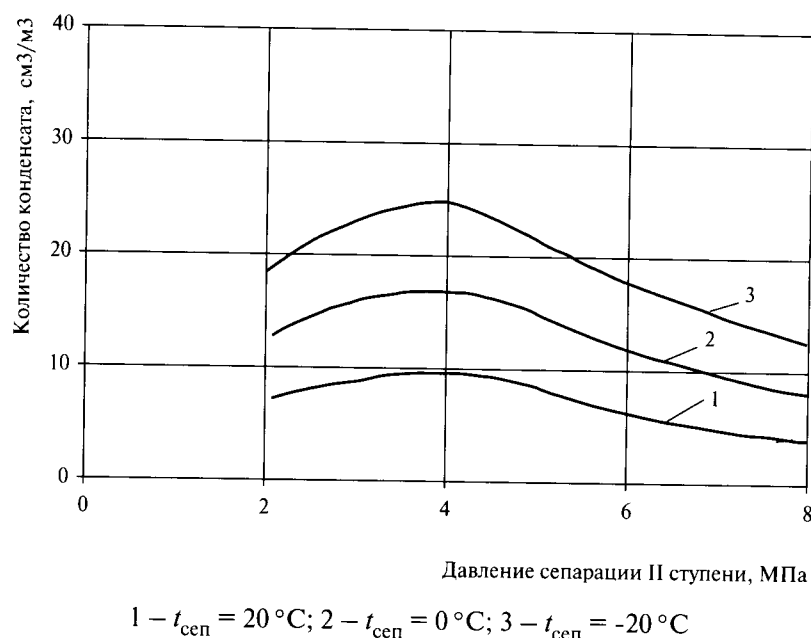


Рисунок 9.4 – Изотермы конденсации во II ступени, МПа

### 9.1.2 Метод масштабных исследований

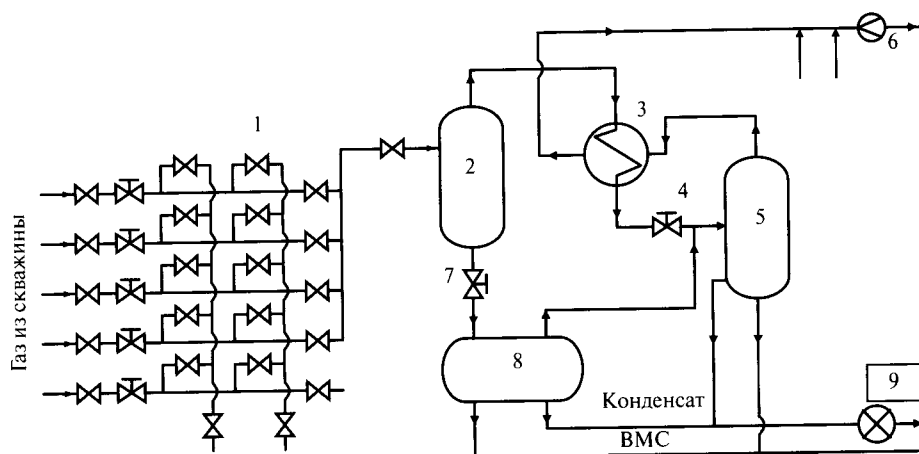
Масштабное изучение ГКХ проводится с использованием установок подготовки и переработки сырья, поступающего с обширной зоны месторождения, с последующей детализацией по более мелким объектам (УКПГ, отдельные технологические линии, скважины). При этом необходимым условием является закрытая система добычи, подготовки, транспорта и переработки газа и конденсата, которая обеспечивает минимум технологических потерь.

В качестве примера на рисунке 9.5 показана принципиальная схема НТС при закрытой системе сбора газа. Газ из скважин попадает на УКПГ в блок входных ниток 1 (БВН) или ЗПА – здание переключающей аппаратуры).

Поток газа из БВН поступает в сепаратор первой ступени 2, где происходит первичное разделение смеси на газ и жидкость. Выделяемая жидкость направляется в трехфазный разделитель 8, где происходит частичная дегазация в результате снижения давления на дросселе 7 до давления во второй ступени сепарации и разделение жидкости на КГН и водометанольную смесь. Из сепаратора 2 газ через теплообменник 3 и дроссель 4 попадает в сепаратор второй ступени 5. Газ из второй ступени проходит теплообменник 3, где охлаждает газ из первой ступени и через замерный узел 6 направляется в газопровод. КГН из разделителя 8 и сепаратора 5 смешивается в один поток, замеряется и подается по конденсатопроводу на перерабатывающий завод.

При проведении масштабных исследований на УКПГ производится запись расходов газа сепарации и КГН; отбираются пробы газа сепарации и КГН из трубопроводов в районе узлов

замера газа и конденсата на выходе из УКПГ. Изучив пробы, можно составить материальный баланс и рассчитать количество и состав потока на входе в установку НТС.



- 1 – БВН; 2 – сепаратор первой ступени; 3 – рекуперативный теплообменник;  
4 и 7 – дроссели; 5 – сепаратор второй ступени; 6 – узел замера газа сепарации;  
8 – конденсатосборник; 9 – узел замера КГН

Рисунок 9.5 – Принципиальная схема НТС

## 9.2 Обеспечение надежности параметров газоконденсатной характеристики

### 9.2.1 Требования к скважине

Газоконденсатную скважину необходимо эксплуатировать с МНД газа, обеспечивающим вынос жидкости с забоя. При этом скорость потока газа у башмака лифтовых труб рекомендуется в пределах 2,5–3 м/с.

Скважину следует эксплуатировать по лифтовым трубам, так как при этом требуется меньший МНД газа, то есть минимальная депрессия на пласт.

Для насыщенных углеводородных систем расчет скорости проводится в зависимости от положения башмака лифтовых труб относительно интервалов перфорации. Для недонасыщенных углеводородных систем расчет скорости проводится в том сечении лифтовых труб, где давление равно давлению начала конденсации. Для перегретых систем расчет скорости проводится для устьевых условий, так как за счет резкого охлаждения скорость потока на устье скважины меньше, чем у башмака колонны лифтовых труб.

Перед началом исследований на газоконденсатность разведочной скважины последняя должна работать не менее двух суток при депрессии, не превышающей 15 % – 20 %, до стабилизации термобарических параметров.

Достоверность получаемых результатов в случае превышения депрессии на пласт устанавливается по равенству КГФ и состава конденсата из скважины с депрессией, не превы-



шающей 15 % – 20 %. Этот период работы называется подготовительным. На газоконденсатных месторождениях с длительной стабилизацией давления, дебита и температуры период подготовительной работы скважины может оказаться значительно больше двух суток. На таких месторождениях исследование на газоконденсатность следует проводить после подключения скважин к промысловой газосборной сети. Если скважина подключена к газопроводу с переменным давлением, то необходимо за сепаратором установить регулятор давления.

При первичных исследованиях скважина должна отвечать определенным требованиям:

- перед исследованиями должна быть очищена от продуктов бурения и перфорации;
- в продукции не должна присутствовать пластовая вода;
- депрессия на пласт при исследовании насыщенных залежей не должна превышать 10 %;

при исследовании недонасыщенных газоконденсатных систем забойное давление должно быть больше или равно давлению начала конденсации;

- скорость потока в стволе скважины должна обеспечивать вынос на поверхность жидкости с забоя скважины;

- скважина должна работать в безгидратном режиме, в противном случае в нее необходимо подавать ингибитор гидратообразования.

#### 9.2.2. Требования к сепарационной установке

Сепарационная установка для проведения газоконденсатных исследований монтируется на устье скважины и должна удовлетворять требованиям Ростехнадзора и ПБ 08-624-03 [11].

Сепарационная установка должна обеспечить возможность практически полного отделения жидкости от газа при данных термобарических условиях; установления различных давлений сепарации; проведения замеров давления и температуры в сепараторе; проведения замеров дебита газа после сепаратора; проведения замеров количества жидкой фазы (воды и конденсата) при данных термобарических условиях; отбора проб газа и конденсата под давлением сепарации; подачи ингибитора гидратообразования перед штуцером на входе газа в сепаратор или затрубное пространство скважины.

#### 9.2.3 Депрессия на пласт при исследовании скважины

Снижение давления системы ниже давления начала конденсации приводит к образованию мелкодисперсной жидкой фазы. Пластовая система остается устойчивой при снижении давления, достигающего 10 % – 15 % от давления начала конденсации. Поэтому исследовать скважины в насыщенных залежах, вышедших из бурения, необходимо с депрессией до 10 % от пластового давления. Газоконденсатные системы с плотностью углеводородов  $C_5H_{12+в}$  ниже  $700 \text{ кг/м}^3$  и молекулярной массой меньше 100 исследуются до депрессии 15 % от давления начала конденсации. Недонасыщенные залежи в условиях аномально высоких пластовых давлений (коэффициент аномальности больше 1,2) возможно исследовать с депрессией 20 % и более.

Газоконденсатные исследования скважин, вскрывших перегретые или пережатые залежи, допускается проводить при депрессиях более 20 %, что выясняется после первых корректных исследований. Созданная в установке фазовых равновесий рекомбинированная проба пластовой смеси позволит определить давление начала конденсации и вычислить допустимую депрессию для последующих исследований.

Анализ КГС, отобранного на залежах с гидростатическим давлением при исследовании скважины на различных депрессиях, ответит на вопрос, начиная с какой величины депрессии происходит изменение свойств конденсата, что позволит определить предельную депрессию при последующих исследованиях данной залежи. Наиболее чувствительным критерием, который позволяет определить начало изменений состава конденсата при увеличении депрессии на пласт, является сравнение количества тяжелых углеводородов по ряду нормальных алканов.

При исследовании вышедшей из бурения скважины, дренирующей однородный коллектор с насыщенной пластовой системой при большой депрессии, получают заниженный потенциал  $C_5H_{12+v}$  облегченного фракционного состава за счет потерь тяжелой части конденсата в призабойной зоне скважины. В дальнейшем при непрерывной работе скважины в течение нескольких месяцев произойдет равновесное насыщение призабойной зоны ретроградным конденсатом. Если, не меняя режима работы скважины, вновь провести газоконденсатные исследования, то полученный потенциал  $C_5H_{12+v}$  будет соответствовать истинному потенциалу  $C_5H_{12+v}$  пластового газа.

При дренировании скважиной сложнопостроенного коллектора даже при длительной работе эксплуатационной скважины с большой депрессией равновесного насыщения призабойной зоны не произойдет, так как основные потери конденсата происходят не на границе пласт – скважина, а на значительном удалении от нее, и выпавший ретроградный конденсат не достигнет забоя. Поэтому потенциал  $C_5H_{12+v}$ , полученный при исследовании скважины, окажется заниженным.

9.2.4 Исследование скважин на газоконденсатность в условиях гидратообразования или коррозии

Работа скважины и сепарационной установки в гидратном режиме оказывает значительное влияние на результаты газоконденсатных исследований. Так, отложения гидратов в скважине, шлейфе, штуцере в сепараторе и на выходе из него вызывают значительные изменения режима работы скважины, вплоть до ее остановки. Отложение гидратов на штуцере, выходе из сепаратора делает невозможным поддержание постоянных термобарических условий сепарации, что влияет соответственно на величину измеряемого КГФ.

Основные методы по борьбе с гидратообразованием — нагрев газа перед штуцером, подача ингибитора гидратообразования перед штуцером на входе в сепаратор, в начале шлейфа или в затрубное пространство скважины.

При исследовании эксплуатационных скважин, вскрывших залежи с агрессивными компонентами ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ), возникают проблемы, связанные с присутствием в газе углеводородорастворимого ингибитора коррозии, который способствует образованию достаточно устойчивых эмульсий.

Ингибитор коррозии может подаваться в скважину несколькими способами: постоянной дозировкой, разовыми регулярными закачками в затрубное пространство, подачей определенного объема ингибитора в призабойную зону. Если первые два случая можно легко исключить при проведении исследований путем остановки дозировочных насосов или закрытием циркуляционного клапана, то в третьем случае присутствие ингибитора в продукции скважины наблюдается в течение месяца после его закачки, что необходимо учитывать при планировании исследований.

#### 9.2.5 Исследование на газоконденсатность низкопродуктивных скважин

Исследования низкопродуктивных газоконденсатных скважин характеризуются следующими факторами:

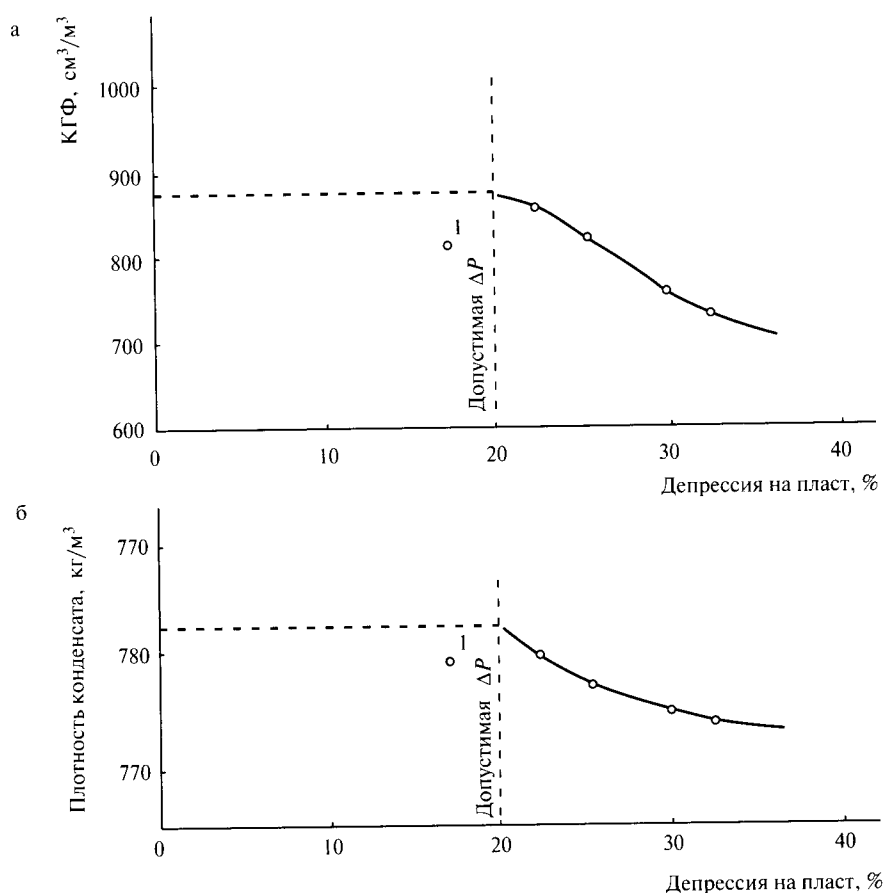
- длительной (от нескольких суток и более) стабилизацией давления и дебита;
- создаваемой значительной депрессией на пласт, превышающей на 10 % — 20 % максимально допустимую величину;
- отсутствием условий для выноса потоком газа выпавшей в призабойной зоне жидкости на поверхность.

При длительной стабилизации давления и дебита исследования на газоконденсатность следует проводить после ввода скважины в эксплуатацию.

В низкопродуктивных скважинах, как правило, МНД достигается при депрессиях, превышающих допустимую для проведения газоконденсатных исследований.

После освоения и очистки скважины проводятся газодинамические исследования от меньшего дебита к большему. На каждом режиме определяются забойное давление, дебит газа, КГФ, плотность КГС. Результаты исследований представляются в виде зависимости величин КГФ и плотности от депрессии на пласт (рисунки 9.6—9.9).

На рисунке 9.6 представлены результаты исследования разведочной скважины, вскрывшей газоконденсатную залежь. При увеличении депрессии тяжелые фракции конденсата выпадают в призабойной зоне, в результате чего уменьшаются значения КГФ и плотности конденсата.



Точка 1 получена при дебите газа меньше МНД

Рисунок 9.6 – Результаты промысловых исследований разведочной газоконденсатной скважины

Зависимости, представленные на рисунке 9.7, указывают на совместное вскрытие скважиной газоконденсатной залежи и нефтяной оторочки. Характер изменения величин плотности и КГФ свидетельствует о появлении примеси нефти в составе продукции при депрессии больше 23 % от пластового давления.

При высокой остаточной нефтенасыщенности коллекторов (более 20 % – 25 %) зависимости рассматриваемых параметров могут быть аналогичны представленным на рисунке 9.8. В этом случае при возрастании депрессии на пласт увеличивается поступление нефти в скважину, что сопровождается увеличением КГФ и плотности нефтегазоконденсатной смеси. За счет большой депрессии конденсат выделяется из газовой фазы и, смешиваясь с остаточной нефтью, увеличивает нефтенасыщенность. Вследствие этого процесса на рисунке 9.8 нет характерных изломов.

На рисунке 9.9 представлены результаты исследования нефтяного объекта, который первоначально был принят за газоконденсатный. Увеличение депрессии до 35 % не привело к каким-либо изменениям плотности углеводородной жидкости, полученной в сепараторе при

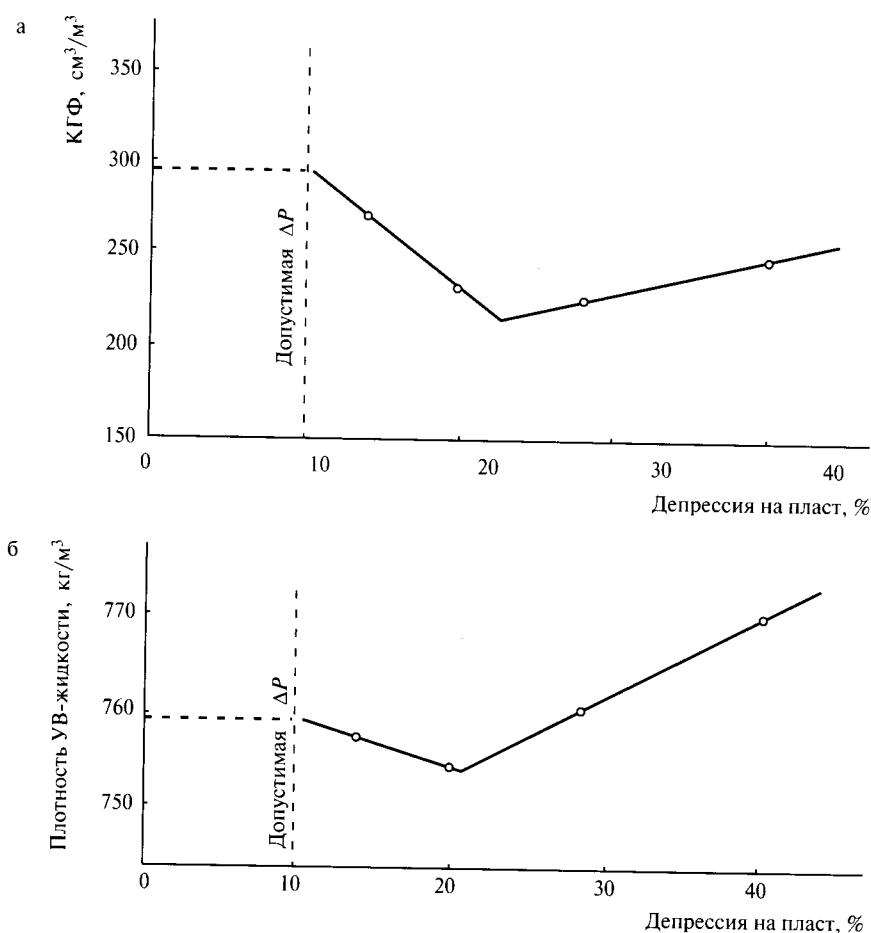


Рисунок 9.7 – Результаты промысловых исследований разведочной газоконденсатной скважины, вскрывшей нефтяную оторочку или линзу нефти

постоянных условиях сепарации. Это свидетельствует о поступлении из пласта жидкости одного и того же состава на всех режимах работы скважины. Кривая изменения плотности жидкой фазы свидетельствует об увеличении поступления нефти в скважину при возрастании депрессии. Фазовая проницаемость коллектора по газу уменьшается, в результате чего удельное количество жидкой фазы в продукции скважины возрастает.

#### 9.2.6 Особенности исследований скважин при работе двух и более залежей одновременно

На многопластовых газоконденсатных месторождениях несколько залежей объединяются в один эксплуатационный объект и разрабатываются одной сеткой скважин. В этих случаях при исследовании необходимо учитывать неоднородность ФЕС продуктивного разреза и изменение свойств пластовой смеси в его пределах.

При исследовании скважин в условиях совместной эксплуатации газоконденсатного и нефтяного эксплуатационных объектов или пластов можно определить долю нефти в жидкой продукции скважины и использовать эти данные для контроля за разработкой нефтяного пла-

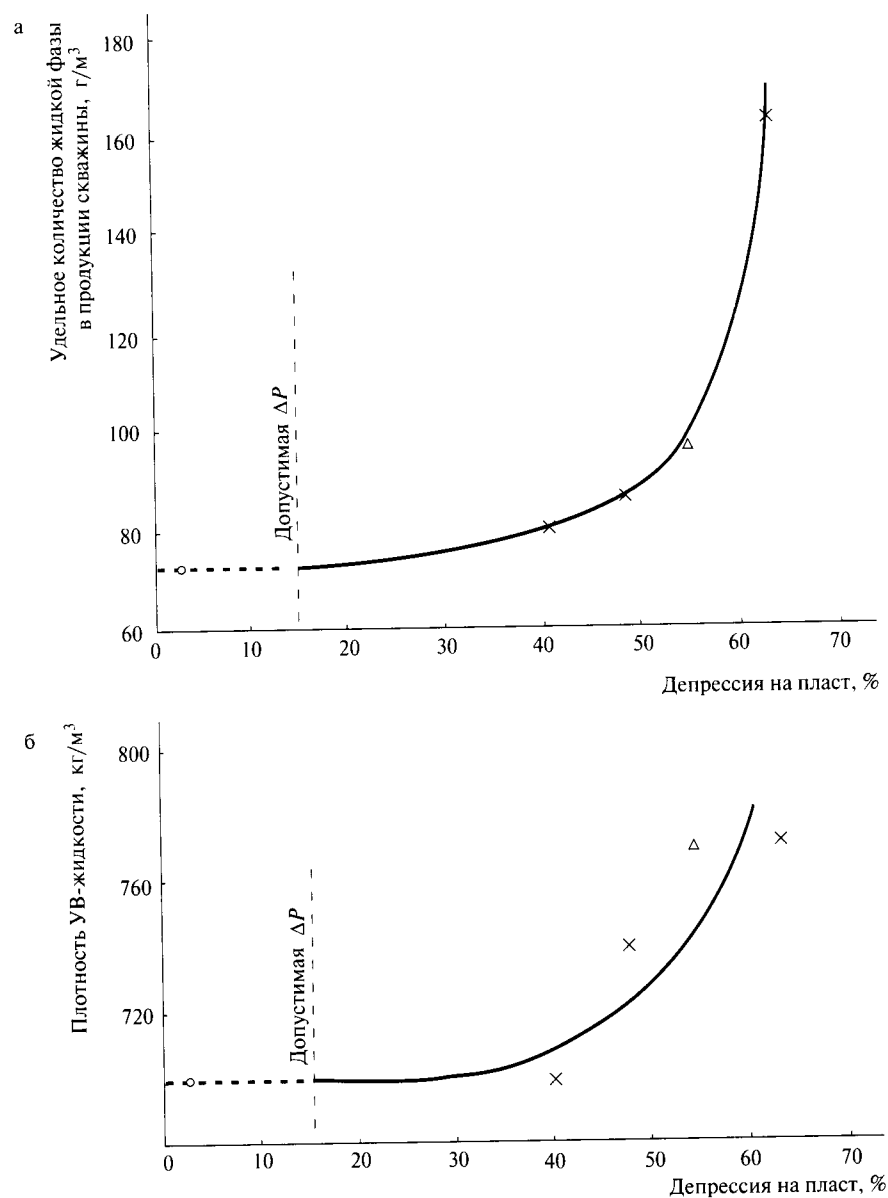


Рисунок 9.8 — Результаты промысловых исследований разведочной скважины, вскрывшей низкопроницаемые породы ( $K_p = 6\% - 7\%$ ) с высокой остаточной нефтенасыщенностью ( $K_n = 25\% - 75\%$ )

ста. Учет примеси нефти в конденсате ведется по величине массовой доли нефти, определенной согласно методике [12] и других аттестованных методов.

На основании промысловых геофизических исследований массивных карбонатных залежей установлено, что приток пластового газа к скважине наблюдается не по всему пробуренному продуктивному разрезу, а из отдельных ограниченных интервалов. Многолетние повторные исследо-

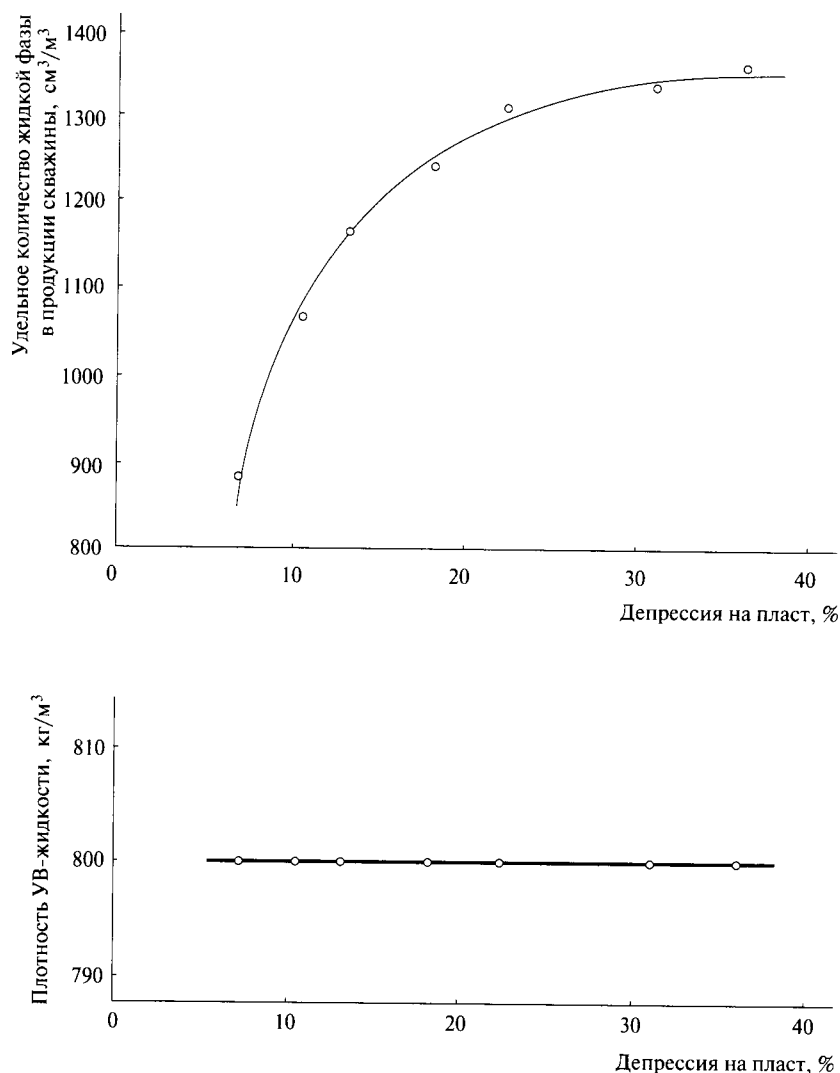


Рисунок 9.9 — Результаты промысловых исследований разведочной скважины, вскрывшей залежь легкой нефти

вания действующих скважин свидетельствуют о сохранении работающих интервалов во времени. При совместной эксплуатации нескольких интервалов профиль притоков будет определяться притоком газа, поступающего в скважину из наиболее продуктивных пластов.

Таким образом, в условиях одновременного вскрытия значительной толщи продуктивного массива или одновременной эксплуатации нескольких пластов с резко выраженной неоднородностью коллекторов содержание конденсата в добываемом газе обуславливается положением основных газоотдающих интервалов по этажу газоносности и соотношением их продуктивных характеристик.

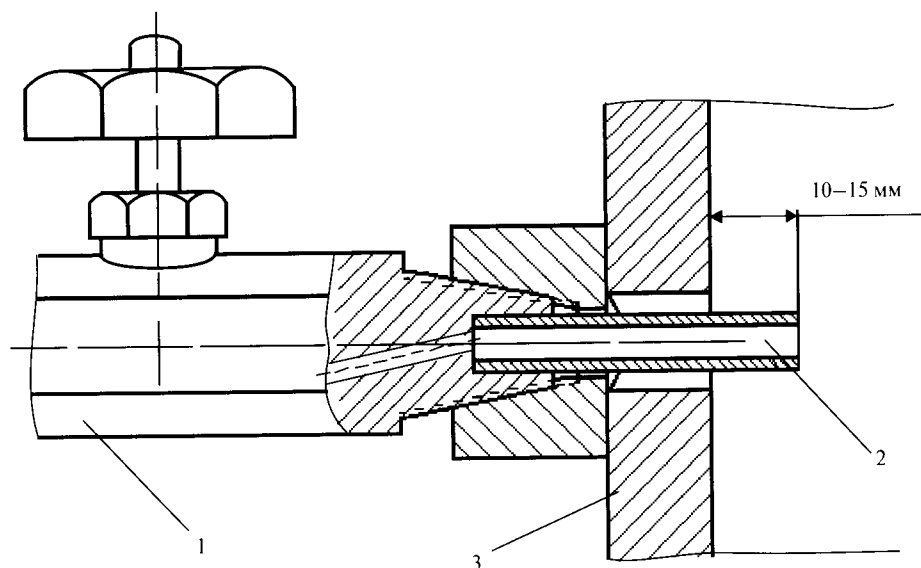
### 9.3 Замер конденсатогазового фактора и отбор проб конденсата и газа сепарации

#### 9.3.1 Замер конденсатогазового фактора

При расчете потенциального содержания конденсата в пластовом газе, состава пластового газа и при составлении его рекомбинированной пробы (при проведении экспериментов на установке фазовых равновесий) используется замеренный при исследовании КГФ.

Замер дебита конденсата осуществляется объемным методом с помощью контрольных замерных вентилей сепаратора, либо с помощью расходомеров жидкости, установленных на сливе жидкости из сепаратора.

Для замера дебита объемным методом сепаратор оборудуется замерными вентилями (рисунок 9.1, п. 9.1.1), которые устанавливаются в стенке сепаратора на различных уровнях по вертикали со впаянными в них горизонтальными трубками. Эти трубки предупреждают поступление в вентили конденсата, стекающего по стенкам сепаратора. Самый нижний вентиль должен находиться на линии сброса конденсата. На рисунке 9.10 изображен узел замерного вентиля.



1 — вентиль; 2 — трубка; 3 — стенка сепаратора

Рисунок 9.10 — Узел замерного вентиля

Перед замером дебита конденсата из сепаратора сбрасывается скопившаяся в нем жидкость. Отсутствие жидкой фазы проверяется путем частичного открытия нижнего вентиля на линии сброса конденсата. Затем закрывается задвижка и начинается проведение замеров.

До тех пор, пока уровень конденсата не поднимется до горизонтально расположенной трубки, из вентиля выходит слабая струя газа. Как только уровень конденсата достигнет трубки,



он начинает выходить из вентиля. В этот момент включением секундомера фиксируется время поступления жидкой фазы и закрывается нижний вентиль. По тарированному объему сепаратора между вентилями рассчитывается дебит КГН.

Замеры дебита КГН повторяют при установившихся термобарических условиях сепарации до получения сходимости результатов. При быстром накоплении жидкой фазы в сепараторе (менее 3 мин) для повышения точности дебит конденсата определяют при атмосферном давлении в замерной емкости.

Если сепаратор не оборудован замерными вентилями или объемным счетчиком конденсата, замерять дебит конденсата в тарированной емкости при атмосферном давлении можно при любом содержании жидкости в газе. Замер уровня жидкости в емкости можно проводить либо металлическим метрштоком, либо стеклянной трубкой.

Пересчет дебита дегазированного конденсата в дебит КГН производится с учетом коэффициента усадки, который определяется по формуле

$$K_{\text{ус}} = \frac{V_{\text{дк}}}{V_{\text{к}}}, \quad (9.1)$$

где  $K_{\text{ус}}$  — коэффициент усадки конденсата;

$V_{\text{дк}}$  — объем дегазированного конденсата из контейнера, см<sup>3</sup>;

$V_{\text{к}}$  — объем контейнера, см<sup>3</sup>.

Для определения величин  $V_{\text{дк}}$  и  $V_{\text{к}}$  необходимо в контейнер объемом 100–150 см<sup>3</sup> отобрать пробу КГН, затем слить конденсат из контейнера в мерный цилиндр и стабилизировать его при температуре конденсата в емкости, в которой осуществляется замер дебита дегазированного конденсата. Определяется объем слитого конденсата  $V_{\text{дк}}$ . Объем контейнера  $V_{\text{к}}$  определяется путем тарировки водой с помощью мерного цилиндра. Тарировка контейнера и определение коэффициента усадки конденсата осуществляется два-три раза до сходимости результатов.

Дебит КГН определяется по формуле

$$Q_{\text{КГН}} = \frac{Q_{\text{дк}}}{K_{\text{ус}}}, \quad (9.2)$$

где  $Q_{\text{КГН}}$ ,  $Q_{\text{дк}}$  — дебиты соответственно КГН и дегазированного конденсата, м<sup>3</sup>/сут.

Типовая форма представления результатов промысловых исследований на газоконденсатность приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 — Результаты промышленных исследований на газоконденсатность

Номер скважины		Интервал перфорации	Пласт	Дата исследования	Диаметр штуцера	Диаметр диафрагмы	Условия на забое		Время работы на режиме	Устьевые условия			Условия сепарации		Депрессия на пласт	Скорость потока у башмака НКТ	Дебит		Коэффициент усадки КГН	Конденсато-газовый фактор	
							давление	температура		давление	температура	давление	температура	газа сепарации			КГН	КН		КСТ	
1	2	3	4	5	6	мм	МПа	°С	ч	т	Р <sub>г</sub>	Р <sub>з</sub>	Т <sub>у</sub>	Р <sub>с</sub>	Т <sub>с</sub>	ν	Q <sub>г</sub> <sup>сеп</sup> тыс. м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>к</sub> <sup>сеп</sup> м <sup>3</sup> /сут	K <sub>ус</sub>	q <sub>н</sub> см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	q <sub>ст</sub> см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
	м				мм	МПа	°С				МПа	МПа	°С	МПа	%	м/с	17	18	19	20	21

Замеренное пластовое давление \_\_\_\_\_, МПа.

Замеренная пластовая температура \_\_\_\_\_, °С.

### 9.3.2 Отбор проб газа и конденсата

Во время ГКИ из сепаратора отбираются пробы газа, конденсата и сопутствующих вод для проведения лабораторных, экспериментальных и аналитических исследований. Отбор проб газа сепарации и КГН осуществляется при тех же термобарических условиях сепарации, при которых производится замер КГФ.

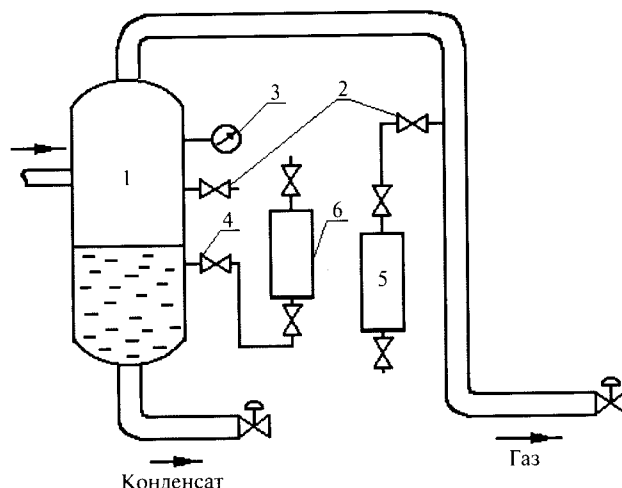
Объем и виды проб, которые необходимо отбирать, зависят от целей и задач исследований. При исследовании разведочных скважин с целью определения параметров для подсчета балансовых и извлекаемых запасов конденсата необходим следующий объем проб:

- для определения состава пластового газа и основных физико-химических характеристик конденсата отбирается три контейнера КГН по 100–150 см<sup>3</sup> каждый, два контейнера газа сепарации по 100–150 см<sup>3</sup>;
- для проведения экспериментальных исследований на установках фазовых равновесий отбираются один-два баллона объемом 40 дм<sup>3</sup> (40 литров) газа сепарации под давлением сепарации и три-четыре контейнера КГН емкостью 400–800 см<sup>3</sup>;
- для изучения физико-химической характеристики конденсата отбирается 3 дм<sup>3</sup> КГС;
- для определения направления переработки конденсата и характеристик моторного топлива необходимо отобрать 10 дм<sup>3</sup> КГС.

При исследовании эксплуатационных скважин с целью контроля за текущей ГКХ залежи отбираются все пробы, за исключением проб для определения КИК.

Отбор проб газа сепарации проводят в контейнеры и баллоны способом сухой продувки и заполняют их до давления в точке отбора.

Отбор проб в проточные контейнеры и баллоны согласно ГОСТ 18917 проводится в соответствии со схемой (рисунок 9.11). Проточный контейнер или баллон устанавливается вертикально. Верхний вентиль контейнера с помощью трубки или шланга высокого давления соединяется с вентилем для отбора газа 2. Открываются вентиль 2, верхний вентиль контейнера 5 и после заполнения контейнера частично открывается нижний вентиль контейнера. Через нижний вентиль контейнера в течение некоторого времени производится продувка газа сепарации с такой скоростью, чтобы в контейнере или баллоне давление было близким к давлению сепарации. Если контейнер объемом 150 см<sup>3</sup>, время продувки можно ограничить 30 секундами. Если проба отбирается в контейнер большего размера, время продувки возрастает до 5 минут. Продувку проводят таким образом, чтобы контейнер не охлаждался ниже температуры сепарации. По окончании продувки нижний вентиль контейнера закрывается для выравнивания давления в контейнере и сепараторе. Затем закрывается верхний вентиль контейнера или баллона, закрывается вентиль 2 и контейнер отсоединяется. После проверки на герметичность контейнеры и баллоны снабжаются заглушками и этикеткой.



- 1 – сепаратор; 2 – вентили для отбора проб; 3 – манометр; 4 – вентиль для отбора проб конденсата;  
5 – проточный контейнер или баллон для отбора пробы газа;  
6 – проточный контейнер для отбора пробы конденсата

Рисунок 9.11 – Схема обвязки проточных контейнера и баллона при отборе проб газа сепарации и КГН

В непроточные баллоны пробы газа сепарации отбираются следующим образом. В течение 5–7 мин проводится заполнение баллона газом, после чего баллон отсоединяется от линии отбора и газ из баллона медленно выпускается до остаточного давления в баллоне 0,3–0,5 МПа таким образом, чтобы не происходила конденсация  $C_3H_{12+в}$ . Такая процедура осуществляется три раза, что позволяет удалить из баллона воздух. Во время третьего выпуска газа из баллона его рекомендуется поставить вентилем вниз, чтобы убедиться в отсутствии в баллоне жидкости. Далее баллон заполняется газом сепарации в течение не менее 10 мин, после чего отсоединяется, проверяется на герметичность, снабжается заглушкой и этикеткой.

Существует способ отбора пробы газа сепарации в контейнеры или баллоны без выпуска части газа в атмосферу. Для этого осуществляется вакуумирование баллона или контейнера. Во избежание потерь давления газа на вентиле и вследствие потери углеводородов  $C_5H_{12+в}$  поддерживается низкая скорость заполнения баллона. Например, газовый баллон емкостью 0,040 м<sup>3</sup> заполняется в течение 30 мин.

В проточные контейнеры пробы КГН отбираются в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 9.11. Контейнер 6 располагается вертикально и с помощью трубки или шланга высокого давления через нижний вентиль присоединяется к вентилю 4 в нижней части сепаратора. Если в продукции скважины есть вода, то нужно убедиться, что уровень воды ниже уровня вентилей 4. При закрытом верхнем вентиле контейнера открываются нижний вентиль

и вентиль 4 на сепараторе. КГН поступает в контейнер 6. Приоткрывается верхний вентиль контейнера и стравливается газовая шапка. Затем несколько секунд контейнер продувается, чтобы перевести из контейнера первую порцию разгазированного конденсата. После чего закрывается верхний вентиль контейнера. Контейнер в таком состоянии выдерживается 20–30 с, затем слегка приоткрывается верхний вентиль для того, чтобы убедиться в отсутствии газовой шапки в контейнере. Если газовая шапка в контейнере есть, то ее стравливают до появления из вентилей первых капель конденсата. Верхний вентиль закрывается, затем закрывается нижний вентиль, затем вентиль на сепараторе. Контейнер отсоединяется, проверяется на герметичность, снабжается заглушками и этикеткой.

В двухполостные поршневые контейнеры КГН отбирается следующим образом. В одну из полостей контейнера подается буферная жидкость (как правило — смесь глицерина с водой или ДЭГ), замеряется ее количество, поршень внутри контейнера перемещается к противоположному вентилю. Контейнер располагается вертикально; полость, заполненная буферной жидкостью — внизу. КГН поступает в верхнюю полость контейнера. Приоткрывается нижний вентиль контейнера, из него медленно сливается буферная жидкость в мерный цилиндр для контроля ее количества. Когда в контейнере остается 50–100 см<sup>3</sup> буферной жидкости, нижний вентиль закрывают. Затем закрывают верхний вентиль контейнера, контейнер отсоединяется, проверяется на герметичность, снабжается заглушками и этикеткой.

Пробы дегазированного конденсата и попутной воды отбираются в емкости с герметичными крышками и снабжаются соответствующими этикетками.

При исследовании скважин методом малых отборов, основанном на отборе незначительной части многофазного потока на устье газоконденсатной скважины, при этом отбирается  $(1 \pm 0,1)$  % всего потока.

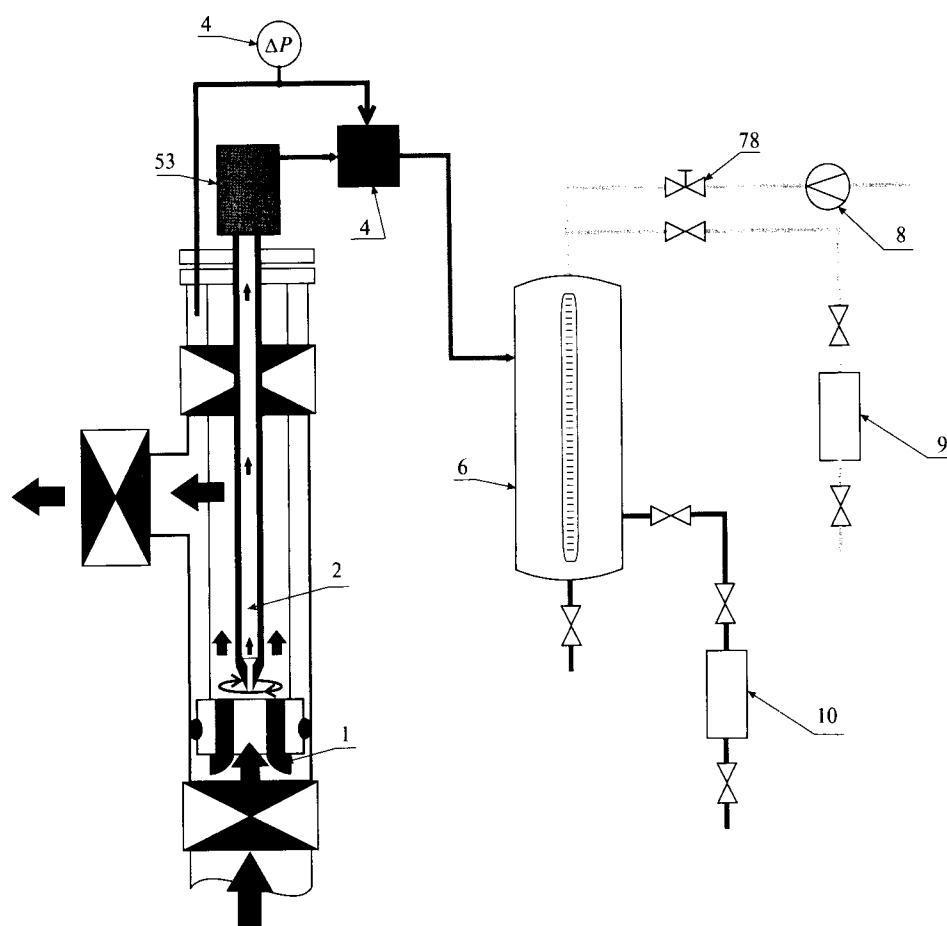
При ГКИ скважина работает в шлейф. Исследования проводятся с применением устройства отбора проб многофазных потоков 223Р.00.00.000 ПМ, разработанного в ООО «ТюменНИИгипрогаз».

На рисунке 9.12 изображена принципиальная схема устройства.

Пробоотборник устанавливается на лубрикаторной задвижке скважины.

Выше надкоренной задвижки устанавливается сужающее устройство 1 с пакером. Весь газожидкостный поток скважины проходит через сужающее устройство и далее идет в шлейф системы сбора. При этом скважина работает в систему подготовки газа и конденсата. Перепад давления на сужающем устройстве не должен быть меньше 0,15 МПа.

После сужающего устройства располагается пробоотборный капилляр 2 с диффузором. Диффузор представляет собой коническое тело с калиброванным отверстием диаметром 0,7–1,4 мм.



- 1 — сужающее устройство; 2 — пробоотборный капилляр; 3 — автомат давления;  
 4 — дифференциальный манометр; 5 — теплообменник; 6 — сепаратор;  
 7 — регулятор; 8 — счетчик газа; 9 и 10 — контейнеры высокого давления

Рисунок 9.12 — Принципиальная схема устройства отбора проб многофазных потоков

Эксперименты показали, что в сужающем устройстве при всех режимах течения полной гомогенизации газожидкостного потока не достигается. По этой причине отбор пробы в течение эксперимента проходит в режиме сканирования пробоотборного сопла по радиусу сужающего устройства, то есть проба многофазного потока последовательно отбирается из различных зон сужающего устройства.

В режиме сканирования пробоотборного сопла по сечению штуцера в сепараторе за время эксперимента накапливается средняя проба нестабильного конденсата. Эта средняя проба является представительной относительно всего газожидкостного потока скважины.

Отбор пробы многофазного потока должен проводиться в режиме изокINETического течения. При этом режиме скорость входа в сопло выделяемой струйки многофазной смеси должна соответствовать скорости течения смеси через сужающее устройство. ИЗОКИНЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

отбора пробы поддерживается автоматом 3 с точностью 0,015 МПа. Точность поддержания изокINETического режима контролируется дифференциальным манометром 4. Для предотвращения гидратообразования отбираемая многофазная смесь подогревается теплообменником 5.

Отобранная пробоотборником газожидкостная смесь поступает в сепаратор 6 емкостью 8 л, где разделяется на газ сепарации и КГН. Выбранное давление сепарации поддерживается регулятором 7.

Объем газа сепарации измеряется счетчиком газа 8 (например, РГ-40).

КГН накапливается в мерной части сепаратора и его объем измеряется с помощью мерной линейки. В процессе исследований отбираются пробы газа сепарации и КГН в контейнеры высокого давления 9 и 10.

В результате исследований измеряются дебиты скважины по газу сепарации, по КГН, КГС, по воде, рассчитывается КГФ. После лабораторных физико-химических исследований отобранных проб выдается информация, полностью аналогичная информации при ГКИ скважины методом непрерывного отбора промышленных количеств газа.

Вся технология исследования скважин данным методом детально описана в СТО Газпром 3.1-2-008-2008.

### 9.3.3 Факторы, влияющие на качество отобранных проб

Весьма важным при промысловых исследованиях на газоконденсатность является обеспечение неизменного первоначального состава представительной пробы до проведения лабораторных исследований.

Сохранность проб зависит от термобарических условий их отбора и температуры окружающей среды во время отбора и доставки в лабораторию. Если температура сепарации не превышает плюс 6 °С, то даже глубокое (до минус 40 °С) охлаждение пробы в зимнее время не вызовет ощутимых изменений ее состава.

При отборе проб в условиях высоких температур сепарации (исследование скважин перегретых залежей и подогрев газа в целях предотвращения гидратообразования) последующее охлаждение контейнера с пробой газа может вызвать изменение ее состава. Восстановить истинный состав пробы газа следует нагреванием контейнера до температуры 90 °С – 100 °С, причем эту температуру необходимо поддерживать в течение трех часов. Затем контейнер следует охладить до температуры отбора пробы.

Кроме температуры сепарации, на качество пробы при ее анализе влияет давление сепарации. При проведении газохроматографического анализа давление пробы газа снижается от давления отбора пробы в контейнере до атмосферного. Если проба отобрана при давлении сепарации до 6 МПа, то снижение давления не вызывает уменьшения содержания в пробе газа

углеводородов  $C_5H_{12+в}$ . При давлении сепарации выше 7 МПа снижение давления пробы газа вызывает ретроградную конденсацию углеводородов (в том числе  $C_5H_{12+в}$ ).

При исследовании скважины, вскрывшей газоконденсатную и нефтяную залежи, при давлении сепарации 3–7 МПа в контейнер вместо смеси КГН и сырой нефти можно отобрать пену, вследствие чего в пробоотборнике появляется газовая шапка. Исследовать такую скважину (замерять КГФ и отбирать пробы) необходимо при давлении сепарации 1,5–2,5 МПа согласно РД 39-0147035-225-88 [13]. При температуре сепарации значительно ниже температуры окружающей среды отбор проб КГН необходимо производить в охлажденный контейнер.

Если температура сепарации намного выше температуры окружающей среды, могут возникнуть сложности при отборе проб КГН. При содержании в конденсате твердого парафина больше двух массовых долей, %, контейнер при отборе пробы КГН следует нагревать до температуры сепарации.

Коэффициент усадки конденсата в обоих случаях ( $t_{сеп} \leq t_{возд}$  и  $t_{сеп} \geq t_{возд}$ ) оказывается завышенным. Поэтому, измеряя коэффициент усадки конденсата, необходимо приводить температуру контейнера для отбора пробы к температуре сепарации, если эти температуры отличаются больше чем на  $20^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}$ .

#### 9.3.4 Информационное сопровождение отобранных проб

После отбора проб контейнеры, баллоны, бутылки и канистры с пробами снабжаются этикетками следующего содержания:

- дата отбора пробы;
- название месторождения (или разведочной площади);
- номер скважины;
- интервал перфорации (или интервал открытого ствола);
- диаметр штуцера, задающего режим работы скважины (или давление на «головке»

скважины в случае, если режим работы скважины задается регулируемым штуцером);

- вид пробы (газ сепарации, КГН или КГС, нефть или вода);
- место отбора пробы (из сепаратора, из МТСУ, из емкости и т.д.);
- условия сепарации (давление и температура);
- номер контейнера, баллона, канистры;
- подпись работника, отбиравшего пробу.

Этикетка прикрепляется (сворачивается особым образом и привязывается) к вентилю контейнера или баллона, к горловине бутылки или канистры.



#### 9.4 Лабораторные исследования газа и конденсата

Пробы газа и конденсата, отобранные из сепаратора, исследуют в лаборатории. Состав газа сепарации определяют методом газовой хроматографии в соответствии с ГОСТ 23781. Пробы КГН разгазируются для определения в дальнейшем состава газов дегазации, дебутанизации и дебутанизованного конденсата. На рекомбинированных пробах газа сепарации и КГН в установках фазовых равновесий изучают фазовые превращения пластового газа со снижением давления при пластовой температуре. Физико-химические исследования конденсата включают комплекс исследований по определению физико-химических свойств, фракционного состава, индивидуального углеводородного состава до нормального нонана и группового углеводородного состава.

##### 9.4.1 Физико-химические исследования конденсата

По результатам лабораторных физико-химических исследований конденсата определяются следующие основные параметры: плотность, показатель преломления, молекулярная масса, температура застывания, температура помутнения, вязкость, содержание парафина, общей серы, воды, хлористых солей, смолистых соединений и асфальтенов, фракционный состав, индивидуальный углеводородный состав до нормального нонана, групповой углеводородный состав (таблица 9.2). Определение вышеприведенных параметров физико-химической характеристики конденсатов проводится согласно действующим государственным стандартам, аттестованным методикам выполнения измерений (МВИ) и методам, приведенным в справочно-методическом пособии [14]. Такие показатели как плотность, показатель преломления, температура застывания и помутнения, вязкость, содержание парафина, хлористых солей, воды определяются согласно государственным стандартам.

Определение молекулярной массы проводится методом криоскопии в бензоле по справочно-методическому пособию [14]. Допускается использование МВИ (см таблицу 9.2).

Содержание смолистых соединений и асфальтенов определяется согласно справочно-методическому пособию [14].

Фракционный состав определяется согласно государственным стандартам.

Индивидуальный углеводородный состав до нормального нонана определяется методом газожидкостной хроматографии в соответствии со справочно-методическим пособием [14], а также по методикам, прилагаемым к соответствующим приборам.

Групповой углеводородный состав (содержание в конденсате метановых, нафтеновых, ароматических углеводородов, смолистых соединений) определяется разными мето-

дами. По методике, описанной в справочно-методическом пособии [14] для фракций, выкипающих до температуры 350 °С, используется метод анилиновых точек, для фракций, выкипающих выше 350 °С – метод адсорбционной хроматографии. При структурно-групповом анализе (метод *n-d-M*), как указано в справочно-методическом пособии [14], углеводородный состав фракций конденсата выражается в виде среднего относительного содержания в них ароматических, нафтеновых и других циклических структур, а также парафиновых цепей. Новым подходом в определении группового углеводородного состава является метод жидкостной хроматографии, предлагаемый рядом российских и зарубежных фирм.

Выбор и объем комплекса физико-химических исследований конденсата определяется поставленными задачами по подсчету запасов газа и конденсата, проектированию разработки, обустройства, переработки и по контролю за разработкой.

Таблица 9.2 – Стандартный комплекс физико-химических исследований конденсата

Параметры	Методы определения
Фракционный состав	ГОСТ 2177, ГОСТ 11011, ASTM D 2892 [15]
Плотность при 20 °С	ГОСТ 3900
Показатель преломления	ГОСТ 18995.2
Молекулярная масса	МВИ 12897202.05-02 [16], МВИ 12897202.03-99 [17]
Вязкость	ГОСТ 33
Температура помутнения	ГОСТ 5066
Температура застывания	ГОСТ 20287
Температура вспышки в закрытом тигле	ГОСТ 6356
Содержание, массовая доля, %:	
- парафина	ГОСТ 11851
- общей серы	ГОСТ 19121
- воды	ГОСТ 2477
- хлористых солей	ГОСТ 21534
- смол	Справочно-методическое пособие [14]
- асфальтенов	Справочно-методическое пособие [14]

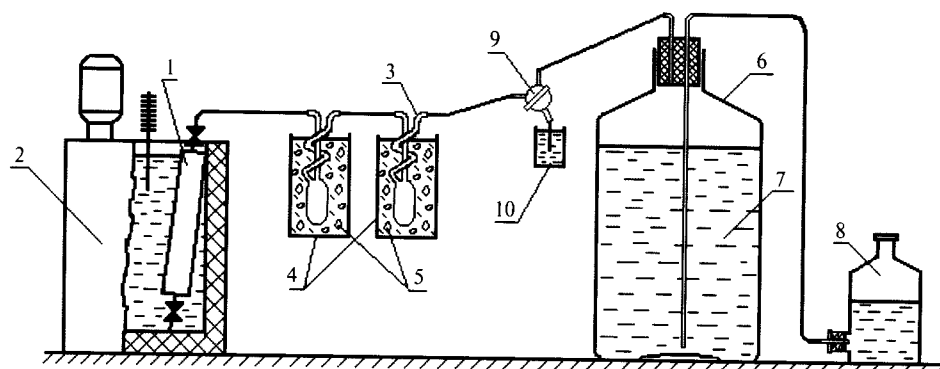
#### 9.4.2 Расчет состава пластового газа и конденсата газового нестабильного

При изучении проб КГН на разведочном этапе и в начальный период разработки последовательно применяются процессы дегазации и дебутанизации конденсата. В период разработки при облегчении добываемого конденсата, а также при изучении систем с конденсатами плотностью менее 0,70 г/см<sup>3</sup> можно ограничиться процессом дегазации проб.

Ниже приведен порядок расчета состава пластового газа и потенциального содержания КГС для одноступенчатой сепарации. Методика расчета состава пластового газа и потенциального содержания КГС для двухступенчатой сепарации приведена в части II Инструкции, раздел 5.

### 9.4.2.1 Расчет состава пластового газа и конденсата газового нестабильного с дебутанизацией

Пробы КГН подвергают дегазации по схеме, показанной на рисунке 9.13.



- 1 – контейнер с КГН; 2 – термостат; 3 – ловушки; 4 – химический стакан; 5 – лед с солью;  
6 – газометр; 7 – рассол; 8 – уравнивающая склянка; 9 – трехходовой стеклянный кран;  
10 – химический стакан с водой

Рисунок 9.13 – Схема установки для дегазации КГН

Контейнер 1 помещается в термостат 2. Между контейнером 1 и газометром 6 помещаются стеклянные ловушки 3, погруженные в охлаждающую смесь льда с солью 5 (минус 20 °С), служащие для улавливания жидких углеводородов, уносимых газом из контейнера.

Для разгазирования пробы КГН открывают вентиль контейнера 1 и со скоростью, не превышающей 5 дм<sup>3</sup>/ч, выпускают газ в газометр 6. В термостате следует поддерживать температуру порядка плюс 20 °С. При открытом вентиле контейнера 1 после прекращения выделения газа из контейнера температура в бане доводится до плюс 35 °С. Выделяющееся дополнительное количество газа из контейнера подается в газометр. После этого вентиль закрывают.

Для удаления газовых углеводородов, растворенных в жидкости, собранной в змеевиковых ловушках 3, температуру охлаждающей смеси постепенно повышают до плюс 5 °С.

Конденсат из контейнера сливают вместе с жидким продуктом из змеевиковых ловушек и подвергают дебутанизации с помощью лабораторной ректификационной колонки, показанной на рисунке 9.14. Между ректификационной колонкой 3 и газовой бюреткой 5 помещаются стеклянные ловушки 4, погруженные в охлаждающую смесь льда с солью, служащие для улавливания жидких углеводородов, уносимых газом при дебутанизации.

Для дебутанизации жидкий продукт, находящийся в колбе 1, подогревают колбонагревателем 2. Нагрев, регулируемый лабораторным трансформатором, ведут до полного прекращения выделения газа из колбы.

Дебутанизированный конденсат переливают из колбы в мерный цилиндр. Замеряют количество жидкого продукта и определяют его плотность (при 20 °С). В результате исследований получают следующие исходные данные для расчета содержаний этана, пропана, бутанов и  $C_5H_{12+в}$  в пластовом газе.

По результатам дегазации и дебутанизации КГН получают исходные данные для расчета состава пластового газа и КГН:

- объем контейнера  $V$ , в который отобран КГН,  $см^3$ ;
- количество выделяющегося КГН  $q$  (определяется на промысле),  $см^3$  на  $1 м^3$  газа сепарации;
- объем газа а, выделившегося при дегазации КГН, в объеме контейнера, л;
- объем газа б, выделившегося при дебутанизации дегазированного КГН, в объеме контейнера, л;
- объем дебутанизированного КГН  $b$  в объеме контейнера,  $см^3$ ;
- плотность дебутанизированного КГН  $\rho_{4дк}^{20}$  при 20 °С;
- молекулярную массу  $M_{дк}$  дебутанизированного КГН.

При расчете состава пластового газа исходят из 1000 молей газа сепарации, которые заносят в таблицу 9.3 (столбец 2, строка «Всего»).

Количество газа, выделяющегося при дегазации КГН А, г/моль, вычисляют по формуле

$$A = \frac{a \cdot q}{V}. \quad (9.3)$$

Количество газа, выделяющегося при дебутанизации дегазированного КГН Б, г/моль, вычисляют по формуле

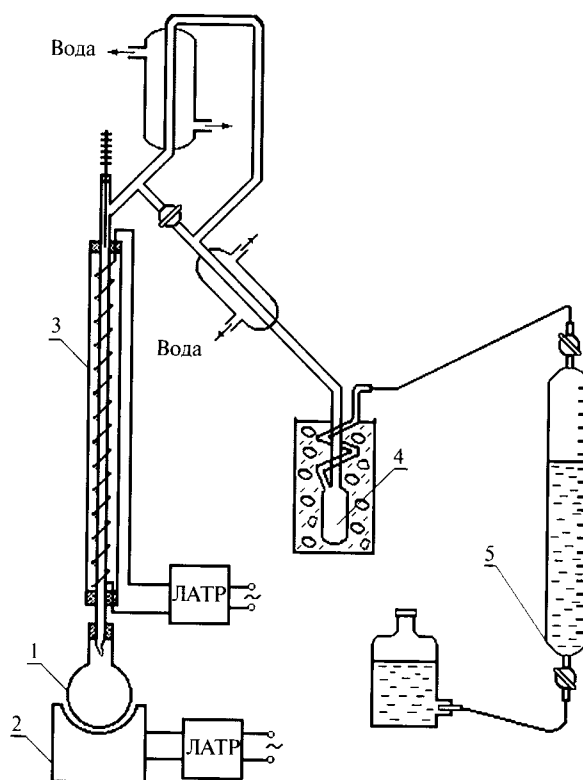
$$B = \frac{b \cdot q}{V}. \quad (9.4)$$

Количество дебутанизированного КГН В, г/моль, вычисляют по формуле

$$B = \frac{q \cdot b \cdot \rho_{4дк}^{20} \cdot 24,04}{V \cdot M_{дк}}. \quad (9.5)$$

Данные, полученные по формулам (9.3), (9.4), заносят в таблицу 9.3, в столбцы 5, 8, 11 соответственно (строка «Всего»).

Компонентные составы газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизованного КГН, определенные хроматографическим методом, заносят в таблицу 9.3, в столбцы 3, 6, 9, 12, 13 соответственно.



1 – колба с дегазированным конденсатом; 2 – колбонагреватель;  
3 – ректификационная колонка; 4 – ловушка; 5 – газовая бюретка;  
ЛАТР – лабораторный трансформатор

Рисунок 9.14 – Лабораторная ректификационная установка

Молекулярные массы смесей углеводородных и неуглеводородных компонентов газов сепарации, дегазации и дебутанизации  $M_{см}$ , г/моль, вычисляют для каждой смеси по формуле

$$M_{см} = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot M_i}{100}, \quad (9.6)$$

где  $y_i$  – молярная концентрация  $i$ -го компонента, мол. доля, %;  
 $M_i$  – молекулярная масса  $i$ -го компонента в смеси, г/моль;  
 $N$  – число компонентов.

Молекулярные массы смесей углеводородных компонентов газов сепарации, дегазации, дебутанизации  $M_{C_{n+}}$ , г/моль, вычисляют по формуле

$$M_{C_{n+}} = \frac{\sum_{i=C_n}^{C_{n+n'}} y_i \cdot M_i}{y_{C_{n+}}}, \quad (9.7)$$

где  $i$  – углеводородные компоненты, содержащие атомы углерода от  $n$  до  $n + n'$ .

Массовые концентрации компонентов газов сепарации, дегазации и дебутанизации (таблица 9.3, столбцы 4, 7, 10 соответственно), для которых известны молекулярные массы, вычисляют по формуле

$$x_i = \frac{y_i}{M_{cm}} \cdot M_i, \quad (9.8)$$

где  $x_i$  – массовая концентрация  $i$ -го компонента, масс. %.

Молярные концентрации компонентов дебутанизованного КГН (таблица 9.3, столбец 12), для которых известны молекулярные массы, вычисляют по формуле

$$y_i = \frac{x_i}{M_i} \cdot M_{dk}. \quad (9.9)$$

Молярные концентрация компонентов  $C_{n+}$  ( $y_{C_{n+}}$ ), молекулярная масса которых неизвестна, вычисляют по формуле

$$y_{C_{n+}} = 100 - \sum_{i=1}^{N^i} y_i, \quad (9.10)$$

где  $N^i$  – число компонентов с известной молярной концентрацией.

Молекулярную массу  $M_{C_{n+}}$  дебутанизованного КГН вычисляют по формуле

$$M_{C_{n+}} = \frac{x_{C_{n+}}}{y_{C_{n+}}} \cdot M_{cm}. \quad (9.11)$$

Количество молей компонентов вычисляют по формулам:

- газа сепарации (таблица 9.3, столбец 2)

$$\Gamma_{M_{сеп}} = y_i \cdot 10; \quad (9.12)$$

- газа дегазации (таблица 9.3, столбец 5)

$$\Gamma_{M_{дег}} = y_i \cdot \frac{A}{100}; \quad (9.13)$$

- газа дебутанизации (таблица 9.3, столбец 8)

$$\Gamma_{M_{деб}} = y_i \cdot \frac{B}{100}; \quad (9.14)$$

- дебутанизированного КГН (таблица 9.3, столбец 11)

$$\Gamma_{\text{мдк}} = y_i \cdot \frac{B}{100}. \quad (9.15)$$

Количество г/моль  $i$ -х компонентов и в целом КГН (таблица 9.3, столбец 14, строка «Всего») вычисляют по формуле

$$\Gamma_{\text{мнк}} = \Gamma_{\text{мдег}} + \Gamma_{\text{мдеб}} + \Gamma_{\text{мдк}}. \quad (9.16)$$

Молярные концентрации компонентов КГН (таблица 9.3, столбец 15) вычисляют по формуле

$$y_i = \frac{\Gamma_{\text{мнк}i} \cdot 100}{\Gamma_{\text{мнк}}}. \quad (9.17)$$

Массовые концентрации компонентов КГН (таблица 9.3, столбец 16) вычисляют по формуле

$$x_i = \frac{y_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^{N^i} y_i \cdot M_i} \cdot 100. \quad (9.18)$$

Количество г/моль  $i$ -х компонентов и в целом пластового газа (таблица 9.3, столбец 17, строка «Всего») вычисляют по формуле

$$\Gamma_{\text{мпг}} = \Gamma_{\text{мсеп}} + \Gamma_{\text{мнк}}. \quad (9.19)$$

Молярные концентрации компонентов пластового газа (таблица 9.3, столбец 18) вычисляют по формуле

$$y_i = \frac{\Gamma_{\text{мпг}i} \cdot 100}{\Gamma_{\text{мпг}}}. \quad (9.20)$$

Массовые концентрации компонентов пластового газа (таблица 9.3, столбец 19) вычисляют по формуле

$$x_i = \frac{y_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^{N^i} y_i \cdot M_i} \cdot 100. \quad (9.21)$$

При известных молярных концентрациях и молекулярных массах всех компонентов молекулярные массы КГН и пластового газа вычисляют по формуле (9.6).

Молекулярные массы  $M_{\text{сн+}}$  КГН и пластового газа вычисляют по формуле (9.7).

Таблица 9.3 – Расчет состава пластового газа

Компоненты	Состав газов									Состав конденсата						Состав пластового газа		
	сепарации			дегазации			дебутилизации			дебутизированного			КГН			моли	мол. доля, %	масс. %
	моли	мол. доля, %	масс. %	моли	мол. доля, %	масс. %	моли	мол. доля, %	масс. %	моли	мол. доля, %	масс. %	моли	мол. доля, %	масс. %			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CH <sub>4</sub>	906,7	90,67	80,42	14,319	56,54	32,78	0	0	0	0	0	0	14,319	18,59	3,91	921,019	85,52	61,75
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	48,1	4,81	8,00	4,515	17,83	19,38	0,266	2,67	1,456	0	0	0	4,781	6,22	2,47	52,881	4,91	6,65
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	19,9	1,99	4,85	3,874	15,3	24,39	2,924	29,4	23,512	0	0	0	6,798	8,84	5,14	26,698	2,48	4,92
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,9	0,49	1,58	0,942	3,72	7,82	2,225	22,38	23,588	0,104	0,25	0,13	3,271	4,25	3,26	8,171	0,76	1,99
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	5,8	0,58	1,86	1,005	3,97	8,34	3,293	33,12	34,914	0,229	0,55	0,29	4,527	5,89	4,51	10,327	0,96	2,51
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,5	0,15	0,6	0,258	1,02	2,66	0,753	7,57	9,905	2,508	6,02	3,95	3,519	4,57	4,35	5,019	0,47	1,53
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,3	0,13	0,52	0,218	0,86	2,24	0,4	4,02	5,26	3,303	7,93	5,2	3,921	5,1	4,85	5,221	0,48	1,56
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,6	0,06	0,29	0,104	0,41	1,28	0,063	0,63	0,985	8,922	21,42	16,78	9,089	11,82	13,43	9,689	0,9	3,49
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,1	0,01	0,06	0,068	0,27	0,98	0,021	0,21	0,382	9,472	22,74	20,71	9,561	12,43	16,42	9,661	0,9	4,06
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,061	14,55	15,11	6,061	7,88	11,87	6,061	0,56	2,88
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,528	10,87	12,67	4,528	5,89	9,96	4,528	0,42	2,43
C <sub>10</sub> H <sub>22+</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,527	15,67	25,16	6,527	8,49	19,81	6,527	0,61	4,86
N <sub>2</sub>	10,1	1,01	1,58	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,1	0,94	1,19
CO <sub>2</sub>	1	0,1	0,24	0,02	0,08	0,13	0	0	0	0	0	0	0,02	0,03	0,02	1,02	0,09	0,18
Всего	1000	100	100	25,323	100	100	9,944	100	100	41,654	100	100	76,922	100	100	1076,92	100	100
C <sub>5+</sub>	3,5	0,35	1,47	0,648	2,56	7,16	1,237	12,43	16,532	41,321	99,2	99,58	43,206	56,18	80,69	46,706	4,34	20,81
M <sub>см</sub>		18,08			27,66			55,14			110			75,86			22,21	
M <sub>C5+</sub>		75,36			77,36			73,33			110,42			108,94			106,47	
M <sub>C7+</sub>											126,92			126,95			126,9	
M <sub>C8+</sub>											141,72			141,88			142,02	
M <sub>C10+</sub>											177			177			177	

Молярная доля газа сепарации в пластовом газе – 0,9286.

Молярная доля «сухого» газа в пластовом – 0,9566.

Молярное соотношение газа сепарации и «сухого» газа – 0,9707.



#### 9.4.2.2 Расчет состава пластового газа и конденсата газового нестабильного без дебутанизации

По результатам дегазации КГН получают исходные данные для расчета состава пластового газа и КГН:

- объем контейнера  $V$ , в который отобран КГН,  $\text{см}^3$ ;
- количество выделяющегося КГН  $q$  (определяется на промысле),  $\text{см}^3/1 \text{ м}^3$  газа сепарации;
- объем газа  $a$ , выделяющегося при дегазации КГН, в объеме контейнера, л;
- объем дегазированного КГН  $b$  в объеме контейнера,  $\text{см}^3$ ;
- плотность дегазированного КГН  $\rho_4^{20}$  при  $20^\circ\text{C}$ ;
- молекулярную массу  $M$  дегазированного КГН.

При расчете состава пластового газа следует исходить из 1000 молей газа сепарации.

Количество газа, выделяющегося при дегазации КГН  $A$ , г/моль, вычисляют по формуле

$$A = \frac{a \cdot q}{V}. \quad (9.22)$$

Количество дегазированного КГН  $B$ , г/моль, вычисляют по формуле

$$B = \frac{q \cdot b \cdot \rho_4^{20} \cdot 24,04}{V \cdot M}. \quad (9.23)$$

**Пример – Расчет состава пластового газа с дебутанизацией КГН.**

**Исходные данные для расчета состава пластового газа:**

$q = 375 \text{ см}^3/\text{м}^3$  – КГФ КГН при условиях отбора проб;

$V = 89 \text{ см}^3$  – объем контейнера, в который отобран КГН;

$a = 6,01 \text{ дм}^3$  – объем газа, выделившегося из КГН при дегазации;

$b = 2,36 \text{ дм}^3$  – объем газа, выделившегося из дегазированного конденсата при дебутанизации;

$b = 62 \text{ см}^3$  – объем жидких углеводородов в объеме контейнера (дебутанизованный конденсат);

$M_{\text{дк}} = 110$  – молекулярная масса дебутанизованного конденсата;

$\rho_{\text{дк}}^{20} = 0,7296 \text{ г/см}^3$  – плотность дебутанизованного конденсата.

Количество молей газа, выделяющегося при дегазации КГН, вычисляют по формуле (9.3)

$$A = \frac{6,01 \cdot 375}{89} = 25,323;$$

количество молей газа, выделяющегося при дебутанизации дегазированного конденсата, вычисляют по формуле (9.4)

$$B = \frac{2,36 \cdot 375}{89} = 9,944;$$

количество молей дебутанизированного конденсата вычисляют по формуле (9.5):

$$B = \frac{375 \cdot 62 \cdot 0,7296 \cdot 24,04}{89 \cdot 110} = 41,654.$$

Полученные данные заносят в таблицу 9.3, в столбцы 5, 8, 11 соответственно (строка «Всего»).

Компонентные составы газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата, определенные методом газожидкостной хроматографии, заносят в таблицу 9.3, в столбцы 3, 6, 9, 12 соответственно.

Исходя из общего числа молей газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата определяют число молей отдельных компонентов по формулам (9.12)–(9.15) и заносят в столбцы 2, 5, 8, 11 соответственно.

Молекулярные массы смесей углеводородных и неуглеводородных компонентов газов сепарации, дегазации, дебутанизации при известном молярном составе вычисляют для каждого газа по формуле (9.6) и заносят в строку « $M_{см}$ » (графы 3, 6, 9).

Молекулярные массы смесей углеводородных компонентов газов сепарации, дегазации, дебутанизации при известном молярном составе вычисляют для каждого газа по формуле (9.7) и заносят в строки « $M_{C5+}$ ;  $M_{C7+}$ ;  $M_{C8+}$ » (графы 3, 6, 9).

Массовые концентрации компонентов газов сепарации, дегазации и дебутанизации, для которых известны молекулярные массы, вычисляют по формуле (9.8) и заносят в столбцы 4, 7, 10 соответственно.

Молярные концентрации компонентов дебутанизированного конденсата, для которых известны молекулярные массы, вычисляют по формуле (9.9) и заносят в столбец 12.

Молярную концентрацию  $C_{10}H_{22+g}$ , молекулярная масса которого неизвестна, вычисляют по формуле (9.10).

Молекулярную массу в дебутанизированном конденсате углеводородов  $C_{10}H_{22+g}$  вычисляют по формуле (9.11)

$$M_{C10+} = \frac{25,16}{15,67} \cdot 110 = 177.$$

Для определения состава КГН суммируют по компонентам число, г/моль, газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата по формуле (9.16) и заносят в столбец 14.

Молярные концентрации компонентов КГН вычисляют по формуле (9.17) и заносят в столбец 15.

*Массовые концентрации компонентов КГН вычисляют по формуле (9.18) и заносят в столбец 16.*

*Количество, г/моль, компонентов и в целом пластового газа вычисляют по формуле (9.19) и заносят в столбец 17:*

*Молярные концентрации компонентов пластового газа вычисляют по формуле (9.20) и заносят в столбец 18.*

*Массовые концентрации компонентов пластового газа вычисляют по формуле (9.21) и заносят в столбец 19.*

*Молекулярные массы КГН и пластового газа вычисляют по формуле (9.6), для углеводородов  $C_{10}H_{22+v}$  используют значение молекулярной массы этих углеводородов в дебутанизированном конденсате.*

*Молекулярные массы  $C_{n+}$  КГН и пластового газа вычисляют по формуле (9.7).*

#### 9.5 Определение потенциального содержания конденсата газового стабильного и других компонентов пластового газа

Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+v}$  на 1 м<sup>3</sup> газа сепарации с дебутанизацией  $P_{сеп}$ , г/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$P_{сеп} = \frac{q}{V} \cdot \left( 0,03 \cdot a \cdot L_1 + 0,03 \cdot b \cdot L_2 + b \cdot \rho_4^{20} \cdot \frac{L_4}{100} \right) + 10 \cdot \frac{L_3 \cdot M_{C_{n+}}}{24,04}, \quad (9.24)$$

где  $L_1, L_2, L_3, L_4$  – содержание углеводородов  $C_5H_{12+v}$  в газе дегазации, дебутанизации, сепарации и в дебутанизированном КГН, мол. доля, %;

$M_{C_{n+}}$  – молекулярная масса углеводородов  $C_5H_{12+v}$  в газе сепарации.

Пересчет потенциального содержания углеводородов  $C_5H_{12+v}$  на 1 м<sup>3</sup> пластового и «сухого» газов осуществляют через молярные соотношения газов:

- молярную долю газа сепарации в пластовом газе определяют по формуле

$$MD_{гс} = \frac{\Gamma_{M_{сеп}}}{\Gamma_{M_{пл}}}; \quad (9.25)$$

- молярную долю «сухого» газа в пластовом определяют по формуле

$$MD_{сух} = \frac{1 - \sum_{i=C_n}^{C_{n+n'}} y_i}{100}; \quad (9.26)$$

- молярное соотношение газа сепарации и «сухого» газа вычисляют по формуле

$$MD = \frac{\Gamma_{M_{сеп}}}{\Gamma_{M_{пл}} - \Gamma_{M_{C_5H_{12+v}}}}. \quad (9.27)$$

Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+B}$  на пластовый газ определяют по формуле

$$П_{пл} = П \cdot МД_{гс}. \quad (9.28)$$

Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+B}$  на «сухой» газ определяют по формуле

$$П_{сух} = \frac{П_{пл}}{МД}. \quad (9.29)$$

Потенциальное содержание бутанов, пропана и этана определяют путем умножения молярного процентного содержания каждого компонента в пластовом газе на коэффициенты 12,5 для этана; 18,3 для пропана и 24,2 для бутанов; сероводорода, гелия, двуокиси углерода, азота — соответственно на коэффициенты 14,3; 1,66; 18,3; 11,7; газовой серы — умножением процентного содержания сероводорода на 0,9.

Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+B}$  на 1 м<sup>3</sup> газа сепарации,  $П_{сеп}$ , г/м<sup>3</sup>, без дебутанизации вычисляют по формуле

$$П_{сеп} = \frac{q}{V} \cdot \left( 0,03 \cdot a \cdot L_1 + b \cdot \rho_4^{20} \cdot \frac{L_3}{100} \right) + 10 \cdot \frac{L_2 \cdot M_{C_{n+}}}{24,04}, \quad (9.30)$$

где  $L_1, L_2, L_3$  — содержание углеводородов  $C_5H_{12+B}$  в газах дегазации, сепарации и в дегазированном КГН, мол. доля, %;

$M_{C_{n+}}$  — молекулярная масса углеводородов  $C_5H_{12+B}$  в газе сепарации.

**Пример — Расчет потенциального содержания компонентов пластовой газоконденсатной смеси.**

Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+B}$  на 1 м<sup>3</sup> газа сепарации вычисляют по формуле (9.24)

$$П_{сеп} = \frac{375}{89} \cdot \left( 0,03 \cdot 6,01 \cdot 2,56 + 0,03 \cdot 2,36 \cdot 12,43 + 62 \cdot 0,7296 \cdot \frac{99,2}{100} \right) + 10 \cdot \frac{0,35 \cdot 75,36}{24,04} = 206 \text{ г/м}^3.$$

Молярную долю газа сепарации в пластовом газе вычисляют по формуле (9.25)

$$МД_{гс} = \frac{1000}{1076,9} = 0,9286.$$

Молярную долю «сухого» газа в пластовом газе вычисляют по формуле (9.26)

$$МД_{сух} = 1 - \frac{4,34}{100} = 0,9566.$$

Молярное соотношение газа сепарации и «сухого» газа вычисляют по формуле (9.27)

$$МД = \frac{1000}{1076,9 - 46,706} = 0,9707.$$

*Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+6}$  на пластовый газ вычисляют по формуле (9.28)*

$$П_{пл} = 206 \cdot 0,9286 = 191 \text{ г/м}^3$$

*Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+6}$  на «сухой» газ вычисляют по формуле (9.29)*

$$П_{сух} = \frac{191}{0,9566} = 200 \text{ г/м}^3.$$

*Потенциальные содержания этана, пропана, бутанов вычисляют путем умножения молярного процентного содержания каждого компонента в пластовом газе на коэффициенты — 12,5; 18,3; 24,2 соответственно, двуокиси углерода, азота на коэффициенты — 18,3; 11,7 соответственно:*

$$П_{C_2H_6} = 4,91 \cdot 12,5 = 61,4 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{C_3H_8} = 2,48 \cdot 18,3 = 45,4 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{iC_4H_{10}} = 0,76 \cdot 24,2 = 18,4 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{nC_4H_{10}} = 0,96 \cdot 24,2 = 23,2 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{CO_2} = 0,09 \cdot 18,3 = 1,6 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{N_2} = 0,94 \cdot 11,7 = 11,0 \text{ г/м}^3.$$

*Перевод содержания вышеперечисленных компонентов на  $1 \text{ м}^3$  «сухого» газа осуществляют делением полученных значений на молярную долю «сухого» газа в пластовом:*

$$П_{C_2H_6}^{сух} = \frac{61,4}{0,9566} = 64,2 \text{ г/м}^3 \text{ и так далее.}$$

## 9.6 Лабораторные термодинамические исследования газоконденсатных систем

Лабораторные термодинамические исследования, проводимые на установках фазовых равновесий, выполняются методами контактной и дифференциальной конденсации и включают определение давления начала конденсации, давления максимальной конденсации, динамики пластовых потерь конденсата при снижении пластового давления и коэффициента извлечения конденсата из недр.

Коэффициент извлечения конденсата из недр определяется в начале разработки месторождения по рекомбинированным пробам на установках фазовых равновесий разных конструкций, но единого принципа действия. Установки состоят из термостатируемой камеры различных объемов, рассчитанной на разное рабочее давление; поршневого контейнера, позволяющего загружать в установку PVT газ из баллона; насоса для перекачивания диэтиленгликоля; измерительного пресса для загрузки конденсата в камеру; термостата и газового счетчика. Камера оборудована смотровым окном, устройством замера уровня жидкости, мешалкой и контрольно-измерительными приборами для определения давления и температуры.

В камере перемещением поршня задаются различные величины давления.

Моделирование разработки месторождения на режиме истощения выполняется путем дифференциальной конденсации пластовой смеси до конца разработки.

В случае разработки, в первую очередь нефтяной залежи, коэффициент извлечения конденсата из недр определяется в процессе контактной конденсации пластового газа до величины давления, при котором начнется разработка газоконденсатной залежи. При дальнейшем снижении давления продолжают опыт методом дифференциальной конденсации.

В случае одновременной разработки нефтяной и газоконденсатной залежей коэффициент извлечения конденсата из недр определяется, как и в случае разработки газоконденсатного пласта, методом дифференциальной конденсации.

Коэффициент извлечения конденсата при содержании  $C_5H_{12+в}$  менее  $25 \text{ г/м}^3$  определяют графически (рисунок 9.15) по соотношению компонентов пластового газа; при большем содержании — экспериментальным методом.

Отобранные из сепаратора пробы газа и КГН рекомбинируют в установке фазовых равновесий в соответствии с КГФ в  $\text{см}^3/\text{м}^3$  газа сепарации. После вакуумирования (до остаточного давления 2–3 мм рт. ст.) камеру заполняют пробой газа и измеряют давление, температуру и положение поршня по шкале штока. Максимально возможный объем камеры заполняется газом до давления 30 % — 50 % от величины пластового давления.

Объем загруженного газа при стандартных условиях определяется по формуле:

$$V_r = \frac{(P_k + 0,1013) \cdot V_k \cdot 293}{0,1013 \cdot z \cdot T_k}, \quad (9.31)$$

где  $V_r$  — объем загруженного в камеру газа,  $\text{дм}^3$ ;

$P_k$  — давление загрузки, МПа;

$V_k$  — объем камеры, занятый газом,  $\text{дм}^3$ ;

$z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении и температуре загрузки;

$T_k$  — температура камеры, К.

Объем загрузки КГН определяется по формуле

$$V = \frac{V_r \cdot \text{КГФ}}{1000}. \quad (9.32)$$

Методом контактной конденсации определяют величину давления начала конденсации. В установке фазовых равновесий создается давление выше пластового на 3–5 МПа. Поэтапно снижая давление в ней, с выдержкой на каждом этапе 15–20 мин, наблюдают за уровнем раздела фаз.

Появление в смотровом стекле камеры тумана или пленки жидкости указывает на достижение давления начала конденсации. Многократное повторение этого опыта позволяет определить давление начала конденсации с точностью до 0,1–0,2 МПа. Если жидкость не растворилась полностью, проводят новую загрузку с использованием пробы конденсата из другого контейнера (дубликата). В опыте по дифференциальной конденсации до давления максимальной конденсации пластовую смесь не перемешивают. Последующие этапы снижения давления выполняют небольшими ступенями (1,0–1,5 МПа), а затем этапы снижения давления устанавливают из расчета получения пяти-шести замеров для составления кривой пластовых потерь конденсата. Темп выпуска газа при дифференциальной конденсации рекомендуется поддерживать на уровне 0,5–1 МПа/ч.

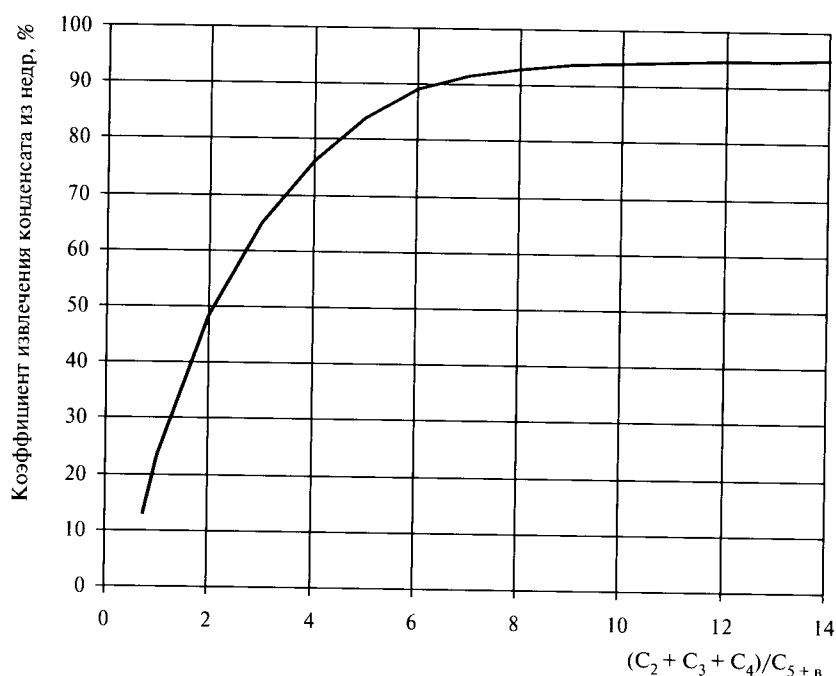


Рисунок 9.15 – Зависимость коэффициента извлечения конденсата от отношения  $(C_2 + C_3 + C_4) / C_{5+в}$  при разработке газоконденсатных залежей на истощение

По окончании каждого этапа снижения давления газоконденсатная смесь выдерживается в течение 15–20 мин, после чего проводится замер конденсата в камере. Количество конденсата,  $\text{см}^3/\text{м}^3$ , определяется по формуле

$$q_{\text{ж}} = \frac{V}{V_{\text{г}}}, \quad (9.33)$$

где  $V$  — объем углеводородов, перешедших в жидкую фазу,  $\text{см}^3$ ;  
 $V_{\text{г}}$  — объем газа, загруженного в камеру,  $\text{м}^3$ .

При атмосферном давлении и пластовой температуре замеряется объем выпавшего конденсата, затем конденсат сливается в ловушку и при  $20^\circ\text{C}$  замеряется его объем и плотность.

Коэффициент извлечения конденсата КИК при стандартном давлении 0,1013 МПа определяют по формуле

$$\text{КИК} = \frac{P_{\text{гс}} - q_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{P_{\text{гс}}}, \quad (9.34)$$

где  $P_{\text{гс}}$  — начальное потенциальное содержание углеводородов  $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$  в пластовом газе, в расчете на газ сепарации,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{ж}}$  — плотность жидкой фазы, накопившейся в установке высокого давления,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Для изучения пластовых потерь КГС выполняется специальная серия опытов по дифференциальной конденсации (до пяти-шести загрузок). Делают несколько замеров выпавшего в камере КГН. Выпуск газа прекращается при заданном текущем пластовом давлении. Эти давления выбирают равномерно между значениями  $P_{\text{пл}}$  и 0,1013 МПа. После прекращения выпуска газа конденсат переводят в ловушку, определяют его объем и плотность. Пластовые потери конденсата в  $\text{см}^3/\text{м}^3$  и  $\text{г}/\text{м}^3$  представляют в виде таблиц и графически (рисунок 9.16).

При проведении текущих газоконденсатных исследованиях по мере необходимости выполняют опыты по растворимости конденсата методом контактной конденсации при текущем пластовом давлении в залежи (рисунок 9.17).



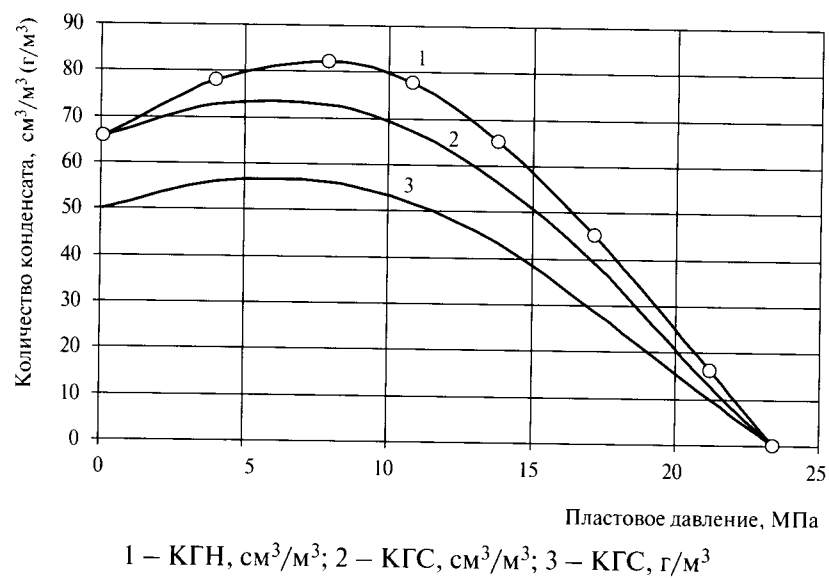


Рисунок 9.16 – Изотермы дифференциальной конденсации пластового газа

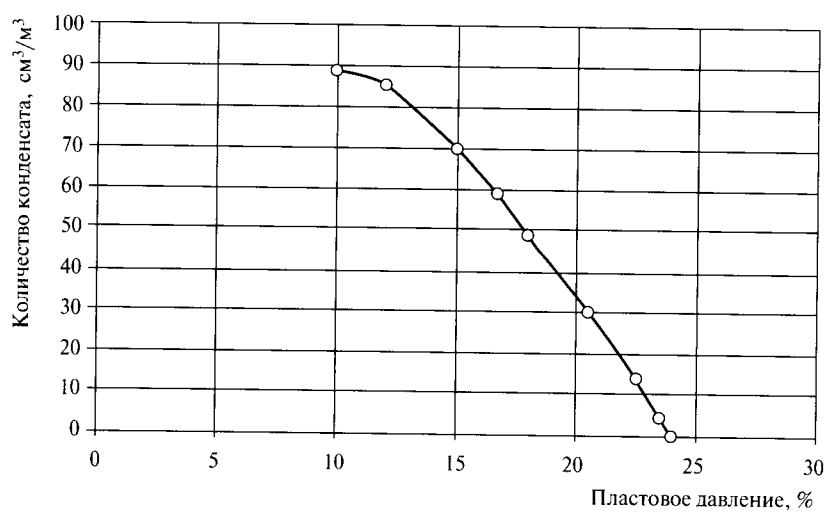


Рисунок 9.17 – Изотерма контактной конденсации пластового газа

## 10 Устройства и комплексы для исследования скважин

Для проведения промысловых исследований газовых и газоконденсатных скважин исследовательские бригады должны быть обеспечены приборами и аппаратурой, оборудованием и приспособлениями, необходимыми для контроля параметров работы скважины, проведения глубинных замеров, отбора проб пластовых флюидов.

Измерения в процессе проведения исследований скважин должны проводиться измерительными приборами, аттестованными как средства измерения и внесенными в Государственный реестр средств измерений. Это предполагает, что манометры, термометры для глубинных и устьевых измерений, расходомеры газа и жидкости должны быть метрологически обеспечены, то есть пройти поверку и калибровку в метрологических центрах, аттестованных региональными службами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии России.

Примечание — В газопромысловой практике до сих пор имеют ограниченное хождение внесистемные единицы измерения физико-химических величин. В приложении Б настоящих рекомендаций приведены таблицы пересчета между единицами системы СИ и различных других систем.

### 10.1 Приборы и аппаратура для измерения давления и температуры

#### 10.1.1 Манометры и термометры, применяемые при наземных исследованиях

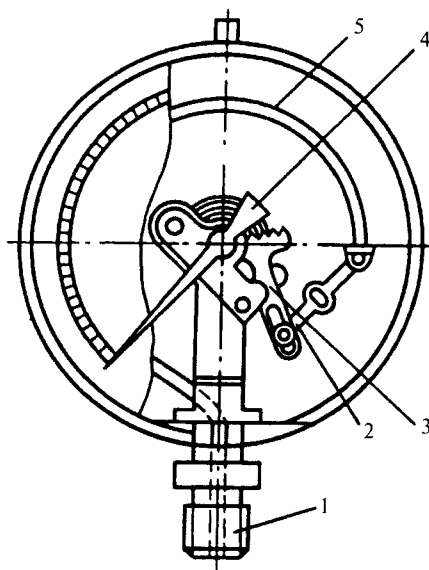
При проведении газогидродинамических и газоконденсатных исследований замеряют давления на устье скважины и на исследовательском оборудовании (сепараторе, ДИКТ, емкости). Приборы для измерения избыточного давления называются манометрами. Их разновидности, служащие для измерения полного (абсолютного) давления, называются манометрами абсолютного давления; для измерения давления ниже атмосферного (вакуума) — вакуумметрами, для избыточного давления и вакуума — мановакуумметрами, для измерения разности давлений (перепада) — дифференциальными манометрами, или дифманометрами.

По принципу действия приборы для измерения давления и разряжения подразделяются на следующие виды: жидкостные — давление или разрежение в которых уравнивается массой столба жидкости; поршневые — давление в которых задается силой (грузом), действующей на поршень определенного сечения; пружинные — давление уравнивается силой упругой деформации чувствительного элемента (мембраны, трубчатой пружины, сильфона и подобных устройств); комбинированные приборы, в которых применен смешанный принцип действия; электрические — основаны на измерении электрических свойств или преобразовании воздействия давления в электрический параметр при помощи соответствующих датчиков.

По назначению приборы разделяются на рабочие (или технические), контрольные и образцовые. Манометры технические (МТ) имеют погрешность от 1 % до 6 % от максимального

показания шкалы. Они работают в условиях вибраций при температурах окружающей среды от минус 50 °С до плюс 60 °С. Манометры контрольные (МК) предназначены для проверки исправности действия технических манометров.

Манометры образцовые (МО) служат для проверки других манометров. Манометры мембранные (ММ) применяют при измерении давлений газа, содержащего агрессивные примеси. В качестве чувствительного элемента в них используется чувствительная пластина — мембрана, которая одновременно выполняет функцию разделителя. В настоящее время в основном при проведении исследований газовых и газоконденсатных скважин для контроля за давлением используются пружинные манометры типа МО (рисунок 10.1), чувствительным элементом которых служит пружина. При увеличении давления она распрямляется и через рычажную систему и зубчатый сектор поворачивает стрелку манометра на соответствующий угол.



1 — резьба установочная; 2 — тяга; 3 — зубчатый сектор; 4 — стрелка; 5 — пружина

Рисунок 10.1 — Схема пружинного манометра

Отсчет производится по шкале, градуированной в делениях. Манометры выпускаются по ТУ 25-05-1664-74. Шкала приборов: 250 условных единиц — для класса точности 0,4; 400 условных единиц — для классов точности 0,15 и 0,25. Цена деления шкалы 1 — условная единица. Масса манометров не более 1,8 кг — для класса точности 0,4 и 5,5 кг — для классов точности 0,15 и 0,25 (таблица 10.1).

При установке образцовых манометров в местах измерений, присоединительный штуцер должен быть направлен перпендикулярно к потоку газа в трубопроводе и не заходить за пределы внутренней стенки трубопровода.

Таблица 10.1 – Разновидности образцовых манометров типа МО

Модель	Верхний предел измерений, МПа	Класс точности	Масса, кг	Диаметр, мм	Толщина, мм	Высота, мм
11201	0,1; 0,16; 0,25; 0,4;	0,4	1,8	160	60	205
11202	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4; 6					
11203	10; 16; 25; 40; 60					
1227	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5	0,15; 0,25	5,5	250	100	310
1226	4; 6; 10; 16; 25; 40; 60					

Вся измерительная линия должна быть герметична. Место установки манометров должно оборудоваться трехходовым краном, необходимым для отключения манометра от измерительной линии, а также выпуска газа из-под манометра перед демонтажем.

Присоединение образцовых манометров к местам измерений допускается одним из следующих способов: непосредственно к точке измерения – если отсутствуют агрессивные примеси в измеряемой среде и температура измеряемой среды и окружающего воздуха не отличается от температуры, при которой оттарирован данный образцовый манометр более чем на 3 °С; через трубки высокого давления – при температуре измеряемой среды, превышающей допустимую температуру для образцового манометра; через трубки высокого давления и ловушку – если в измеряемой среде присутствуют агрессивные примеси. В этом случае все необходимые детали схемы должны быть изготовлены из антикоррозионного материала.

При измерении давления используется манометр с таким пределом измерения, чтобы стрелка манометра в процессе замеров располагалась в средней трети его шкалы.

Перед использованием образцового манометра проводится его тарировка (поверка) на образцовых грузопоршневых манометрах типа МОП класса точности 0,05 согласно ГОСТ 8.053 и рекомендациям по метрологии МИ 2102-90 [18], МИ 2145-91 [19]. Периодичность тарировки манометра зависит от характера исследований, условий его хранения и транспортировки: при непрерывной работе манометра – раз в месяц; при перевозке на разовые исследования в полевых условиях – раз в неделю; для особо ответственных (специальных) исследований – перед каждым из них.

Тарировка выполняется в специализированных аккредитованных лабораториях. По результатам тарировки к сертификату о поверке прилагается тарировочная таблица (пример приведен в таблице 10.2).

*Пример – Для образцового манометра МО 400.*

**Таблица 10.2 – Тарировочная таблица образцового манометра МО 400**

Номинальное значение давления		Показания манометра, деление шкалы		Среднее значение, деление шкалы
Кгс/см <sup>2</sup>	МПа	при повышении давления	при понижении давления	
0	0,10	0,0	0,0	0,0
40	4,02	24,0	24,0	24,0
80	7,95	48,0	48,0	48,0
120	11,87	72,4	72,6	72,5
160	15,80	97,0	97,4	97,2
200	19,72	121,3	121,8	121,6
240	23,64	146,3	146,5	146,4
280	27,57	170,5	170,9	170,7
320	31,49	195,0	195,3	195,2
360	35,42	220,0	220,0	220,0
400	39,34	244,5	244,5	244,5

Используя тарировочную таблицу проводят пересчет показаний манометра в избыточное давление по следующей формуле

$$P = A_n + n(N - B_n), \quad (10.1)$$

где  $P$  – избыточное давление, МПа;

$N$  – показания манометра, деления;

$A_n, B_n$  – ближайшее нижнее значение давления от  $N$  по тарировочной таблице используемого манометра соответственно в МПа и делениях;

$$n = (A_v - A_n) / (B_v - B_n), \quad (10.2)$$

где  $A_v, B_v$  – ближайшее верхнее значение деления от  $N$  по тарировочной таблице, МПа и деления соответственно,  $n$  – цена деления соответственно.

*Пример – По шкале манометра МО 400 было снято 165,7 деления. Используя данные тарировочной таблицы получаем:*

$$n = (27,57 - 23,64) / (170,7 - 146,4) = 0,162;$$

$$P = 23,64 + 0,162(165,7 - 146,4) = 26,77 \text{ МПа.}$$

Для удобства использования в промышленных условиях форму тарировочной таблицы образцового манометра можно представить в виде таблицы 10.3. По данной таблице в соответствии с показаниями МО выбирают значение давления, с учетом поправки на десятые доли. В нашем примере 165 делениям соответствует значение 26,67 МПа и с учетом поправки на десятые доли (0,7 соответствует поправка в 0,11 МПа) окончательное значение давления составит 26,78 МПа.

*Пример – Для образцового манометра МО 400 для промышленных условий.*

**Таблица 10.3 – Пример тарифовочной таблицы образцового манометра**

Деление	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0,1	0,26	0,43	0,59	0,75	0,92	1,08	1,24	1,41	1,57
10	1,73	1,9	2,06	2,22	2,39	2,55	2,71	2,88	3,04	3,2
20	3,37	3,53	3,7	3,86	4,02	4,19	4,35	4,51	4,68	4,84
30	5,00	5,17	5,33	5,49	5,66	5,82	5,98	6,15	6,31	6,47
40	6,64	6,8	6,97	7,13	7,29	7,46	7,62	7,78	7,95	8,11
50	8,27	8,43	8,59	8,75	8,91	9,07	9,23	9,39	9,55	9,72
60	9,88	10,04	10,2	10,36	10,52	10,68	10,84	11,00	11,16	11,32
70	11,48	11,64	11,81	11,97	12,13	12,28	12,44	12,6	12,76	12,92
80	13,08	13,24	13,40	13,56	13,72	13,88	14,04	14,2	14,36	14,52
90	14,68	14,84	15,00	15,16	15,32	15,48	15,63	15,79	15,96	16,12
100	16,28	16,44	16,60	16,76	16,92	17,09	17,25	17,41	17,57	17,73
110	17,89	18,05	18,22	18,38	18,54	18,70	18,86	19,02	19,19	19,35
120	19,51	19,67	19,83	19,98	20,14	20,30	20,46	20,61	20,77	20,93
130	21,08	21,24	21,4	21,55	21,71	21,87	22,03	22,18	22,34	22,5
140	22,65	22,81	22,97	23,12	23,28	23,44	23,60	23,76	23,92	24,08
150	24,24	24,4	24,57	24,73	24,89	25,05	25,21	25,38	25,54	25,7
160	25,86	26,03	26,19	26,35	26,51	26,67	26,84	27,00	27,16	27,32
170	27,49	27,65	27,81	27,97	28,13	28,29	28,45	28,61	28,77	28,93
180	29,09	29,25	29,41	29,57	29,73	29,89	30,05	30,21	30,37	30,53
190	30,69	30,85	31,01	31,17	31,33	31,49	31,65	31,8	31,96	32,12
200	32,27	32,43	32,59	32,75	32,90	33,06	33,22	33,37	33,53	33,69
210	33,84	34,00	34,16	34,32	34,47	34,63	34,79	34,94	35,1	35,26
220	35,41	35,57	35,73	35,89	36,05	36,21	36,38	36,54	36,7	36,86
230	37,02	37,18	37,34	37,50	37,66	37,82	37,98	38,14	38,3	38,46
240	38,62	38,78	38,94	39,10	39,26	-	-	-	-	-
<b>Поправка на десятые доли</b>										
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	0	0,02	0,03	0,05	0,07	0,08	0,1	0,11	0,13	0,15

Предел допустимой основной погрешности МО, согласно паспортным данным, составляет  $\pm 1$  условную единицу (1 деление шкалы) при температуре окружающего воздуха  $(23 \pm 5)^\circ\text{C}$ .

При температуре, выходящей за пределы  $(23 \pm 5)^\circ\text{C}$ , но находящейся в пределах рабочих температур от  $5^\circ\text{C}$  до  $40^\circ\text{C}$ , погрешность показаний прибора с учетом температурной поправки не превышает:

$$\sigma = \pm (K + 0,25\Delta), \quad (10.3)$$

где  $K$  – абсолютное значение предела основной допускаемой погрешности показаний прибора, условные единицы;

$\Delta$  – температурная поправка, условные единицы.

$$\Delta = 250 \cdot X \cdot \frac{P}{P_{\max}} \cdot (23 - t), \quad (10.4)$$

где  $P$  — измеряемое давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

$P_{\max}$  — верхний предел измерений, МПа;

$t$  — температура окружающего воздуха, °С;

$X$  — температурный коэффициент модуля упругости, равный:

-  $3,5 \cdot 10^{-4}$  1/°С для приборов с верхним пределом измерений избыточного и вакууметрического давления 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>);

-  $3,0 \cdot 10^{-4}$  1/°С для приборов с верхним пределом измерений от 16 до 60 МПа (от 160 до 600 кгс/см<sup>2</sup>);

-  $4,0 \cdot 10^{-4}$  1/°С для приборов с верхним пределом измерений от 0,16 до 10 МПа (от 1,6 до 100 кгс/см<sup>2</sup>).

В более широком диапазоне рабочих температур (от минус 50 °С до плюс 60 °С) может использоваться манометр для точных измерений типа МТИ. Предел основной допускаемой погрешности при температуре окружающего воздуха  $(23 \pm 2)$  °С составляет  $\pm 0,6$  % для приборов класса точности 0,6.

Изменение показаний прибора  $\Delta$  (выраженное в процентах от диапазона показаний) от изменения температуры окружающего воздуха определяется по формуле

$$\Delta = \pm 0,06 \Delta t, \quad (10.5)$$

где  $\Delta t = |t_2 - t_1|$  — абсолютное значение разности температур;

$t_1$  — температура, при которой выполнялась тарировка (поверка) прибора;

$t_2$  — температура, при которой проводятся измерения.

По принципу действия различают:

- термометры расширения, основанные на использовании свойства вещества изменять свой объем при изменении температуры;

- манометрические термометры, в которых использован эффект изменения давления вещества в замкнутом сосуде при изменении температуры;

- термометры сопротивления, в основу которых положено свойство вещества изменять электрическое сопротивление при изменении температуры;

- термоэлектрические пирометры, действующие по принципу регистрации величины термоэлектродвижущей силы, возникающей при изменении температуры.

Для измерения температуры на устье скважины и в технологическом исследовательском оборудовании (сепараторы, емкости, ДИКТ), в частности, используются ртутные термометры типа ТН-6 (ГОСТ 400), которые устанавливаются в специальные карманы, предусмотренные в фонтанной арматуре, на сепараторе и в обвязке узла измерения дебита. Цена деления применяемого термометра не должна превышать  $0,5^{\circ}\text{C}$ .

В последние годы с развитием точной измерительной техники для контроля за давлением и температурой при проведении исследований скважин используются электронные устьевые манометры-термометры (датчики).

Электронные устьевые манометры-термометры позволяют записывать в энергонезависимую память информацию об измеряемых давлении и температуре для последующей передачи по стандартным последовательным портам RS-232, RS 485 или USB в персональный компьютер. Технические и метрологические характеристики приборов, которые выпускаются отечественными и зарубежными компаниями представлены в таблице 10.4. Для достоверного измерения температуры ряд приборов оборудованы выносным внешним датчиком. Диапазоны измерения температур внешним датчиком составляют от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $130^{\circ}\text{C}$ , при рабочем диапазоне температур минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $60^{\circ}\text{C}$ . Все электронные приборы обладают классом точности  $0,1-0,25$  и высокой чувствительностью по измеряемым каналам давления и температуры до  $0,0003\text{ МПа}$  и  $0,001^{\circ}\text{C}$ , соответственно (см. таблицу 10.4). Электронные манометры-термометры рассчитаны на различные пределы измерений давления (до  $100\text{ МПа}$ ).

В зависимости от прибора его питание осуществляется от различного типа батарей. Срок бесперебойной записи измеряемых параметров у некоторых приборов достигает нескольких лет. В основном приборы имеют необходимую индикацию для отображения давления и температуры, а также клавиатуру для ввода данных по названию месторождений, номера куста, скважины, номера цеха, оператора, ввода режимов работы. Кроме того, манометры-термометры могут отображать текущие данные давления и температуры на индикаторах, либо на мониторе компьютера, без записи их во встроенную память. Для работы с электронными приборами устанавливается соответствующее программное обеспечение. Для запуска и считывания информации манометры-термометры подключаются через кабель к COM- или USB-порту персонального компьютера. Затем, используя установленное программное обеспечение, производятся соответствующие операции с прибором. В настоящее время выпускаются приборы, использующие беспроводные каналы для передачи данных.

При положительных температурах окружающей среды достаточно надежным при проведении исследований показал себя устьевой манометр-термометр типа УМТ-01, который предназначен для регистрации давления и температуры, проведения однократных и долговре-



менных измерений, а также записи данных в энергонезависимую память. Прибор (рисунок 10.2) имеет необходимую индикацию для отображения давления и температуры, а также клавиатуру для ввода данных номера скважины, названия месторождения, номера цеха, оператора, ввода и изменения режимов работы. УМТ-01 имеет два основных режима работы. Первый режим — отключение, который необходим лишь для сохранения энергии источников питания, и на данном режиме прибор не производит никаких действий. Второй режим — режим регистрации давления и температуры и записи этих данных во встроенную память прибора. Режим может быть активным, совместно с отображением соответствующей информации на индикаторах, либо без отображения (используется для увеличения срока работы источников питания). Кроме того, прибор может просто отображать текущие данные давления и температуры на индикаторах либо на мониторе компьютера без записи их во внутреннюю память. Манометр-термометр УМТ-01 может работать до 40 МПа при приведенной погрешности 0,25 % и в диапазоне измеряемых температур от минус 40 °С до плюс 65 °С. Чувствительность канала давления составляет 0,0001 МПа, температуры 0,001 °С. В приборе реализована возможность замены аккумуляторов без перерыва в его работе и расширена энергонезависимая память (до 2,170 млн точек записи), что позволяет проводить длительные исследования.

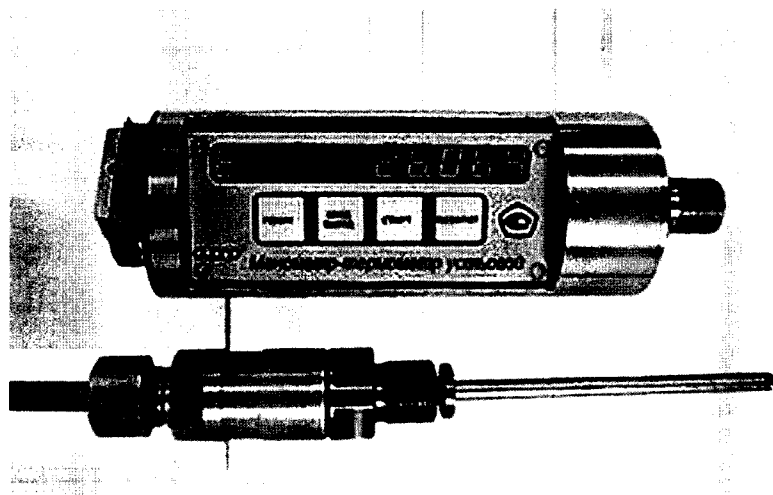


Рисунок 10.2 — Автономный устьевой манометр-термометр УМТ-01 с выносным датчиком температуры

Более полная информация об электронных устьевых манометрах-термометрах, применяемых при исследованиях газовых и газоконденсатных скважин (см. таблицу 10.4) приведена в части II настоящих рекомендаций, а также в инструкциях по эксплуатации конкретных приборов.

## 10.1.2 Глубинные приборы для исследования скважин

Для измерения давления и температуры в стволе скважины применяются глубинные манометры-термометры. В настоящее время механические глубинные манометры типа МГН и МСУ используются на месторождениях со сложными термобарическими условиями (аномально высокие пластовые давление и температура). Технические характеристики и конструктивные особенности данных приборов освещены в части II настоящих рекомендаций, а также в действующей Инструкции [1] и других руководствах и трудах [20, 21, 22, 23].

В настоящее время выпускается ряд глубинных электронных манометров-термометров, технические и метрологические характеристики которых представлены в таблице 10.5. Приборы характеризуются широким диапазоном измерения давления (до 100 МПа) и температуры (до 130 °С). Приведенная погрешность по давлению в зависимости от типа прибора изменяется от 0,1 % до 0,25 %. Чувствительность электронных приборов (до 0,0001 МПа – по давлению, до 0,001 °С – по температуре) позволяет проводить точные измерения в высокопродуктивных газовых скважинах, где изменение забойного давления и температуры при проведении исследований скважин на различных режимах не превышает десятых долей МПа и сотых градуса Цельсия соответственно. Объем внутренней памяти приборов, превышающий сотни тысяч точек записи, и продолжительная автономная работа позволяют проводить длительные исследования скважин без подъема прибора на поверхность.

Глубинный прибор САФ.АМТВ позволяет проводить измерения и запоминание в энергонезависимую память не только значений давления и температуры, но и влажности (в процентах), что позволяет достаточно точно определить уровень жидкости в стволе скважины. При работе в комплексе со счетчиком САФ.СПС-2/СПС-3/СПС-5 прибор позволяет формировать отчет о распределении параметров по глубине. Некоторые приборы (типа МИКОН-107, МТГ-25, СКАТ-28) также совместимы с соответствующими датчиками глубины.

Для обеспечения работы электронных манометров-термометров необходимо подключение их к персональному компьютеру, где установлено программное обеспечение, поставляемое компаниями-производителями вместе с приборами. Это позволяет загрузить в прибор необходимую временную схему работы, где предусматривается длительность исследования и дискретность записи измеряемых параметров. С помощью таких программ можно предусмотреть возможность включения прибора либо вручную, либо по превышению давления, либо по времени. При считывании данных прибора графический интерфейс позволяет детально рассмотреть интересующие участки записи, а также провести обработку полученных данных. В программах имеется возможность экспортировать массивы данных в текстовые файлы или файлы стандартного табличного процессора, для дальнейшей интерпретации

с помощью современных программных комплексов обработки и интерпретации результатов газогидродинамических исследований.

Более полную информацию о технических и метрологических характеристиках электронных глубинных манометров-термометров, применяемых при исследованиях газовых и газоконденсатных скважин (см. таблицу 10.5), можно найти в инструкциях по эксплуатации конкретных приборов.

Постоянно изменяющиеся конструктивные размеры приборов (в сторону уменьшения) и улучшающиеся технические и метрологические характеристики отечественных глубинных манометров-термометров позволяют использовать их для проведения специальных исследований, таких как гидропрослушивание, исследование скважин с аномально высокими пластовыми давлением и температурой, контроль за перфорацией.

В настоящее время для измерений высоких давлений и температур на месторождениях, характеризующихся аномально высокими термобарическими условиями, применение обычных электронных приборов зачастую приводит к потере уникальной информации из-за отказа датчиков вследствие совместного влияния аномально высоких давлений и температур.

Помимо механических манометров известных зарубежных фирмы KUSTER и Amerada (США), основные технические характеристики которых приведены в инструкциях [1, 20], существует ряд глубинных манометров-термометров для надежного измерения высоких давлений и температур в скважинах (таблица 10.6).

Компанией NanGall Energy (Великобритания) предлагается глубинный манометр-термометр 200 °С Quartz pressure gauge, компанией KUSTER Company (США) прибор K10 Quarts НРНТ, которые используют для измерения кварцевые датчики. Компанией Pioneer Petroleum Services Inc. (Канада) для испытания скважин в условиях экстремально высоких давления и температуры (175 МПа и 175 °С) разработан манометр-термометр PPS 28-200С. Особое применение прибор может найти при контроле гидроразрыва пласта, перфорационных работ. Новаторская механическая и электронная конструкция обеспечивает такие особенности, как система компаундного уплотнения для двойной защиты с использованием металлического и резинового уплотнительных колец. Малые конструктивные размеры прибора позволяют проводить опробование скважин испытателем на трубах.

В рамках специальных исследований скважин, наряду с давлением и температурой, в скважине измеряют ряд дополнительных параметров, таких как индикация муфтовых соединений, естественное гамма-излучение, скорость потока газа и жидкости, диэлектрическая проницаемость, уровень акустического шума. Для этого применяют многоканальные геофизиче-

Таблица 10.4 – Основные характеристики устьевых манометров

Показатели	Устьевые приборы для измерения давления и температуры									
	МО (МТИ)	МИКОН-227	УМТ-01	САФ.147	МТУ-04.03	АЦМ-4У	СКАТ-36У	РТП-4	K10 Surface Unit	PPS-31
Компания-производитель	Фирма «Приборика»	ООО «МИКОН», г. Наб. Челны	«Компания СИАМ», г. Томск	ООО ППЛ «САФ», г. Уфа	ООО «НПП ГРАНТ» г. Уфа	ПКФ «Геотех», г. Уфа	«АВТОН» г. Йошкар-ола	НПЦ «Знание», г. Уфа	Kuster Company	Peonier Petroleum Service
Предел измерения давления, МПа	0,1; 0,16; 1,0, 1,6; 16; 25, 40, 60, 100	2,5; 16; 25	10; 25; 40	0–40	0,6–100	25; 40	100	100	60	100
Диапазон измерения температур, °С	-	От -40 – до +130	От -40 – до +65	От 0 – до +120	От -20 – до +100	От -40 – до +50	От -40 – до +85	От -50 – до +100	От -40 – до +50	От -40 – до +80
Приведенная погрешность по давлению, %	0,4 (0,6)	0,1	0,15	0,25	0,25	0,15	0,1	0,25	0,024	0,02
Порог чувствительности по давлению, МПа	-	0,001	0,0001	0,001	0,002 % от ВПИ	0,0004	0,03	0,05	0,0003	0,0003
Погрешность по температуре, °С	-	0,5	0,25	3	0,25	1	0,5	0,25	0,5	0,5
Порог чувствительности по температуре, °С	-	0,003	0,001	0,2	-	-	0,03	-	0,002	0,01
Объем памяти, количество данных, тыс. точек	-	240	2170	212	11	496	528	-	1220	1000
Максимальная частота измерения, с <sup>-1</sup>	-	1	1	1	1	1	-	1	1	5
Автономное питание, сут	-	180	280	-	-	800	720	365	-	360
Масса не более, кг	1,8	1,3	-	2	0,4 (0,55)	2	0,8	0,9	-	-

Таблица 10.5 — Основные характеристики отечественных глубинных автономных манометров-термометров

Показатели	Глубинные автономные приборы для измерения давления и температуры									
	МИКОН-107	САМТ-02	МТГ-25	АМТ-08	ИМСП-11	АЦМ-4	САФ.АМТ	КСА-А2-36(28)-80/60	СКАТ-28	ПГА-1
Компания-производитель	ООО «МИ-КОН»	«Компания СИАМ», г. Томск	БашНИПИ-нефть, г. Уфа	ООО «НПП ГРАНТ», г. Уфа	ОЭГ «Петросервис», г. Москва	ПКФ «Геотех», г. Уфа	ООО ППЛ «САФ», г. Уфа	ОАО НПФ «ГЕОФИ-ЗИКА», г. Уфа	«АВТОН», г. Йошкар-Ола	НПЦ «Знание», г. Уфа
Предел измерения давления, МПа	16; 25; 40; 60	25; 40; 60	10; 25; 40; 60; 100	16; 25; 40; 60; 100	16; 40; 60; 100	40; 60; 80; 100	60	16; 25; 40; 60	60	100
Максимальная рабочая температура, °С	100	125	100	125	125–150	50	120	120	125	95–125
Приведенная погрешность по давлению, %	0,25	0,15	0,1	0,25	0,25	0,15	0,25	0,1	0,1	0,25
Порог чувствительности по давлению, МПа	0,001	0,0001	0,0005	0,002	0,0008	0,0006	0,001	0,01	0,001	-
Абсолютная погрешность по температуре, °С	1	0,2	0,4	0,25	0,5	1	0,5	0,4	0,5	0,25
Порог чувствительности по температуре, °С	0,006	0,001	0,003	0,01	0,01	-	0,003	0,05	0,003	-
Объем памяти, количество данных, тыс. точек	240	2170	114,5	20,4	250	495,6	212	32,7	420	704,5
Максимальная частота измерения, с <sup>-1</sup>	1	1	1	1	0,3	1	1	1	1	1
Автономное питание, сут	180	300	900	90	600	310	-	90	720	-
Масса не более, кг	2	3	3,6	7	10	2	2	-	2	2,5
Диаметр, мм	28	28–32	25–28	25–32	32	20; 25; 28; 30	25	36(28)	28	32
Длина, мм	720	600	950	1235	1250	520	720	900	650	630

ские приборы, которые могут быть спущены в скважину на скребковой проволоке, каротажном кабеле или трубах.

Появление автономных многоканальных приборов такого типа позволяет без использования громоздкого геофизического оборудования (кабель, лубрикатор, подъемник) получать дополнительную информацию по скважине при проведении стандартных газодинамических исследований. Основные технические характеристики многоканальных автономных приборов приведены в таблице 10.7.

Автономный комплексный скважинный прибор «САКМАР-8» состоит из следующих модулей: базового, малого расходомера, резистивиметра и блока питания. Базовый модуль содержит датчики давления, температуры, влагомера, термоиндикатора притока и локатора муфт.

Таблица 10.6 – Глубинные манометры-термометры для измерения высоких давлений и температур

Показатели	200 °C Quartz pressure gauge	K10 Quarts HPHT	PPS 28-200C
Компания-производитель	NanGall Energy	KUSTER Company	Pioneer Petroleum Services Inc.
Тип	Электронный	Электронный	Электронный
Предел измерения давления, МПа	137,9	206,8	175
Максимальная рабочая температура, °C	200	200	200
Приведенная погрешность по давлению, % от полной шкалы	0,025	0,02	0,015
Порог чувствительности по давлению, % от полной шкалы	0,00007	0,0019	0,002
Абсолютная погрешность по температуре, °C	0,5	0,2	0,2
Порог чувствительности по температуре, °C	0,001	0,01	0,01
Объем памяти, количество данных, тыс. точек	800	250	1000
Максимальная частота измерения, с <sup>-1</sup>	-	1	0,1
Автономное питание, сут	25	-	-
Масса не более, кг	2,3	-	-
Диаметр, мм	32	31,75(38)	31,75
Длина, мм	1220	1000	584

Многоканальные автономные скважинные приборы газодинамического каротажа «ДИНА-А» предназначены для измерения температуры и избыточного давления в газовых, нефтяных и водяных скважинах, а также для индикации муфтовых соединений, естественного гамма-излучения, скорости потока газа и жидкости механическим расходомером, диэлектрической проницаемости и уровня акустического шума.

Все приборы данного типа программируются на время задержки включения и выключения определенного канала для записи в память. Информация с датчиков поступает в блок памяти глубинных приборов, где хранится в течение всего времени измерения. Питание осуществляется от литиевых батарей или от аккумуляторов. После подъема прибора информация поступает в компьютер, где происходит обработка полученных результатов измерений и контроль их на экране в виде стандартного геофизического материала с привязкой по глубинам.

Таблица 10.7 – Основные характеристики многоканальных автономных приборов

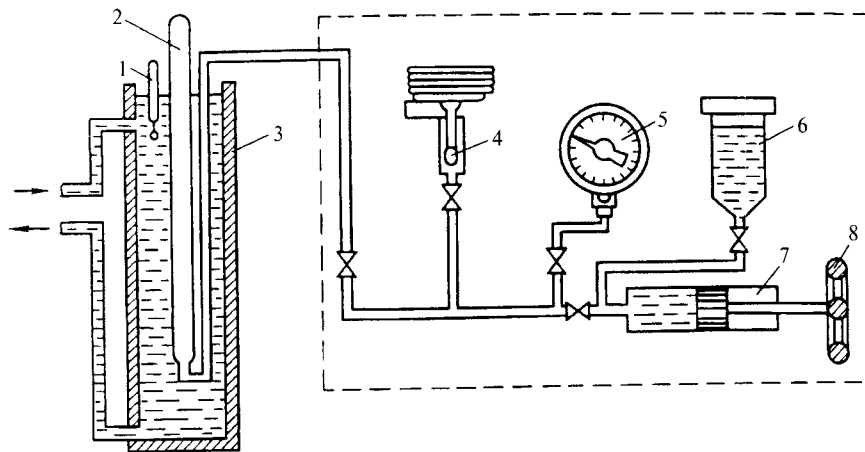
Показатели		Многоканальные автономные приборы		
		САКМАР-8	ГЕО-2М5	ДИНА-А
Компания-производитель		ОАО НПФ «ГЕОФИЗИКА»	ПКФ «Геотех»	НПФ «Центргаз-геофизика»
Каналы измерений		Расходомер, температура, давление, локатор муфт	Расходомер, температура, давление, локатор муфт	Расходомер, температура, давление, локатор муфт
Диапазон измерений	давления, МПа	0–60	0–80	0–80
	температуры, °С	От +10 до +100	От 0 до +50	От -10 до +120
	расхода, м³/ч	2–100	20–20000	6–600
	резистивиметра, см/м	0,1–30	-	-
	термоиндикации притока, м³/ч	0,1–10	-	-
	влажностное содержание, %	0–60	0–60	-
	канал ГК, мкр/ч	-	50	5–300
Отношение «сигнал – шум» канала локатора муфт, не менее		4:1	5:1	5:1
Автономное питание, сут		90	-	-
Длина, мм		2700	1320	2400
Масса, кг		15	8	-

### 10.1.3 Поверка и калибровка манометров-термометров

Поверка манометров всех типов проводится с целью определения зависимости между измеряемым давлением и показанием прибора. При этом определяется погрешность прибора, порог чувствительности и температурная поправка. Все эти данные заносятся в паспорт прибора.

Поверки средств измерений подразделяются на государственные, проводимые органами Государственной метрологической службы; ведомственные, проводимые ведомственными органами метрологической службы; первичные, проводимые при выпуске средств измерений из производства или ремонта; периодические, проводимые при эксплуатации и хранении средств измерений через определенные промежутки времени; внеочередные, проводимые до наступления срока очередной периодической поверки; инспекционные, проводимые при ревизии средств измерений.

Схема поверки глубинных манометров приведена на рисунке 10.3. При этом необходимо применять грузопоршневые манометры класса точности не ниже 0,05 и термостатирующую установку с максимальной температурой термостатирования не ниже верхнего предела рабочей температуры с точностью поддержания не ниже  $2^{\circ}\text{C}$ .



1 — термометр; 2 — глубинный манометр; 3 — баня; 4 — шток с тарелкой;  
5 — образцовый манометр; 6 — резервуар с маслом; 7 — гидравлический пресс; 8 — маховик

Рисунок 10.3 — Схема поверки глубинных манометров

Поверка манометра проводится при различных температурах. Давление изменяется ступенчато на каждой ступени изменения температуры. Проводятся измерения на прямом и обратном ходе (рисунок 10.4).

Калибровка средства измерений выполняется с целью определения и подтверждения действительных значений метрологических характеристик и пригодности к применению средства измерений, не подлежащего государственному метрологическому контролю и надзору. Факт и результаты калибровки средства измерений удостоверяется сертификатом о калибровке, который выдается организацией, осуществляющей калибровку.

## 10.2 Устройства для измерения дебита скважины

В практике проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин в основном используются расходомеры для измерения дебита газа. Дебиты конденсата и попутных вод измеряются либо по мере накопления тарированного объема между контрольными вентилями сепаратора, либо в атмосферных емкостях.



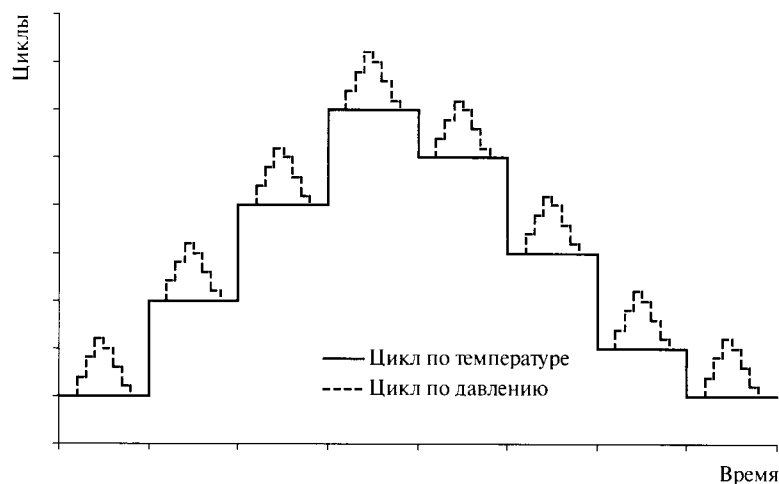


Рисунок 10.4 – График поверки манометров-термометров

В ряде случаев при использовании замерных сепарационных установок для замера жидкости используют кориолисовые, ультразвуковые, вихревые и другие расходомеры. Основные типы расходомеров представлены на рисунке 10.5. Расходомер может быть снабжен счетчиком (интегратором), показывающим массу или объем вещества, прошедшего через прибор за определенный промежуток времени. Единицы измерения расхода могут быть объемные –  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;  $\text{л}/\text{мин}$  и массовые –  $\text{кг}/\text{ч}$ ;  $\text{т}/\text{ч}$ .

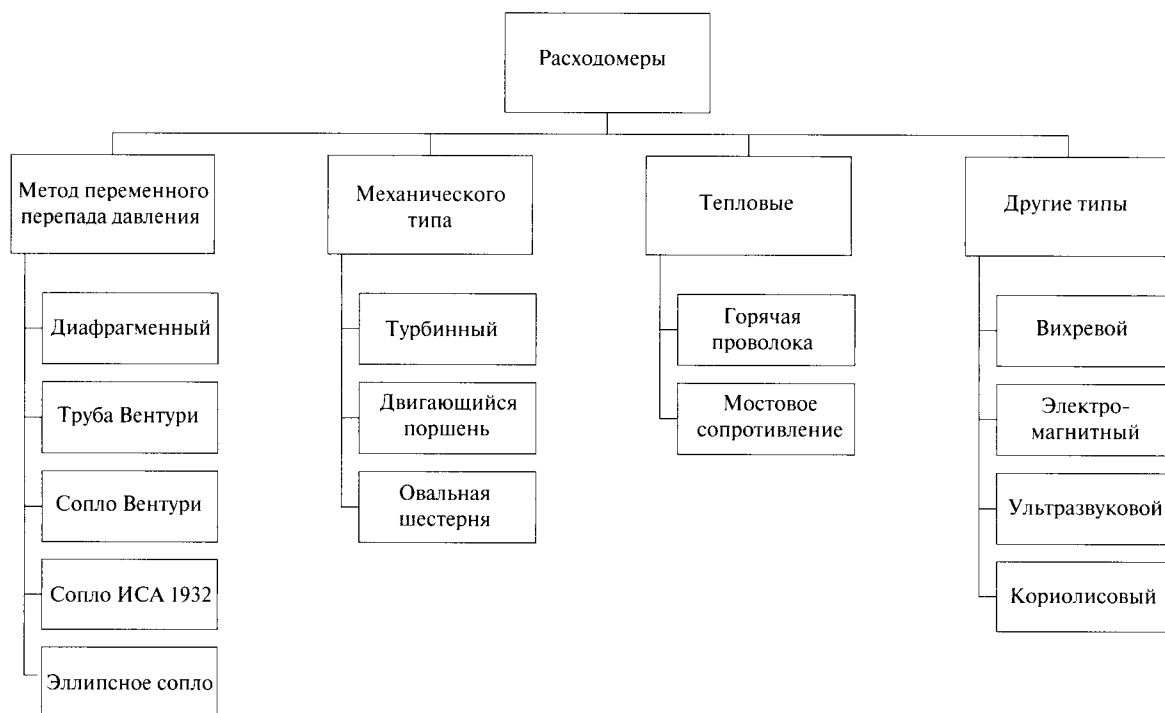


Рисунок 10.5 – Основные типы расходомеров

## 10.2.1 Расходомеры переменного перепада давления

Наибольшее распространение в практике проведения промысловых исследований газовых и газоконденсатных скважин получили измерительные устройства, основанные на методе переменного перепада давления, имеющие ряд достоинств. Во-первых, они пригодны для измерения расхода однофазных и двухфазных сред при различных давлениях и температурах. Во-вторых, индивидуально изготавливается только преобразователь «расход — сужающее устройство». Все остальные части, в том числе дифманометр и вторичный прибор, могут изготавливаться серийно; их устройство не зависит ни от вида, ни от параметров измеряемой среды. В-третьих, отсутствует необходимость в образцовых установках для градуировки. Градуировочная характеристика стандартных сужающих устройств может быть определена расчетным путем. Наряду с этим, расходомеры с сужающими устройствами имеют ряд недостатков, наиболее существенным из которых является то, что между расходом и перепадом давления существует квадратичная зависимость, что из-за высокой погрешности измерения не позволяет измерять расход менее 30 % от максимального значения. Это затрудняет использование этих приборов для измерения расходов, изменяющихся в широких диапазонах. Также расходомеры, основанные на методе переменного перепада давления, имеют ограниченную точность, причем погрешность измерения колеблется в пределах 1,5 % — 3 % в зависимости от состояния сужающего устройства, диаметра трубопровода, постоянства давления и температуры измеряемой среды.

Определение расхода среды методом переменного перепада давления основано на создании в измерительном трубопроводе с помощью стандартного сужающего устройства (СУ) местного сужения потока. При этом мерой расхода может служить разность давления.

Устройства для измерения общего дебита, основанные на методе переменного перепада давления, делятся на два типа: измерители докритического течения и диафрагменные измерители критического течения (ДИКТ). Измерители докритического течения состоят из двух основных узлов: устройства, в котором монтируется диафрагма, сопла, штуцеры, и дифференциального манометра, с помощью которого измеряются (показываются, записываются, передаются) перепады давления на диафрагме и давления перед сужающим устройством.

К стандартным (нормализованным) сужающим устройствам относятся диафрагма, различные сопла и труба Вентури.

Стандартная диафрагма — это тип сужающего устройства, выполненного в виде тонкого диска с отверстием, имеющим со стороны входа острую прямоугольную кромку. Технические требования к диафрагмам, а также к их установке регламентированы ГОСТ 8.586.2. Сопло — это тип сужающего устройства, имеющего плавно сужающуюся часть на входе, переходящую на выходе в горловину. Согласно ГОСТ 8.586.3 для измерения регламентируются три вида сопел: ИСА 1932,

эллипсоидное и сопло Вентури. Применение труб Вентури зависит от их разновидности, обусловленной способом изготовления их входной конической части и профиля пересечения входного корпуса и горловины. Способы изготовления труб Вентури и границы их применения регламентированы ГОСТ 8.586.4.

Некоторые принципы расчетов расхода среды, проходящей через сужающие устройства, представлены в части II настоящих рекомендаций.

При выборе типа сужающего устройства необходимо учитывать их качественные характеристики (ГОСТ 8.586.1), приведенные в таблице 10.8. На основании данных таблицы для измерения расхода и количества среды в измерительном трубопроводе внутренним диаметром свыше 100 мм предпочтительно применение диафрагм. Сопла ИСА 1932 рекомендуется применять, если определяющим условием выбора сужающего устройства является стабильность характеристик при длительной эксплуатации. Они могут обеспечивать наибольшую точность измерений относительно диафрагм в трубопроводах с небольшим диаметром. Сопла Вентури рекомендуется применять для надежного определения расхода и снижения потерь давления в измерительных системах. Трубы Вентури рекомендуется применять для измерения расхода загрязненных потоков, а также, если наряду с надежностью и малой потерей давления, требуются короткие прямолинейные участки до и после сужающего устройства.

Также при выборе сужающего устройства необходимо руководствоваться следующими соображениями. Потеря давления в сужающих устройствах увеличивается в следующей последовательности: труба Вентури, длинное сопло Вентури, короткое сопло Вентури, сопло, диафрагма; при одних и тех же значениях относительных диаметров отверстий устройства  $\beta$ , давления и прочих равных условиях. Сопло позволяет измерять больший расход, чем диафрагма, и обеспечивает более высокую точность измерения. Изменение или загрязнение входного профиля сужающего устройства в процессе эксплуатации влияет на коэффициент расхода диафрагмы в большей степени, чем на коэффициент расхода сопла.

Перепад давления на СУ определяют подсоединением через соединительные трубки к отверстиям для отбора давления или к отверстиям в кольцевых камерах усреднения, служащим для передачи давления к средствам измерения, дифференциальных манометров.

При проведении исследований эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин в процессе разработки месторождения широкое распространение в последнее время получили сильфонные дифманометры с приводом диаграммного диска от часового механизма (например, ДСС-712-М1), которые устанавливаются на выходе с сепаратора на исследовательских линиях УКПГ. Общий вид сильфонного дифманометра показан на рисунке 10.6. Конструктивные осо-

Таблица 10.8 – Качественные характеристики сужающих устройств

Наименование типа СУ	Характеристика сужающих устройств	
	Достоинство	Недостатки
Диафрагма	Простота в изготовлении и монтаже, может применяться в широком диапазоне чисел $Re$ . Устанавливают на измерительный трубопровод внутренним диаметром от 50 до 1000 мм. Неопределенность коэффициента истечения диафрагм меньше, чем у других сужающих устройств. Наличие небольшого содержания конденсата практически не оказывает влияния на коэффициент истечения	В процессе эксплуатации неизбежно притупление входной кромки диафрагмы, что приводит к дополнительной прогрессирующей неопределенности коэффициента истечения, которая может быть существенной для диафрагм, устанавливаемых на трубопроводах менее 100 мм. Потери давления на диафрагмах выше, чем на других СУ
Сопло ИСА 1932	Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации, потери давления на нем меньше, чем на диафрагме. Могут иметь относительный диаметр отверстия до 0,8. Меньше, чем диафрагма, реагирует на турбулентные пульсации потока и обладает меньшей чувствительностью к шероховатости внутренних стенок измерительного трубопровода. В измерительном трубопроводе диаметром менее 100 мм может обеспечивать меньшую неопределенность результата измерения расхода среды, чем диафрагма, за счет отсутствия поправки на притупление входной кромки	Является сложным в изготовлении. Применяют только на измерительном трубопроводе внутренним диаметром не более 630 мм. Отсутствуют экспериментальные данные по их исследованию при $Re > 10^7$ . Неопределенность коэффициента истечения больше, чем у диафрагмы
Эллипсоидное сопло	Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации. Потери давления на нем меньше, чем на диафрагме. Может иметь относительный диаметр отверстия до 0,8	Является сложным в изготовлении. Применяют только на измерительном трубопроводе внутренним диаметром не более 630 мм. Отсутствуют экспериментальные данные по их исследованию при $Re > 10^7$ . Неопределенность коэффициента истечения достигает 2 %
Сопло Вентури	Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации расходомера. Потери давления на нем значительно меньше, чем на диафрагме, сопле ИСА 1932 и эллипсоидном сопле. Коэффициент истечения не зависит от числа $Re$	Является сложным в изготовлении. Имеет узкий диапазон применения по числу $Re$ . Имеет большую неопределенность коэффициента истечения
Труба Вентури	Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации. Потери давления на ней значительно меньше, чем на диафрагме и сопле, а в некоторых случаях и сопле Вентури. Требуется короткие прямолинейные участки измерительного трубопровода. В проточной зоне отсутствуют застойные зоны, где могут скапливаться осадки. Допускается к применению в трубопроводах внутренним диаметром до 1200 мм	Является сложным в изготовлении и имеет большие размеры

бенности сильфонного дифманометра и способы его подключения к измерительному трубопроводу приведены в части II настоящих рекомендаций.

В настоящее время в практике проведения промышленных исследований все больше используются электронные дифманометры (датчики перепада давлений), выпускаемые фирмами ПГ «Метран», Emerson Process Management (США), Yokogawa Electric Corporation (Япония). Приборы могут применяться для различных сред и рассчитаны на широкий диапазон расходов, рабочих давлений и температур. Например, датчик дифференциального давления модели EJA110A фирмы Yokogawa Electric Corporation (рисунок 10.7) предназначен для измерения расхода жидкости, газа или пара, а также может быть использован для измерения уровня, плотности и давления. Его выходной сигнал — 4–20 мА постоянного тока соответствует величине измеренного дифференциального давления. При наличии жидкокристаллического дисплея прибор может работать при температуре окружающей среды от минус 30 °С до плюс 80 °С. Максимальное рабочее давление в зависимости от комплектации достигает 16 МПа. Базовая точность прибора, включая влияние нелинейности, гистерезиса и повторяемости, составляет 0,075 % шкалы.

Типовые схемы присоединения измерительного преобразователя перепада давления или дифманометра при различном расположении трубопровода регламентированы ГОСТ 8.586.5. При измерениях расхода влажного газа в схеме установки дифманометра применяются отстойные камеры. Отстойные камеры размещают в нижней точке соединительных трубок.

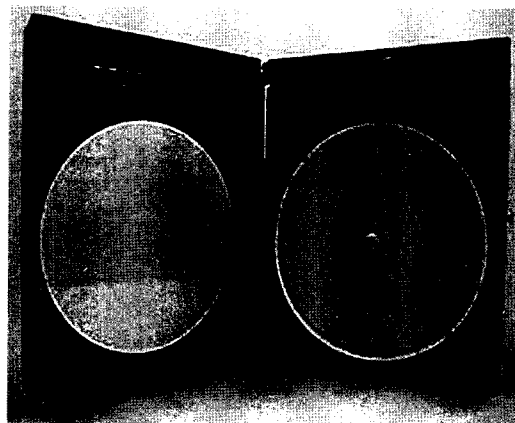


Рисунок 10.6 – Дифманометр сильфонный самопишущий

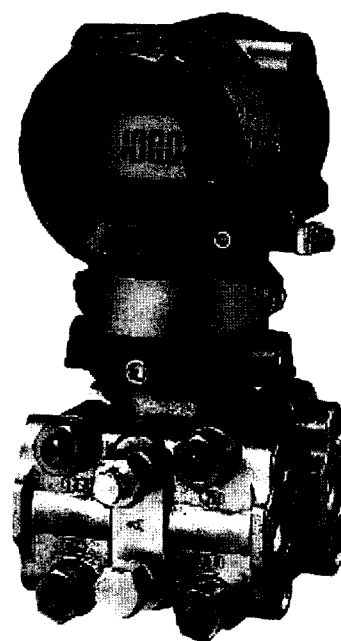


Рисунок 10.7 – Датчик дифференциального давления модели EJA110A

Основное требование при измерении дебитов заключается в том, чтобы расход среды был постоянным или медленно изменяющимся во времени. Допускаются пульсации потока, если выполняется условие:

$$\frac{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta P_i - \overline{\Delta P})^2\right)^{0,5}}{\overline{\Delta P}} \leq 0,1, \quad (10.6)$$

где  $n$  – число измерений перепада давления за интервал времени, принятый для оценки пульсации потока;

$i$  – номер измерения;

$\Delta P_i$  – значение перепада давления при  $i$ -м измерении;

$\overline{\Delta P} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta P_i$  – среднее значение перепада давления.

При исследовании скважин используется метод измерения дебита диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ). При измерении дебита газа с помощью ДИКТ должно быть обеспечено критическое условие истечения газа через диафрагму. Условие критического истечения достигается тогда, когда давление до диафрагмы в два и более раз выше чем давление после нее. При исследовании скважин ДИКТ обычно устанавливается на факельных (выкидных) линиях. На рисунках 10.8, 10.9 приведены конструктивные размеры ДИКТов диаметром 50,8 и 101,6 мм, а также используемых диафрагм согласно инструкции 1960 г. [24].

Дебит газа при критическом истечении определяют по формулам, представленным в разделе 7.

$$Q = \frac{C P \Delta}{\sqrt{\rho_{\text{отн}} z T}}, \quad (10.7)$$

где  $Q$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$C$  – коэффициент расхода;

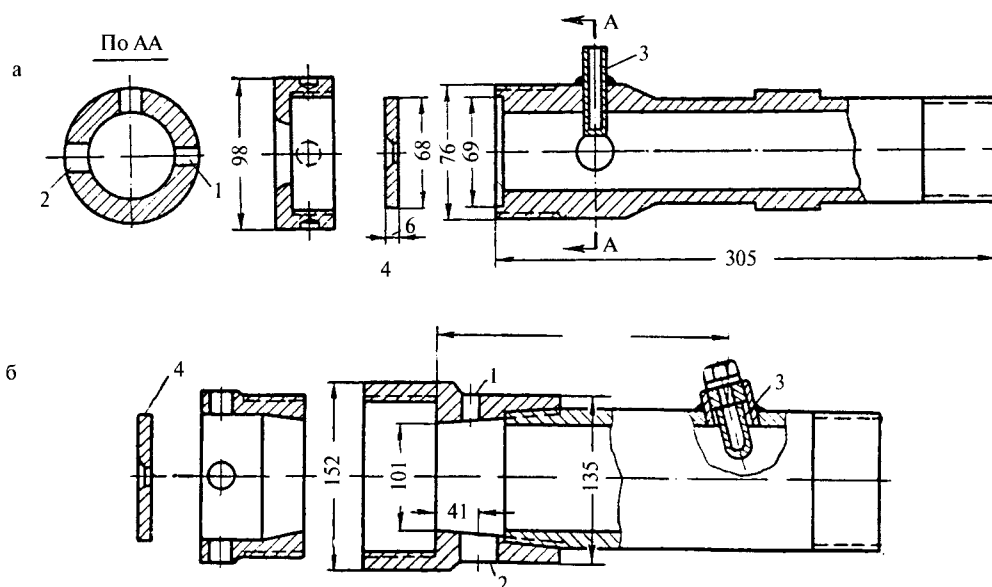
$P$  – абсолютное давление перед диафрагмой, кгс/см<sup>2</sup>;

$\Delta$  – поправочный коэффициент, учитывающий изменения показателя адиабаты реального газа (для газовых месторождений севера Тюменской области и при газоконденсатных исследованиях при давлениях ниже 5 МПа принимается равным 1);

$\rho_{\text{отн}}$  – относительная плотность газа по воздуху;

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости при  $P$  и  $T$ ;

$T$  – температура газа перед диафрагмой, К.



1 — отверстие для манометра; 2 — отверстие для продувочного вентиля;  
3 — термометрический карман; 4 — диафрагма

Рисунок 10.8 — Диафрагменные измерители критического течения  
диаметром 50,8 мм (а) и 101,16 мм (б)

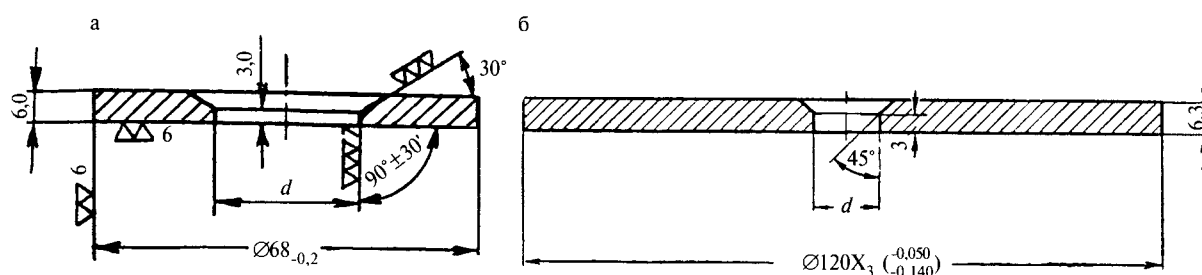


Рисунок 10.9 — Диафрагмы, применяемые в диафрагменных измерителях  
критического течения диаметром 50,8 мм (а) и 101,16 мм (б)

Таблицы значений коэффициента  $C$  в зависимости от диаметра диафрагмы представлены в разделе 7, а также в действующей Инструкции [1] и других руководствах [20, 24]. Для приближенных расчетов дебита газа по ДИКТу в промышленных условиях целесообразно рассчитывать коэффициент  $C$  по следующим эмпирическим формулам:

$$\text{Для ДИКТa } 50,8 \text{ мм} - C = 0,189 \cdot d^2; \quad (10.8)$$

$$\text{Для ДИКТa } 101,6 \text{ мм} - C = 0,184 \cdot d^2, \quad (10.9)$$

где  $d$  — диаметр диафрагмы, мм.

При проведении специальных газодинамических исследований газовых скважин для замера дебита газа и удельного количественного содержания твердой и жидкой (до  $2 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) фаз используется трубный сепаратор — установка «Надым» (рисунок 10.10), который изготавливается в соответствии с ТУ 4318-036-00158758-99.

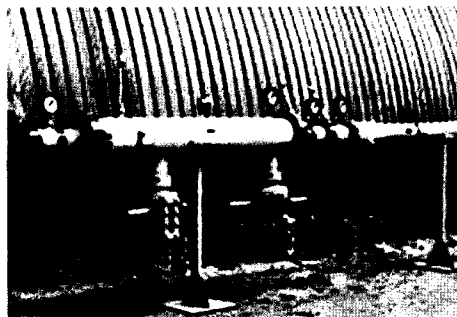


Рисунок 10.10 — Установка «Надым»

«Надым-1» применяется при исследовании скважин с выпуском газа в атмосферу, «Надым-2М» — без выпуска. Отделение капельной влаги и механических примесей от газа проводится в двух секциях. Секция грубой очистки представляет собой горизонтальный прямоточный сепаратор центробежного типа с лопастным завихрителем. Секция тонкой очистки включает, кроме аналогичного завихрителя, металлокерамический фильтр.

Измерение расхода очищенного газа осуществляется быстросменным сужающим устройством типа УСБ, при этом отделенная от газа жидкость с механическими примесями поступает в контейнеры. Контейнеры для сброса отсепарированной жидкости, содержащей примеси, крепятся к корпусу коллектора с помощью быстроразъемных соединений.

Рабочее давление в установке до 16,0 МПа, пропускная способность по газу составляет 1,5 млн  $\text{м}^3/\text{сут}$ , по жидкости — до  $2 \text{ см}^3/\text{м}^3$  при температуре окружающей среды от минус  $50^\circ\text{C}$  до плюс  $40^\circ\text{C}$ . Объем накапливаемой жидкости в емкости контейнера 0,012 — 0,014  $\text{м}^3$ .

#### 10.2.2 Кориолисовые расходомеры

Кориолисовыми называются расходомеры, в преобразователе расхода которых в процессе внешнего или внутреннего силового воздействия возникает кориолисовое ускорение, зависящее от расхода, как показано, например, в справочнике «Расходомеры» [25]. Кориолисовые расходомеры и плотномеры предназначены для прямого измерения массового расхода, плотности, температуры, вычисления объемного расхода жидкостей, газов и взвесей. Все измерения выполняются в реальном времени. Какого-либо дополнительного оборудования для измерений не требуется. Кроме высокой точности и повторяемости результатов измерений, сенсоры кориолисовых расходомеров характеризуются низкой стоимостью эксплуатации. Сенсоры не накладывают особых требований по монтажу, не требуют прямолинейных участков или



специального оборудования для формирования потока, в них нет движущихся деталей. Кориолисовый расходомер состоит из датчика расхода (сенсора) и преобразователя. Принципиальная схема подключения кориолисовых расходомеров представлена на рисунке 10.11.

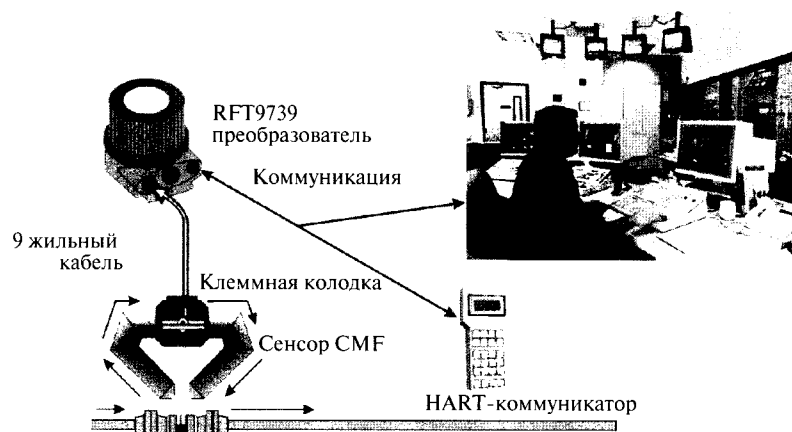


Рисунок 10.11 – Схема подключения кориолисового расходомера

Сенсор напрямую измеряет расход, плотность среды и температуру сенсорных трубок. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы. Измеряемая среда, поступающая в сенсор, разделяется на равные половины, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение задающей катушки приводит к тому, что трубки колеблются вверх-вниз в противоположном направлении друг к другу. Как результат изгиба сенсорных трубок генерируемые детекторами сигналы не совпадают по фазе, так как сигнал с входного детектора запаздывает по отношению к сигналу с выходного детектора. Разница во времени между сигналами ( $\Delta T$ ) измеряется в микросекундах и прямо пропорциональна массовому расходу. Чем больше  $\Delta T$ , тем больше массовый расход.

В практике проведения промысловых исследований газоконденсатных скважин кориолисовые расходомеры устанавливают на линиях выхода газа и конденсата из сепаратора. Кориолисовые расходомеры выпускаются рядом компаний ПГ «Метран», Emerson Process Management (США), АВВ.

ПГ «Метран» совместно с компанией Emerson Process Management (США) выпускает кориолисовые расходомеры серии «Метран-360» (рисунок 10.12), обладающий всеми достоинствами кориолисовых расходомеров. Измеряемая среда расходомера: газы, от сверхлегких ( $H_2$ ), жидкости (в том числе агрессивные), эмульсии, суспензии, взвеси, тяжелые и высоковязкие среды (сырая нефть, мазут, битум, гудрон). Рабочее избыточное давление в трубопроводе в зависимости от серии расходомера может достигать 15,8 МПа. Условный диаметр трубопровода при измерении – до 100 мм. Пределы основной относительной погрешности измерений массо-

вого и объемного расходов жидкостей до  $\pm 0,2\%$ ; газов — до  $\pm 0,5\%$ . Средний срок службы прибора — 18 лет, межповерочный интервал — четыре года.

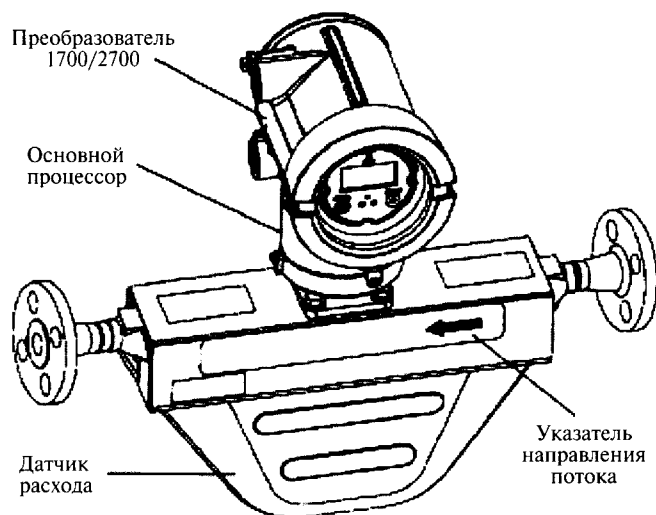


Рисунок 10.12 — Конструкция расходомера «Метран-360»

### 10.2.3 Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковые расходомеры основаны на измерении, зависящем от расхода, того или иного акустического эффекта, возникающего при прохождении ультразвуковых колебаний через поток жидкости или газа. В настоящее время применяются две разновидности ультразвуковых расходомеров: расходомеры, основанные на перемещении ультразвуковых колебаний движущейся средой (временнóй импульсный метод измерения), и расходомеры, основанные на эффекте Доплера. Одновременное наличие двух методов измерения в акустических расходомерах, временнóй импульсного и доплеровского, позволяет измерять расход любых одно- и многофазных сред, таких как вода, нефть, масло, щелочи, кислоты, конденсат, суспензии, газ (при давлении более 4 МПа).

Отсутствие контакта с контролируемым потоком позволяет измерять с помощью акустических расходомеров расход любых агрессивных сред. Отсутствие движущихся частей увеличивает срок службы прибора.

Компаниями Controlotron Ltd., Thermo Electron Corporation, GE Panametrics, Invert Electric Systems, Micronics Ltd. выпускаются различные типы ультразвуковых расходомеров, предназначенных как для коммерческого учета нефти и газа, так и для разовых измерений (портативные расходомеры).

Например, серия 1010GC (рисунок 10.13) — это новейшая разработка в семействе бесконтактных ультразвуковых расходомеров Controlotron 1010. Созданные на основе широколучевой технологии Wide-Beam эти приборы предназначены для ведения коммерческого

и оперативного учета природного или технологического газа воздуха на объектах газопромышленного комплекса, измерения расхода в стальных и пластиковых трубах с диаметром от 50 до 1400 мм с потоками высокого и низкого давления. Расходомеры пригодны также для измерения расхода многофазных сред (газ и жидкая фаза), обеспечивают стабильное измерение при наличии жидкой фазы до 30 % и измеряют ее содержание с точностью около 5 %.

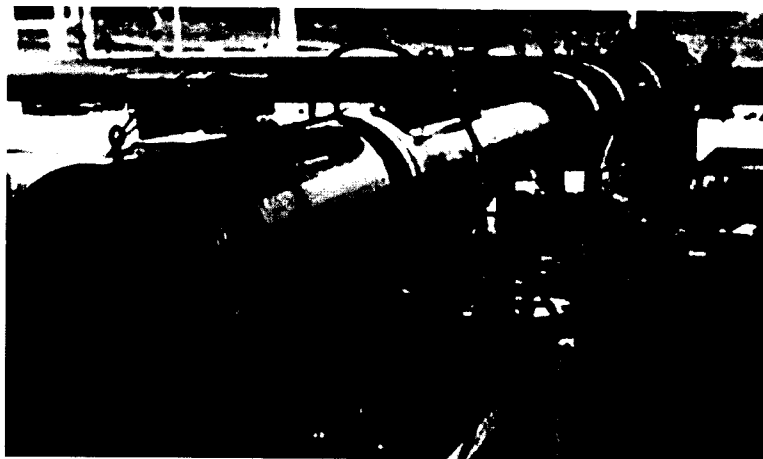


Рисунок 10.13 – расходомеры Controlotron серии 1010GC для газов

Приборы серии 1010GC позволяют определять массовый и объемный расход; суммарный объемный и массовый расход; плотность; температуру среды; присутствие в газе жидкой фазы, а также представляют отчет о полной и текущей диагностике.

### 10.3 Оборудование для спуска глубинных приборов

На рисунке 10.14 показано устье скважины, оборудованное для проведения глубинных замеров. К основным элементам оборудования, применяемого при спуске глубинных приборов для исследования скважин, относятся глубинная лебедка 6, установленная на автомобиле и оборудованная специальной проволокой 5, и лубрикатор 3, предназначенный для безаварийного проведения исследовательских работ на скважинах с избыточным давлением на устье. Лубрикатор оборудуется направляющими роликами 4, запорным краном 1 и контрольным манометром 2.

В настоящее время отечественными производителями глубинных лебедок в зависимости от климатического исполнения, наличия или отсутствия межпромысловых дорог, глубины и давления в скважине широко представлены лебедки, смонтированные как на шасси различных автомобилей с приводом от двигателей внутреннего сгорания, так и малогабаритные переносные автономные с различными типами привода. Основные классификации глубинных лебедок представлены в таблице 10.9.

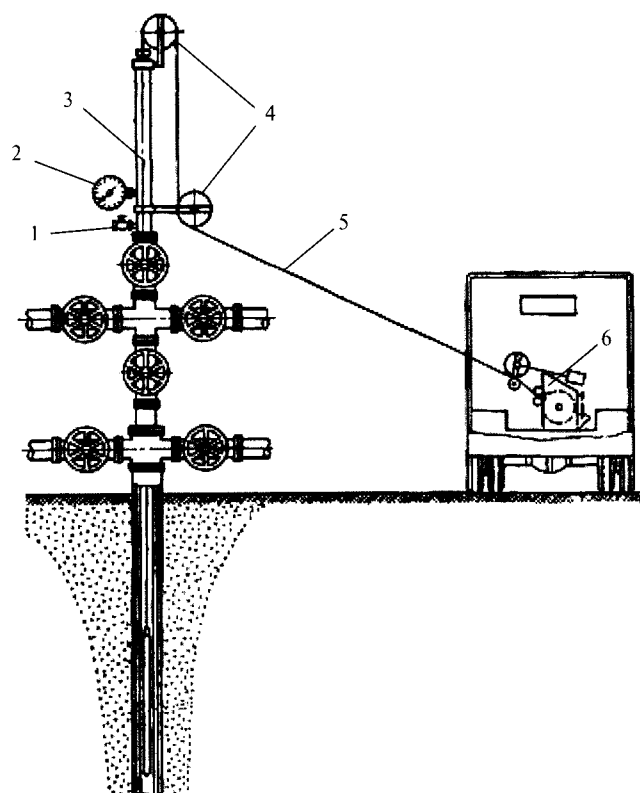


Рисунок 10.14 – Оборудование устья скважины для проведения глубинных замеров

Таблица 10.9 – Основные классификации глубинных лебедок

Основные характеристики	Параметр
По типу привода	Гидравлические
	Механические с приводом от коробки дополнительного отбора мощности
	Механические с электроприводом
По мобильности	Самоходные
	Несамостоятельные
	Мобильные
По принципу укладки проволоки	Автоматические
	Ручные
Многофункциональность	Сменные барабаны
	Один барабан

В соответствии с ПБ 08-624-03 [11] спускоподъемные операции следует проводить с применением лебедки с гидравлическим приводом, обеспечивающим вращение барабана в любых диапазонах скоростей и с фиксированной нагрузкой на проволоку. Допускается применение подъемников с механическим приводом при контролируемой нагрузке на проволоку по манометру, установленному на пульте оператора.

В гидравлическом исполнении отбор мощности на привод насоса осуществляется от фланца коробки дополнительного отбора мощности (ДОМ). Привод гидронасоса через цепную передачу соединен с фланцем коробки ДОМ. Гидронасос связан трубопроводами с гидромотором, создающим крутящий момент для вращения барабана с проволокой. Насос создает энергию давления рабочей жидкости, которая поступает в гидромотор и вновь преобразуется в механическую энергию. Наличие гидравлической связи между двигателем шасси и лебедкой обеспечивает возможность бесступенчатого регулирования в широком диапазоне скоростей, быстрый разгон барабана лебедки после остановки. Гидравлическая лебедка может быть смонтирована на шасси различных транспортных средств, имеющих коробку ДОМ, либо на санях (в мобильном исполнении), в таком случае приводом лебедки является тяговый электродвигатель.

В механическом исполнении лебедка устанавливается в кузове автомобиля, имеющего коробку ДОМ. Передача вращения к барабану лебедки осуществляется от двигателя автомобиля. Регулирование скорости подъема глубинных приборов проводится путем изменения числа оборотов двигателя и ступеней трансмиссии автомобиля. При установке на автомобиле без коробки ДОМ передача вращения осуществляется от встроенного регулируемого электропривода постоянного или переменного тока. Использование электропривода мощностью от 1,5 до 2,2 кВт позволяет плавно регулировать скорость подъема.

В соответствие с классификацией таблицы 10.9 самоходное спускоподъемное оборудование (СПО) устанавливается на шасси вездеходов, гусеничных транспортеров, а также различных транспортных средств для работ в местностях, где возможен проезд автомобильного транспорта. Несамоеходное СПО устанавливается на санях в едином кузове для транспортировки вертолетом. Для труднодоступных районов используются мобильные лебедки, обладающие меньшим весом, и, как правило, изготавливаемые собственными силами. Транспортировка малогабаритных лебедок может осуществляться любым видом транспорта.

Все выпускаемые лебедки по климатическим условиям должны соответствовать требованиям ГОСТ 16350, ГОСТ 15150 для условий умеренного и холодного микроклиматических районов при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 50 °С и относительной влажности 80 %, то есть изготавливаться в исполнении УХЛ для категории изделия 3.

В качестве примера рассмотрим возможности одной из установок (рисунок 10.15).

Кузов установки для исследования скважин разделен поперечной перегородкой на два отсека: лебедочный отсек и отсек оператора. В перегородке, разделяющей отсеки, выполнен оконный проем, обеспечивающий наблюдение за верхней частью барабана, устьем скважины и лубрикатором, и дверной проем для сообщения отсеков. В кузове имеются наружные двери,

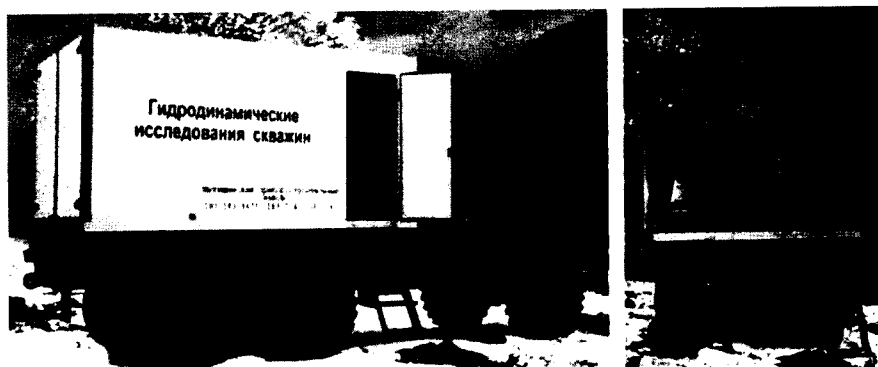


Рисунок 10.15 — Установка для гидродинамических исследований скважин с гидравлическим приводом

ведущие в лебедочный отсек (двустворчатая дверь) и ведущая в отсек оператора (боковая одностворчатая дверь). В отсеке оператора установлены пульт управления, в котором размещены система контроля глубины и скорости с цифровой индикацией, с системой контроля режимов работы двигателя автомобиля. В пульте управления размещены также узлы управления лебедкой (регулирование скорости, тормоз, переключатель редуктора). Автомобиль оборудован автономным отопителем на дизельном или бензиновом топливе. Здесь же имеются диван-рундук, шкаф для одежды, стул оператора с поворотным сидением, верстак с тисками, система управления отопителем и вентиляцией, переговорное устройство с водителем, громкая связь, плафоны освещения.

Краткое описание установок, технические характеристики и конструктивные особенности глубинных лебедок, используемых при проведении исследований скважин, представлены в части II настоящих рекомендаций.

Принципиальная схема лубрикатора, используемого для спуска глубинных приборов на проволоке представлена на рисунке 10.16. Лубрикатор состоит из корпуса 1, изготавливаемого, как правило, из лифтовой трубы диаметром 73 мм. С фонтанной арматурой лубрикатор соединяется через фланцевое соединение 2, со стальной кольцевой прокладкой 3 восьмиугольного сечения, шпильками 4 и гайками 5 по ГОСТ 28919. Для герметизации устья скважины при проведении спускоподъемных операций применяют сальниковое устройство, состоящее из корпуса 6 с сальниковой набивкой 7 и нажимным болтом 8. Используемая сальниковая набивка по ГОСТ 5152 марки АП-31 представляет собой эластичный шнур круглого сечения, скрученный из асбестовой нити, пропитанный жироантифрикционным составом, графитированный.

Проволока 9 с глубинным оборудованием по направляющему 10 и оттяжному 11 роликам поступает в скважину. Оттяжной ролик, как правило, устанавливают у основания фонтанной арматуры. После закрытия буферной задвижки для извлечения глубинного оборудования

необходимо снизить давление до атмосферного через вентиль 12. Контроль за давлением в лубрикаторе производится по манометру 13.

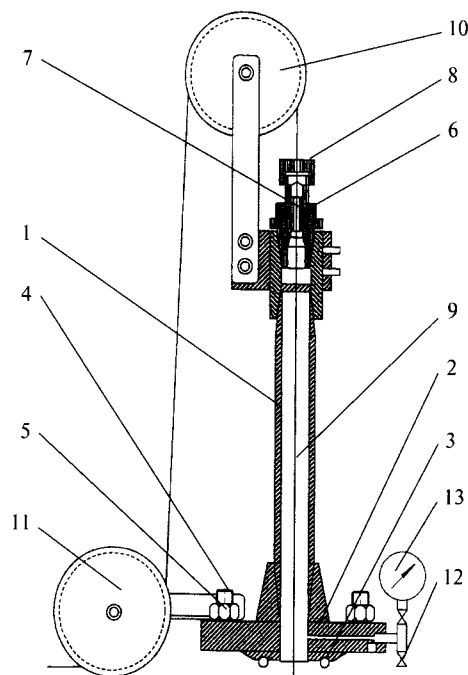


Рисунок 10.16 – Схема лубрикатора для спуска глубинных приборов на проволоке

По условиям эксплуатации лубрикатор соответствует исполнению У категории 1.1 по ГОСТ 15150 и предназначен для работы при температурах окружающей среды от минус 40 °С до плюс 50 °С и относительной влажности воздуха до 98 % при плюс 25 °С.

Широкое применение в процессе проведения газогидродинамических исследований скважин получил устьевой сальник с аварийным захватом глубинных приборов (рисунок 10.17), предназначенный для герметизации лубрикатора и захвата приборов в случае их обрыва по узлу подвески от удара о корпус сальника.

К основным элементам устьевого сальника относятся корпус сальника 1, корпус замка 2, улавливающие глубинный прибор «собачки» 3, пружинное кольцо 4. На рисунке 10.17 показан узел подвески 5 скважинного прибора 6.

Конструкция устройства аварийного захвата предусматривает эксплуатацию со всеми типами современных глубинных манометров и пробоотборников.

Для проведения спускоподъемных операций применяется проволока стальная канатная по ГОСТ 7372 диаметром от 1,8 до 2,5 мм. По виду поверхности используемая проволока – без покрытия, по механическим свойствам – марки В, по временному сопротивлению раз-

рыву — от 1176 (120) до 1960 (200) МПа (кгс/мм<sup>2</sup>). Проволока должна изготавливаться из углеродистой канатной катанки, на поверхности проволоки без покрытия не должно быть трещин, закатов, раковин и ржавчины.

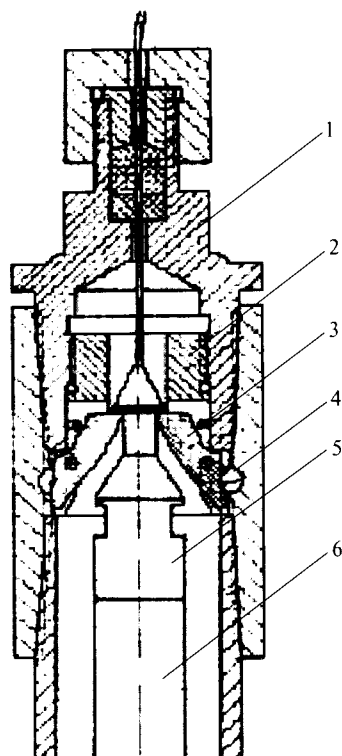


Рисунок 10.17 — Устьевой сальник с аварийным захватом

При наличии в продукции скважины агрессивных неуглеводородных компонентов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) используется проволока с маркой стали 10X17H13M2T, выпускаемая Белорецким металлургическим комбинатом по ТУ 14-4-1287-84 при содержании  $H_2S$  до 6 % и по ТУ 14-4-1615-90 при содержании  $H_2S$  до 25 %. Диаметр проволоки соответственно от 1,8 до 2,5 мм, временное сопротивление разрыву не ниже 1470 (150) МПа (кгс/мм<sup>2</sup>). Вся проволока, используемая при проведении исследований, должна иметь сертификат — подтверждение нормативного и технического соответствия установленного образца.

#### 10.4 Сепарационные замерные установки

Для исследований газоконденсатных скважин широко используются контрольные сепараторы типа ГС, технические характеристики которых представлены в таблице 10.10 и на рисунке 10.18. Газосепараторы сетчатые (ТУУ 29.2-00220285-039-2002) предназначены для окончательной очистки природного газа от жидкости (конденсата, ингибитора гидратообразования, воды) в промысловых установках, используемых при закачке и отборе газа на месторождениях.



Таблица 10.10 – Технические характеристики газосепараторов сетчатых ГС1-2

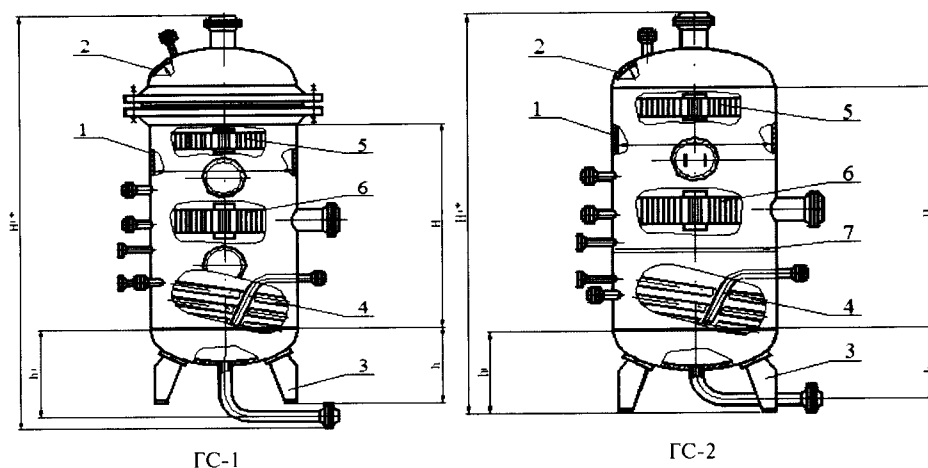
Диаметр внутренний	Давление услов- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Объем, м <sup>3</sup>		Поверх- ность на- грева, м <sup>2</sup>	H	H <sub>1</sub>	h	h <sub>1</sub>	D <sub>1</sub>	D	Масса, кг, не более
		рабо- чий	номи- нальный								
ГС1-600	2,5(25)	0,27	0,80	0,80	2200	3350	390	450	520	19	850
	4,0(40)					3415	394				1150
	6,4(64)					3510	400				1600
ГС1-800	1,6(16)	0,50	1,60	1,18	2500	3745	470	500	720	24	1150
	2,5(25)					3735	473				1300
	4,0(40)					3865	795				1900
	6,4(64)					4050	505				3000
ГС2-1200	1,0(10)	1,3	4,0	1,4	3400	4510	555	510	—	—	—
	1,6(16)					4550	570	530			
	2,5(25)					4630	575	590			
	4,0(40)					4710	600	620			
	6,4(64)					4820	610	635			
	8,8(88)					4950	640	670			
ГС2-1600	0,6(6)	2,5	8,0	2,0	3800	5150	655	635	—	—	—
	1,0(10)					5180	670	355			
	1,6(16)					5260	670	735			
ГС2-1800	2,5(25)	2,5	8,0	2,0	3800	5350	700	765	1410	35	4750
	4,0(40)					5450	705	775			6300
	6,4(64)					5710	740	965			10000
	8,8(88)					5900	780	1010			13400
ГС2-2000	1,0(10)	4,2	16,0	3,0	4500	6260	770	910	1810	42	4950
	1,6(16)					6290	800	935			6100
	2,5(25)					6410	805	945			8100
	4,0(40)					6560	835	980			11900
	6,4(64)					6920	870	1225			17400
	8,8(88)					7100	900	1255			23600

В вертикальном сепараторе продукция скважины подается через боковой тангенциальный ввод, для улучшения условий выделения жидкой фазы предусмотрено изменение направления потока продукции скважины. Выделившаяся при этом жидкость накапливается в нижней части сепаратора, откуда периодически удаляется через дренажную линию. В верхней части сепаратора установлена жалюзийная насадка, пространство ниже насадки и кольцевого ввода продукции скважины используется для гравитационного осаждения частиц в жидкости. Горизонтальные сепараторы по устройству сходны с вертикальными. Для отсепарированной жидкости, как правило, используется самостоятельный сосуд, расположенный вдоль сепаратора, связанный с ним сливными патрубками. На входе в сепаратор предусмотрен циклонный элемент.

Климатическое исполнение сепараторов – ХЛ и УХЛ, категория исполнения изделия – 1 по ГОСТ 15150. Газосепараторы сетчатые по ТУУ 29.2-00220285-039-2002 (ГП 1087.00.000) предназначены для работы с давлением от 0,6 до 8,8 МПа, обеспечивающие в зависимости от условий применения производительность от 0,05 до 5,6 млн м<sup>3</sup>/сут. Температура рабочей

среды — от минус 30 °С до плюс 100 °С, содержание жидкости, поступающей в газосепаратор с газом, не должно превышать 200 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Регламентируемый унос жидкости из газосепаратора не более 20 см<sup>3</sup>/1000 м<sup>3</sup> газа.

Техническое условие ТУУ 29.2-00220285-039-2002 устанавливает два типа сетчатых газосепараторов (рисунок 10.18): цилиндрические вертикальные с корпусным фланцевым разъемом (ГС-1), диаметром 600, 800 мм на условные давления от 1,6 до 8,8 МПа, производительностью от 0,05 до 0,95 млн м<sup>3</sup>/сут и цилиндрические вертикальные (ГС-2) диаметром 1200, 1600, 2000 мм на условные давления от 0,6 до 8,8 МПа, производительностью от 0,2 до 5,6 млн м<sup>3</sup>/сут.



Условные обозначения: 1 — корпус; 2 — днище; 3 — опора; 4 — подогреватель;  
5 — насадка; 6 — коагулятор; 7 — лист защитный

Рисунок 10.18 — Газосепараторы сетчатые (ГС1-2)

В зависимости от районов расположения месторождений газосепараторы изготавливаются в двух вариантах (таблица 10.11): 1 — (для районов со средней температурой наиболее холодной пятидневки не ниже минус 40 °С), 2 — (для районов со средней температурой наиболее холодной пятидневки не ниже минус 60 °С). Пример условного обозначения газосепаратора сетчатого типа 1 на условное давление 6,4 МПа (64 кгс/см<sup>2</sup>), диаметром 800 мм, материального исполнения 1: ГС 1-6,4-800-1. Обозначение того же газосепаратора в случае его термообработки по условиям коррозионного растрескивания: ГС 1-6,4-800-1-Т; обозначение того же газосепаратора, подлежащего теплоизоляции: ГС 1-6,4-800-1-И; обозначение того же газосепаратора в случае его термообработки и теплоизоляции: ГС 1-6,4-800-1-Т-И.

Таблица 10.11 – Материальное исполнение элементов газосепараторов

Наименование сборочных единиц и деталей		Исполнение по материалам	
		1	2
		Средняя температура самой холодной пятидневки, К (°С)	
		До 233 (минус 40)	Ниже 233 (минус 40). До 213 (минус 60)
		Марка стали, обозначение стандарта	
Корпус днища		16ГС ГОСТ 5520	09Г2С ГОСТ 5520
Внутренние устройства из листовой стали и углового проката		ВСст3пс2 ГОСТ 380	09Г2С ГОСТ 5520
Сетчатый рукав		12Х18Н10Т ГОСТ 5632	
Трубы	Сливные. Штуцеров. Подогревателя	20 ГОСТ 1050	10Г2 ГОСТ 4543
Крепеж внутренних устройств	Привариваемый	08Х13 ГОСТ 5632	
	Непривариваемый	12Х13 ГОСТ 5632	
Заглушки, ответные фланцы с резьбой		20 ГОСТ 1050	10Г2 ГОСТ 4543

Учитывая периодический характер исследования скважин, а также необходимость обеспечения сбора и обработки информации о большом количестве размещенных на различных площадях объектов, отечественными производителями сепарационного оборудования были разработаны и изготовлены передвижные установки, также нашедшие широкое применение на предприятиях ОАО «Газпром».

ЗАО «Тюменский региональный инженерно-инновационный центр» (ТРИИЦ) на базе завода-изготовителя ОАО «Нефтемаш» выпускается установка для исследования газоконденсатных скважин 177Р-2.00.000 РЭ (рисунок 10.19). В состав установки входит входной узел редуцирования с дросселем и КИП, теплообменник, линия редуцирования с системой ввода метанола, дросселем и КИП, сепаратор исследовательский, выходная газовая линия с пробоотборником, КИП и диафрагменным измерителем критического сечения ДИКТ 50 (100) мм, емкость для конденсата. Сепарационная установка оснащается манометрами, термометрами и контейнерами для отбора проб.

Установка предназначена для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом, исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150. Рабочее давление в сепараторе (после редуцирования) – 10,0 МПа, пропускная способность по газу составляет 0,6 млн м<sup>3</sup>/сут, КГФ – до 400 г/м<sup>3</sup>. Регламентируемый унос жидкости в газе сепарации не более 0,5 г/м<sup>3</sup>. Максимальная температура рабочей среды не более 70 °С, температура окружающей среды – от минус 60 °С до плюс 45 °С. Объем накапливаемой жидкости в емкости конденсатосборника – 0,5–1,6 м<sup>3</sup>. Тип сепарирующего элемента установки: последовательно установленные циклонный и гравитационный элементы.



Рисунок 10.19 – Установка для газоконденсатных исследований 177P-2.00.000 РЭ

Установка работает следующим образом: газ из скважины поступает по входному трубопроводу в теплообменник. В теплообменнике газ нагревается, проходя по трубному пучку, омываемому теплоносителем. Далее газ направляется во входной трубопровод исследовательского сепаратора. Требуемый режим работы (давление) теплообменника и сепаратора задается дросселями. Затем газ проходит через коагулятор, служащий для частичной очистки от паров влаги, и поступает в сепаратор, где происходит окончательная очистка от паров влаги посредством завихрителя и сепарирующих элементов. Из сепаратора газ по выходному трубопроводу поступает на ДИКТ и факел. Жидкая фаза из конденсатосборника сепаратора поступает в емкость, где происходит ее учет. Отличительными особенностями данной установки являются наличие в ее технологической схеме теплообменника и коагулятора, позволяющего конденсировать пары жидкой фазы в более крупные капли.

ОАО «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» (ЦКБН) для собственных нужд ОАО «Томскгазпром» разработало в 2000 г. сепарационную установку для газоконденсатных исследований скважин ГП 1922.01, два комплекта которой было изготовлено на заводе DKJ East (Венгрия) (рисунок 10.20).

Установка состоит из двух передвижных блоков: технологической части, смонтированной на базе прицепа, имеющей первичные приборы, и измерительной части, имеющей устройство ввода-вывода информации с переносным компьютером, который установлен в автомобиле для исследования скважин.

В состав установки ГП 1922.01 входит сепаратор, конденсатосборник и атмосферная емкость. На передвижной установке оборудованы места отбора проб газа сепарации, стабильного и нестабильного конденсата, воды.



Рисунок 10.20 — Блок сепаратора для газоконденсатных исследований ГП 1922.01

Блок эксплуатируется в условиях макроклиматического района с холодным климатом, исполнение ХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150. Рабочее давление в сепараторе — до 20,0 МПа, пропускная способность по газу составляет 0,77 млн м<sup>3</sup>/сут, по жидкости — до 170 м<sup>3</sup>/сут (220 г/м<sup>3</sup>). Унос жидкости в газе сепарации не более 3 г/м<sup>3</sup>. Объем накапливаемой жидкости в емкости конденсатосборника — 1,8 м<sup>3</sup>; объем атмосферной емкости — 0,8 м<sup>3</sup>/сут. Тип сепарирующего элемента установки: прямоточный центробежный.

Установка работает следующим образом: газоконденсатная смесь поступает в конденсатосборник, где происходит первичное отделение капельной жидкости, далее газ поступает в горизонтальный сепаратор, оборудованный прямоточным центробежным элементом, где проходит окончательная осушка. Выделившийся в сепараторе конденсат стекает в конденсатосборник. Газ сепарации и жидкость после прохождения замерных узлов соединяются в один поток, который может отводиться на установку подготовки газа или на факел.

Преимуществами проведения газоконденсатных исследований при помощи передвижного блока сепаратора являются возможность полной утилизации углеводородного сырья, получение более достоверной информации вследствие применения современных датчиков и расходомеров, высокая мобильность.

### **10.5 Оборудование для отбора поверхностных проб газа и конденсата**

При проведении газоконденсатных исследований осуществляется отбор проб газа, конденсата и попутной жидкости. Пробы отбираются в специальные пробоотборные устройства (контейнеры), обеспечивающие соблюдение технологии отбора и сохранность исходного состава отобранной пробы, посредством надежной герметизации при текущих условиях отбора.

Отобранные пробы доставляются в лабораторию для проведения аналитических и экспериментальных исследований, обеспечивающих получение необходимой информации о составе и свойствах добываемых флюидов.

При исследовании газоконденсатных скважин пробы газа отбирают после сепаратора из газовой линии, пробы сырого и дегазированного конденсата отбирают с помощью контрольного вентиля, расположенного в полости конденсатосборника сепарирующего устройства. Выбор типа пробоотборного устройства и его объема зависит от задач исследований. Так, при отборе проб для составления рекомбинированных образцов используют пробоотборные устройства большего объема, что позволяет проводить серию экспериментов на установке фазовых равновесий.

Пробоотборные устройства, предназначенные для отбора проб газа, подразделяются на два типа: проточные и непроточные, для отбора проб сырого конденсата — на проточные и поршневые.

Для отбора проб газа используют контейнеры проточного типа объемом от 0,1 до 1 дм<sup>3</sup>, а также непроточные или проточные баллоны объемом 10, 20 и 40 дм<sup>3</sup>. Пробы КГН отбирают в контейнеры проточного типа объемом 0,1–1 дм<sup>3</sup> и в поршневые контейнеры объемом 0,8 и 1 дм<sup>3</sup> (рисунки 10.21 и 10.22). Для отбора проб дегазированного конденсата и попутной жидкости используют пластиковые емкости.

С целью недопущения искажения представительности пробы по составу все пробоотборные устройства должны быть предварительно подготовлены к отбору. Предварительная подготовка включает в себя мероприятия по промывке, продувке, сушке и предварительному вакуумированию контейнеров. Баллоны перед использованием для отбора проб также вакуумируют.

Общие сведения о пробоотборных средствах, используемых на практике, представлены в части II настоящих рекомендаций (раздел 6.6), где приведены сведения об оборудовании, выпускаемом зарубежными компаниями, которое может быть использовано для отбора проб пластовых флюидов.

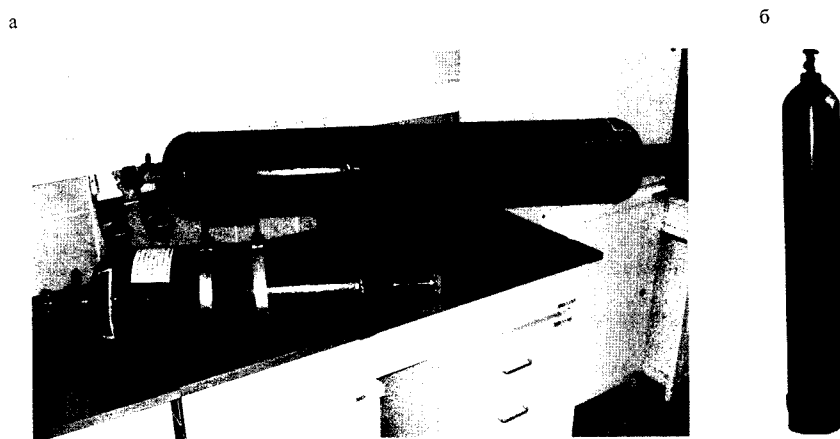


Рисунок 10.21 — Проточные (а) и непроточные баллоны (б) для отбора проб газа под давлением

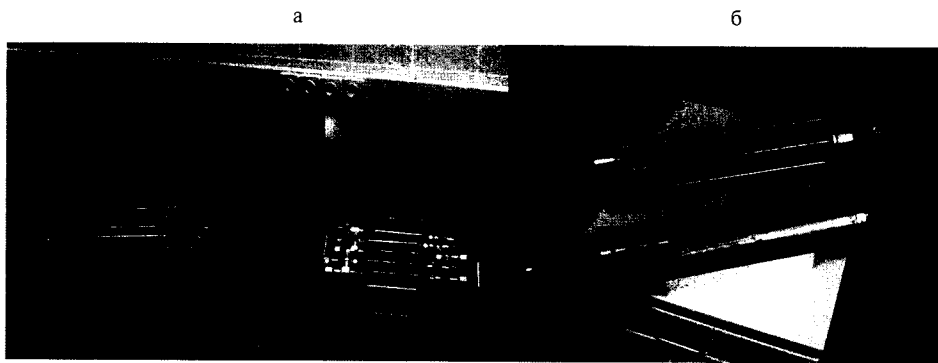


Рисунок 10.22 – Проточные (а) и поршневые (б) контейнеры для отбора проб жидкости и газа под давлением

## 11 Меры предосторожности при исследованиях скважин и рекомендации по охране окружающей среды

### 11.1 Общие рекомендации по охране окружающей среды

При проведении исследования скважин возможно негативное воздействие на окружающую среду. Негативное воздействие может проявляться в виде:

- химического загрязнения почв, грунтов, поверхностных водных объектов и атмосферного воздуха;
- физического нарушения почвенно-растительного покрова, грунтов, природных ландшафтов.

В соответствии с требованиями Федерального закона [26] при исследованиях скважин должны планироваться и выполняться природоохранные мероприятия, снижающие негативное воздействие на окружающую среду.

Выполнение мероприятий по охране окружающей природной среды обеспечивает соответствующее структурное подразделение добывающей организации либо специализированная сторонняя организация. Контроль за соблюдением природоохранных мероприятий осуществляет отдел экологии (экологическая служба) организации.

При осуществлении природоохранных мероприятий должны учитываться специфические особенности процесса исследования скважин. Технические средства и технологии исследования скважин должны учитывать природно-климатические условия района ведения работ и быть направлены на исключение загрязнения или сведение его к минимуму.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду должны предусматриваться следующие типовые мероприятия:

- по охране атмосферного воздуха:

а) исключение выбросов продуктов исследования скважин в атмосферный воздух;  
б) использование технологий и оборудования для исследования скважин, снижающих выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- по охране водных объектов:

а) исключение сброса сточных и загрязненных вод, а также технологических жидкостей в водные объекты;

б) применение технологий и оборудования для исследования скважин, снижающих объемы водопотребления (водоотведения), а также объемы и состав загрязняющих веществ в сточных водах;

- по охране почв, грунтов, ландшафтов:

а) исключение загрязнения почв, грунтов, ландшафтов, нарушения растительного покрова;

б) рекультивация нарушенных участков почв, грунтов, ландшафтов.

Мероприятия по охране окружающей среды при исследовании конкретной скважины или скважин следует предусмотреть в плане (программе) исследования скважины (скважин).

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям действующего федерального законодательства, нормативных правовых актов соответствующего субъекта Федерации и других регламентирующих документов. Перечисление этих документов находится в приложении А настоящих рекомендаций.

### **11.2 Свойства вредных веществ и их воздействие на человека**

Сероводород ( $H_2S$ ) бесцветный термически неустойчивый, ядовитый газ с неприятным запахом, ощущается даже при незначительных концентрациях (1:1000000). Прямой пропорциональности между концентрацией сероводорода и интенсивностью запаха не наблюдается. Температура воспламенения – 246 °С. Плотность – 1,538 кг/м<sup>3</sup>; по отношению к воздуху – 1,912; скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа.

Сероводород – сильный, нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему.

Ощутимый запах сероводорода отмечается при 1,4–2,3 мг/м<sup>3</sup>; значительный запах – при 4 мг/м<sup>3</sup>; при 7–11 мг/м<sup>3</sup> – запах тягостный. Чем больше концентрация сероводорода, тем меньше ощущается запах, вплоть до исчезновения. Возможно, это связано с параличом окончаний обонятельного нерва.



При концентрации 200–280 мг/м<sup>3</sup> наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаза и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При 750 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S наступает опасное отравление в течение 15–20 мин.

При концентрации 1000 мг/м<sup>3</sup> и выше смерть может наступить почти мгновенно. Предельно допустимая концентрация (ПДК) сероводорода в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup> (в смеси с углеводородами C<sub>1</sub>–C<sub>4</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup>.

ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005), в воздухе населенных мест – 0,008 мг/м<sup>3</sup>. Пределы воспламеняемости – от 4,3 % до 45,5 % (объемных).

Сернистый ангидрид (SO<sub>2</sub>, сернистый газ, двуокись серы) – бесцветный газ с острым запахом. Температура кипения – 10 °С. Плотность по отношению к воздуху – 2,2; водный раствор является кислотой.

Сернистый ангидрид действует раздражающе на слизистые оболочки дыхательных путей и глаз; более высокие концентрации вызывают их воспаление, выражающееся в кашле, хрипоте, жжении и боли в горле, груди, слезотечении, носовых кровотечениях. Считают, что смерть наступает от удушья вследствие спазма голосовой щели.

Ощутимый порог запаха сернистого ангидрида – 3 мг/м<sup>3</sup>. Раздражение в горле вызывает концентрация 20–30 мг/м<sup>3</sup>, раздражение глаз – 50 мг/м<sup>3</sup>, при 60 мг/м<sup>3</sup> наблюдается сильное чихание, кашель, 120 мг/м<sup>3</sup> можно выдержать только 3 мин, 300 мг/м<sup>3</sup> – лишь 2 мин.

ПДК сернистого ангидрида в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup>, в воздухе населенных пунктов среднесуточная ПДК равна 0,05 мг/м<sup>3</sup>, максимально-разовая – 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

Низкомолекулярные меркаптаны (RSH) в малых концентрациях обладают запахом, схожим с запахом гнилой капусты, рефлекторно вызывают тошноту, головную боль. При более высоких концентрациях вызывают рвоту, понос, появление белка в крови и моче, судорожное действие. Для некоторых меркаптанов характерно первоначальное возбуждающее воздействие.

ПДК метилмеркаптанов – 0,8 мг/м<sup>3</sup>, этилмеркаптанов – 2 мг/м<sup>3</sup>, в воздухе населенных мест – 9·10<sup>-6</sup> мг/м<sup>3</sup>.

Диоксид углерода (CO<sub>2</sub>) – угольный ангидрид, бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха. Плотность – 1,53 кг/м<sup>3</sup>, скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой.

Диоксид углерода обладает наркотическим воздействием на человека, раздражающе воздействует на кожу и слизистые оболочки,

В малых концентрациях возбуждает дыхательный центр, в очень больших – угнетает. При вдыхании 2,5 % – 5 % CO<sub>2</sub> у человека наблюдается головная боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения, повышенное давление. При более высоких концент-

рациях — потливость, шум в ушах, рвота, психическое возбуждение, снижение температуры тела, нарушение зрения.

Сероуглерод ( $\text{CS}_2$ ) — бесцветная жидкость, частично разлагающаяся на свету, продукты разложения имеют желтый цвет и отвратительный запах. Температура кипения —  $46,3^\circ\text{C}$ , плотность —  $1230\text{ кг/м}^3$ . Растворим в воде, эфирах, спиртах; растворяет серу, жиры, масло. Сероуглерод — сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Раздражающе действует на дыхательные пути, глаза, центральную и периферическую нервные системы. При попадании на кожу действует раздражающе, вызывает обезжиривание, сморщивание, образование пузырей.

Порог восприятия запаха сероуглерода человеком — не более  $0,04\text{ мг/м}^3$ ; при концентрации более  $1000\text{ мг/м}^3$  наблюдаются сильные головные боли, при больших концентрациях — сосудодвигательные расстройства, головокружение, расстройства чувствительности, немота, боль в горле, ощущение «мурашек». При концентрации более  $10000\text{ мг/м}^3$  после нескольких вдохов возможна потеря сознания. ПДК сероуглерода в воздухе рабочей зоны —  $1\text{ мг/м}^3$ .

Метанол ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) — метиловый спирт, древесный спирт — простейший представитель гомологического ряда предельных спиртов; бесцветная легкоподвижная летучая горючая жидкость с запахом, подобным запаху этилового спирта. Плотность  $792,4\text{ кг/м}^3$  (при  $20^\circ\text{C}$ ). Температура кипения —  $64,5^\circ\text{C}$ . С воздухом в объемных концентрациях  $6,72\%$  —  $36,5\%$  образует взрывоопасные смеси; температура вспышки —  $15,6^\circ\text{C}$ . Метанол смешивается во всех соотношениях с водой и большинством органических растворителей, обладает всеми свойствами одноатомных спиртов.

Метанол — сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы человека, с резко выраженным кумулятивным действием, то есть способностью накапливаться в организме. Прием внутрь  $5\text{--}10\text{ мл}$  приводит к тяжелому отравлению, а  $30\text{ мл}$  и более — к смертельному исходу.

ПДК метанола в воздухе рабочей зоны —  $5\text{ мг/м}^3$ , максимальная разовая —  $15\text{ мг/м}^3$ .

Метан ( $\text{CH}_4$ ) — болотный, или рудничный, газ — первый член гомологического ряда насыщенных углеводородов; бесцветный газ без запаха. Температура кипения — минус  $164,5^\circ\text{C}$ ; температура плавления — минус  $182,5^\circ\text{C}$ . Плотность по отношению к воздуху —  $0,554$  (при  $20^\circ\text{C}$ ); горит почти бесцветным пламенем, теплота сгорания  $50,08\text{ МДж/кг}$  ( $11954\text{ ккал/кг}$ ). Метан — основной компонент природных ( $77\%$  —  $99\%$  по объему) и попутных нефтяных ( $31\%$  —  $90\%$ ) газов.

С воздухом метан образует взрывоопасные смеси. При содержании в воздухе до  $5\%$  —  $6\%$  метан горит около источника тепла (температура воспламенения  $650\text{--}750^\circ\text{C}$ ), от  $5\%$  —  $6\%$  до  $14\%$  —  $16\%$  взрывается, свыше  $16\%$  — может гореть при притоке кислорода извне; сниже-

ние при этом концентрации метана может привести к взрыву. Значительное увеличение концентрации метана в воздухе бывает причиной удушья (например, концентрации метана 43 % соответствует 12 %  $O_2$ ). ПДК метана в воздухе рабочей зоны — 300 мг/м<sup>3</sup>.

### 11.3 Оказание доврачебной помощи пострадавшим

Отравление сероводородом вызывает тяжелые заболевания, исход которых зависит от своевременного принятия мер. Основные признаки отравления: нарушение сознания, дыхания, сердечно-пищеварительной деятельности. При отравлении газом возникает расстройство кислородного обмена, приводящее к кислородному голоданию головного мозга.

Первыми признаками отравления сероводородом являются чувство недомогания, слезотечение, жжение в глазах, покраснение глазного яблока и век, слезотечение, раздражение горла, металлический привкус во рту, тошнота. При отравлении сероводородом, сернистым газом необходимо немедленно вызвать скорую помощь, а в необходимых случаях — реанимационную службу. До прибытия врача следует быстро вывести (вынести) пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух или в проветриваемое помещение, удобно уложить, освободить от стесняющей одежды; согреть, очистить полость рта и глотки. Если пострадавший в сознании, необходимо дать понюхать ему нашатырный спирт, напоить крепким чаем или кофе, принять меры, чтобы больной не уснул. При этом лицам, выносящим пострадавшего из загазованной зоны, следует быть в противогазах.

При легких отравлениях сероводородом и раздражении верхних дыхательных путей следует давать теплое молоко с содой или минеральной щелочной водой. При болях в глазах поместить в темную комнату, делать прохладные примочки трехпроцентной борной кислоты ( $H_3BO_3$ ).

При отравлении сернистым газом необходимо промывание глаз, носа; полоскание двухпроцентным раствором пищевой соды; тепло на область шеи. При кашле применять кодеин, тепло-влажные ингаляции 2 % — 3 % раствором пищевой соды (два-три раза в день по 10 мин).

Искусственное дыхание применяется в случае, если у пострадавшего прекратилось дыхание или отсутствует сердцебиение. В дополнение к искусственному дыханию следует применять наружный непрямой массаж сердца. При проведении искусственного дыхания нельзя допускать охлаждение пострадавшего (не оставлять его на сырой земле, каменном, бетонном или металлическом полу).

Отравление меркаптанами. При попадании меркаптанов на кожу их следует смыть теплой водой с мылом, при раздражении слизистой оболочки глаз, рта и носа проводят обильную промывку поврежденного участка водой или 2 % раствором пищевой соды. При попадании меркаптанов в органы дыхания пострадавшему обеспечивают доступ свежего воздуха, покой и вызывают врача.

Отравление метанолом. В действии метанола отмечается следующее: в начале развивается паралич сосудов, затем происходят дегенеративные изменения в зрительных нервах и сетчатке глаз.

В клиническом течении отравления различают периоды опьянения, относительного благополучия, выраженных симптомов отравления. Легкая форма отравления проявляется недомоганием, тошнотой, рвотой, головной болью, болями в животе. Появляется туман перед глазами, потемнение в глазах. При отравлениях средней тяжести (офтальмическая форма) вскоре после тошноты и рвоты нарушается зрение, вплоть до полной слепоты. При исследовании глазного дна отмечается расширение вен и кровоизлияние.

При тяжелой форме отравления развивается сонливость, теряется сознание, учащается пульс, снижается артериальное давление, расширяются зрачки, появляется одышка.

При отравлении метанолом необходимо пострадавшего вывести (вынести) на свежий воздух и обратиться за медицинской помощью. До прибытия скорой медицинской помощи следует принять следующие меры: обеспечить согревание тела; уложить на спину; расстегнуть стесняющую одежду; при необходимости сделать искусственное дыхание.

При попадании метанола в желудок необходимо срочно промыть его и обратиться за медицинской помощью. Лечебные мероприятия направлены на удаление яда из организма и уменьшение внутричерепного давления. Антидотом является этанол, который вводится внутривенно в форме 10 % раствора капельно или 30 % – 40 % раствора перорально из расчета 1–2 г раствора на 1 кг веса в сутки. Следует учесть, что при недостаточно точном диагнозе за отравление метанолом можно принять алкогольную интоксикацию, отравление дихлорэтаном или четыреххлористым углеродом – в этом случае введение дополнительного количества этилового спирта опасно.

Удаление метанола из организма достигается путем промывания желудка 2 % раствором гидрокарбоната натрия. Промывание желудка следует повторять в течение пяти-семи дней. Внутривенно вводят 40 % раствор глюкозы, витамины В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, С и РР. Для уменьшения токсического действия метанола в качестве конкурента назначается этанол внутрь сначала 100 мл 30 % раствора, затем повторно три-четыре раза по 50 мл через каждые 2 ч.

Отравление газом горючим природным. Признаки отравления природным газом: тяжесть в голове, головокружение, шум в ушах, рвота; покраснение кожи, резкая мышечная слабость, усиление сердцебиения; сонливость. При тяжелом отравлении – потеря сознания, непроизвольное мочеиспускание, побледнение/посинение кожи, поверхностное дыхание, судороги.

При отравлении необходимо вынести пострадавшего на свежий воздух; расстегнуть одежду, восстановить проходимость дыхательных путей, следя за тем, чтобы не западал язык; уложить пострадавшего (ноги должны быть выше тела); приложить холод к голове; растереть

тело и грудь, укрыть теплым одеялом и дать понюхать нашатырный спирт. Если начнется рвота, повернуть пострадавшего на бок. При остановке или замедлении дыхания (до восьми вдохов в минуту) провести искусственную вентиляцию легких (чтобы самому не отравиться, вдох делать через мокрую марлевую повязку (носовой платок), а при выдохе пострадавшего отклонять в сторону). При улучшении состояния пострадавшего дать ему обильное питье (чай, молоко, кефир).

#### **11.4 Правила безопасности в процессе проведения исследования скважин и условия допуска к работе**

Скважины исследуют по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом добывающей организации. В плане следует указать допустимый предел снижения давления, гарантирующий от смятия эксплуатационной колонны, с указанием мероприятий по безопасности; исследование скважины следует проводить под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций.

Не разрешается находиться на рабочих местах посторонним лицам без разрешения руководителя работ на объекте или администрации.

Перед началом исследования следует открыть все задвижки на арматуре выше трубной головки за исключением крайних задвижек на струнах. Продувку скважины следует проводить через прочно закрепленную продувочную линию со штуцером и при полностью открытых задвижках на выкидной линии. Для измерений и продувки следует пользоваться только крайними задвижками на струнах, открывая их полностью. При смене диафрагм следует открывать задвижку на продувочной линии и одновременно закрывать задвижку на измерительной линии. Работа через не полностью открытую задвижку не разрешается.

Перед открытием задвижки на одной из струн всех работающих, кроме находящихся у задвижек, следует удалить от устья скважины, измерительной и продувочной линии на безопасное расстояние. Регистрировать показания термометра разрешается только после полного открытия задвижки на измерительной линии.

Перед сменой штуцера и штуцерных патрубков необходимо (после перевода струи на резервный выход и закрытия соответствующих задвижек на рабочем выкиде) снизить давление в струне за штуцером до атмосферного при помощи вентиля, установленного на линии.

Не разрешается подходить к ДИКТ со стороны диафрагмы во время истечения струи газа, а также при внезапном его прекращении.

Глубинные измерения в работающих скважинах допускаются только с применением специального лубрикатора, оборудованного самоуплотняющимся сальником, манометром, отводом с трехходовым краном или заменяющим его устройством. Каждый лубрикатор следует

опрессовать на полуторакратное максимальное давление, по результатам опрессовки следует составить акт. В процессе монтажа и демонтажа головки лубрикатора глубинный прибор следует устанавливать на полностью закрытую буферную задвижку. Перед извлечением глубинного прибора из лубрикатора давление в нем следует снизить до атмосферного через запорное устройство, установленное на отводе.

Конструкция скважины должна обеспечивать беспрепятственное прохождение скважинных приборов и аппаратуры. Длина шаблона должна быть не меньше, а диаметр на  $2 \cdot 10^{-3}$  м больше соответствующих размеров спускаемого в скважину геофизического прибора.

Спускать глубинные приборы при неисправных счетчике глубины и индикаторе массы не разрешается. В случае выхода из строя счетчика глубины во время подъема глубинного прибора дальнейший подъем следует осуществлять ручным приводом. При подъеме глубинного прибора лебедкой с ручным приводом следует включить храповое устройство.

К проведению работ по исследованию скважин допуск лиц моложе 18 лет не разрешается.

Выполнение работ по исследованию скважины следует проводить лицам, прошедшим обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противоданной безопасности.

Инженерно-техническим работникам (ИТР) и операторам, занятым проведением работ по исследованию скважин, следует проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в возрасте до 21 года — ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности для выполнения поручаемой работы.

Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций.

Допуск к работе лиц, не прошедших медицинский осмотр, осуществляется в соответствии с трудовым законодательством.

В пределах профессиональных обязанностей инженерно-техническим работникам и рабочим следует соблюдать правила трудового распорядка, в том числе производственную и трудовую дисциплину; выполнять требования инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, производственной санитарии и пожарной безопасности; быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправности (скважины, инструмента, КИПиА), знать и оперативно реагировать на первые признаки опасности, немедленно сообщать о сложившейся ситуации руководителю, а в необходимых случаях оперативно принимать меры по предотвращению аварий и несчастных случаев, ограничивать и осуществлять вывод людей из опасной зоны, спасение материальных ценностей; уметь пользоваться средствами индивидуальной и коллективной защиты работников, организовывать

доврачебную помощь пострадавшим, четко знать, как и когда следует вызывать скорую медицинскую помощь, пожарную и противопожарную службы.

### 11.5 Правила безопасности при отборе проб и лабораторных анализах

Не разрешается пуск в работу и эксплуатация газоопасных объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на токсичные и взрывоопасные концентрации. Пробоотборник должен быть изготовлен из материалов, стойких к условиям среды и выполнен в искробезопасном исполнении.

Пробы сернистых отложений из резервуаров следует отбирать с разрешения главного инженера организации, эксплуатирующей резервуары. Эту работу следует поручать не менее чем двум специально подготовленным работникам и выполнять в изолирующем противогазе.

Работники, обслуживающие резервуары с сернистым конденсатом, должны быть ознакомлены со специфическими опасностями, характерными для конденсата и обучены пользованию противогазами и другими средствами индивидуальной защиты.

Рабочие помещения лабораторий должны быть оборудованы в соответствии со строительными нормами и правилами, а также с указаниями по строительному проектированию зданий и сооружений газовой промышленности и противопожарными техническими условиями строительного проектирования.

В закрытых помещениях, опасных из-за возможного скопления сероводорода, должен быть организован контроль его концентрации не реже одного раза в смену.

В производственных помещениях содержание газов в воздухе не должно превышать: метан — 0,7 об. %; сернистый газ — 10 мг/м<sup>3</sup>; окись углерода — 20 мг/м<sup>3</sup>; пары бензина (в пересчете на углерод) — 300 мг/м<sup>3</sup>; ртуть — 0,01 мг/м<sup>3</sup>; сероводород (в смеси с углеводородами) — 3 мг/м<sup>3</sup>; метанол (спирт метиловый) — 5 мг/м<sup>3</sup>.

При концентрации газа, превышающей предельно допустимую, работать разрешается только в противогазе (в фильтрующем — на открытом воздухе, в шланговом или изолирующем — в емкостях, колодцах и закрытых помещениях).

Для постоянного контроля за концентрацией сероводорода и углеводородов в помещениях и на площадках с оборудованием и аппаратурой должны быть установлены газоанализаторы со световой и звуковой сигнализацией. Помимо стационарных газоанализаторов необходимо применять переносные приборы.

Во время ремонтных работ степень загазованности рабочего места сероводородом следует проверять при помощи газоанализаторов или химических анализов проб окружающего воздуха.

Герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещении, следует проверять не реже одного раза в смену.

Обнаруженные утечки газа или конденсата через неплотности соединений следует немедленно устранять.

Работы, связанные с наличием в помещениях вредных для здоровья газов, паров, пыли должны проводиться в вытяжных шкафах, оборудованных надежной вентиляцией.

При работах, которые могут сопровождаться взрывом газов или разбрызгиванием едких жидкостей, необходимо использовать предохранительные очки и защитные экраны, а на рабочих местах должно быть обеспечено наличие растворов борной кислоты или соды.

При наличии производственного шума из-за вибрации оборудования, превышающего допустимые санитарные нормы, должны проводиться технические мероприятия по ограничению его воздействия на рабочих.

#### **11.6 Общие требования к безопасности при использовании устройств и комплексов для исследований скважин**

Манометры и другие контрольно-измерительные приборы должны устанавливаться так, чтобы их показания были отчетливо видны персоналу. Манометр должен выбираться так, чтобы предел измерения рабочего давления находился в интервале 30 % – 70 % шкалы и иметь отметку, соответствующую предельнодопустимому рабочему давлению. Манометры должны устанавливаться на стальных трехходовых кранах или игольчатых вентилях.

При измерении в высокотемпературных или агрессивных средах должны устанавливаться мембранные разделители.

Для защиты от тряски или вибрации следует применять амортизаторы или гибкие импульсные трубопроводы, диаметром не менее 6 мм. Контрольно-измерительные приборы должны иметь пломбу или клеймо госповерителя или организации, осуществляющей ремонт и градуировку этих приборов. Контроль за технической исправностью, организация исследований и проверок приборов должны осуществляться в соответствии с действующим регламентом ПР 50.2.002-94 [27] и техническими условиями.

Монтаж и эксплуатация приборов контроля и автоматики должны отвечать требованиям противопожарных правил и инструкций. При монтаже и эксплуатации приборов с радиоактивными изотопами необходимо руководствоваться ОСП 72/87 (СанПиН 4422-87) [28].

Манометры для измерения давлений в ДИКТе и затрубном пространстве должны быть установлены на общем щите, вынесенном в безопасное и удобное для наблюдения место.

При эксплуатации системы КИПиА должен осуществляться контроль за степенью коррозии счетчиков газа и конденсата, регулирующих и запорных клапанов, защитных карманов, устройств для отбора проб. Забор воздуха для этой системы должен проводиться из зон (по высоте и месторасположению), исключающих попадание загрязненного воздуха.



### 11.7 Специальные требования к исследованиям скважин на сероводородосодержащих месторождениях

В открытых местах, опасных из-за возможного скопления сероводорода, должен быть организован контроль за его концентрацией не реже одного раза в сутки.

Газ, содержащий сероводород, при невозможности подключения скважины к газосборной сети в процессе исследования должен отводиться от устья скважины по факельной линии.

Свеча факельной линии должна быть высотой не менее 10 м и быть расположена не ближе 200 м от производственных помещений, не менее 25 м от рабочих мест на промысле и 1000 м от населенных пунктов и автомобильных дорог. Свеча должна быть укреплена не менее чем тремя оттяжками.

Отведенный к стояку газ должен сжигаться, выпуск газа в атмосферу без сжигания не разрешается.

Смена диафрагмы на ДИКТе должна проводиться через 15 минут после закрытия скважины с предварительным проведением анализа на сероводород.

Работники бригад по исследованию скважин должны знать правила безопасности при работе в среде, содержащей сероводород, и приемы оказания первой помощи пострадавшим, иметь при себе во время работы индивидуальные противогазы и индикаторы сероводорода.

При исследовании скважины не разрешается подходить к устью и измерительной линии без противогаза и соответствующей спецодежды.

Продолжительность непрерывной работы в шланговом противогазе не должна превышать 15 минут с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин.

Исследования скважин на сероводородосодержащих месторождениях должны проводиться только через лифтовые трубы.

Глубинные приборы и проволока для спуска должны быть в антикоррозионном исполнении. После извлечения проволоки из скважины и перед ее спуском должно быть проведено испытание проволоки на изгиб и разрыв. В случае уменьшения допустимой прочности и пластичности проволоки дальнейшее применение ее для спуска глубинного прибора в скважину не разрешается.

При высоком содержании сероводорода извлекать глубинные приборы из лубрикатора и разбирать их следует в противогазах.

Освоение скважины воздухом не разрешается и проводится нагнетанием:

- природного или попутного нефтяного газа по согласованию с местным органом Ростехнадзора;
- двух- и многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу;

- инертных (дымовых) газов с содержанием кислорода не более 2 % объема;
- жидкости меньшей плотности, инертной к сероводороду и углекислому газу.

Перед открытием задвижки на одной из струн фонтанной арматуры все работающие, кроме находящихся у задвижек, должны быть удалены от устья скважины и продувочной линии на безопасное расстояние.

Для обеспечения чистоты воздушного бассейна и выполнения требований ОНД 86 [29] освоение скважины должно проводиться при направлении ветра от близлежащих населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов.

Бригада по исследованию скважины должна быть обучена методам отбора проб и проведению экспресс-анализа.

### **11.8 Правила безопасности при работе с ингибиторами гидратообразования**

При подготовке исследования скважин в условиях возможного гидратообразования и с использованием метанола необходимо соблюдать требования Правил [30], Общих санитарных правил [31], СТО Газпром 2-2.3-143.

Тара для хранения метанола маркируется в соответствии с ГОСТ 19433 и ГОСТ Р 12.4.026 знаком опасности «Легковоспламеняющаяся жидкость» (цвет фона знака — красный; символ, наносимый на знаке — черное или белое пламя) и знаком опасности «Яд» (цвет фона знака — белый; символ, наносимый на знаке — череп и две скрещенные кости).

Скважина с метанольной емкостью должна иметь металлическую ограду, высотой не менее 2 м с обшивкой наверху (три ряда по периметру) и в средней части — колючей проволокой. В ограде должно быть два выхода, которые запираются и пломбируются.

Емкости для хранения метанола должны быть оборудованы дыхательными и гидравлическими клапанами и запломбированы. Они должны быть расположены на огражденной площадке под навесом. До закачки метанола необходимо проверить исправность всех узлов метанольной установки, фланцевых соединений, вентилей, предохранительных клапанов, манометров. Повреждения установки должны немедленно устраняться. Не разрешается заполнять метанолом емкость при помощи ведер и прочих сосудов, заполнять ее следует только после доведения давления до атмосферного. Для доступа к метанольной емкости необходимо использовать лестницу.

Если ожидается повышение давления в метанольной емкости выше расчетной величины, то следует установить предохранительный клапан.

### 11.9 Соблюдение мер пожарной безопасности

Устьевое оборудование скважины, площадка ее расположения и прилегающая территория должны содержаться в чистоте и порядке. Не разрешается складирование (хранение) слогаемых материалов, разведение огня и выжигание травы.

В соответствии с действующими нормами во время исследования на площадке скважины должны быть в наличии первичные средства пожаротушения и вывешены таблички с указанием их местонахождения. Не разрешается применять для освещения источники открытого огня.

В пределах прилегающей к скважине территории не допускается движение транспорта без искрогасителей. Используемый при исследовании скважины инструмент должен быть изготовлен из материалов, не дающих искр.

Монтаж и эксплуатация на исследуемой скважине приборов КИПиА должны отвечать требованиям противопожарных правил и инструкций, а также требованиям технической документации.

Не разрешается при исследовании скважины использовать оборудование и установки с неисправностями.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Не разрешается использование для этих целей любых способов с применением открытого огня.

Инструмент и материалы, не имеющие непосредственного отношения к исследовательским работам, должны быть убраны от устья скважины.

Проведение исследований скважины со сжиганием газа на факеле регламентируется ПБ 03-591-03 [32].

### 11.10 Средства защиты работников

В соответствии с требованиями ст. 221 Трудового Кодекса [33] на работах с вредными и(или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и(или) обезвреживающие средства в установленном в организации порядке.

К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты органа слуха, средства защиты глаз, предохранительные приспособления).

Работники не должны допускаться к работе без средств индивидуальной защиты (СИЗ), в неисправной, неотремонтированной, загрязненной специальной одежде и специальной обуви, а также с неисправными средствами индивидуальной защиты.

Газозащитные средства должны быть подобраны по размерам и храниться в специальных шкафах с индивидуальными гнездами с указанием фамилии и инициалов работника. К сумке противогаза должен быть приложен паспорт и прикреплена бирка с указанием фамилии и инициалов работника, а на противогазе должен быть штамп о его исправности и сроке следующего испытания. Противогазы и другие газозащитные средства следует проверять в соответствии с инструкцией по эксплуатации. На рабочих местах должна быть размещена инструкция по проверке, эксплуатации и хранению противогазов и других средств защиты.

Наличие и правильность хранения СИЗ должны проверяться не реже одного раза в месяц ответственным работником вневедомственной газоспасательной службы. Руководитель организации назначает ответственное лицо из числа ИТР для учета сроков эксплуатации, технического освидетельствования и своевременной замены противогазов.

## **12 Порядок оформления документов при подготовке, проведении и представлении результатов исследований скважин**

### **12.1 Планирование и подготовка исследования скважины**

#### **12.1.1 Планирование работ по исследованию скважины**

Исследования скважин проводятся в соответствии с рекомендациями действующего проектного документа по разработке на основании:

- распоряжений (приказов) руководства организации, в ведении которой в соответствии с действующей лицензией находится разведка или разработка месторождения (залежи);
- программ и планов работ по исследованию скважин, утвержденных руководством этой организации.

Исследование скважины проводится в соответствии с приказом по организации и техническим заданием на проведение исследования скважины.

К Приказу прилагаются:

- техническое задание на исследование скважины, составленное службой по исследованию скважин и утвержденное главным геологом (главным инженером) организации;
- акт-допуск на проведение газоопасных работ, утвержденный главным инженером организации.

Техническое задание составляется по форме, разрабатываемой организацией с учетом специфических условий объекта исследования.

Состав технического задания на проведение исследования скважины.

В техническом задании отражаются:

- объект исследования;
- цель исследования;
- программа исследования;
- метод исследования;
- время исследования;
- способы и аппаратура (устройства и комплексы) для измерения расхода газа и жидкости, давления, температуры, количества выносимых твердых частиц;
- периодичность (частота) измерения технологических показателей работы скважины;
- мероприятия по подготовке скважины для проведения исследований;
- состав бригады по исследованию скважин и ответственное лицо за проведение исследования, технику безопасности и охрану окружающей среды.

#### 12.1.2 Подготовка скважины к проведению исследования

Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям обусловлена следующим:

- назначением исследования (первичное, текущее, специальное) и объемом информации, которую необходимо получить в результате его проведения;
- геологическими особенностями залежи, характеристикой пористой среды и получаемой продукции, то есть возможным наличием значительного количества жидкости (конденсационной воды, конденсата, фильтрата), содержанием в газе агрессивных компонентов, разрушением призабойной зоны, образованием в стволе скважины гидратов в процессе исследования, подтягиванием конуса подошвенной воды;
- конструкцией скважины и применяемых глубинных устройств и комплексов;
- степенью освоения месторождения (залежи), то есть наличием наземных коммуникаций по сбору и подготовке углеводородов, которые могут быть факторами, ограничивающими возможности проведения исследования в необходимом диапазоне дебитов и давлений.

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту, перед исследованием оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела.

При первичных исследованиях скважин на газоконденсатных месторождениях следует, если имеются соответствующие возможности в сложившихся на конкретном месторождении условиях, выбрать для исследований высокопродуктивные скважины, причем так, чтобы они

относительно равномерно располагались бы как по площади залежи, так и по разрезу, с тем, чтобы выявить закономерности изменения газоконденсатной характеристики.

Первичные исследования газоконденсатной скважины должны отвечать определенным требованиям:

- скважина перед исследованиями должна быть очищена от продуктов бурения и перфорации;
- в продукции скважины не должна присутствовать пластовая вода;
- депрессия на пласт при исследовании насыщенных залежей не должна превышать 10 % от пластового давления, при исследовании недонасыщенных газоконденсатных систем забойное давление должно быть больше или равно давлению начала конденсации;
- скважина должна работать в безгидратном режиме, так как в ином случае в нее необходимо подавать ингибитор гидратообразования.

Для текущих исследований следует выбирать контрольные скважины в различных частях месторождения. В исследуемой скважине должен быть вскрыт интервал, характерный для конкретного эксплуатационного объекта.

При газоконденсатных исследованиях дебит скважины должен обеспечивать полный вынос жидкости с забоя. Скважина должна находиться в эксплуатации непрерывно не менее трех месяцев. Перед исследованием режим работы скважины не должен меняться в течение двух недель. Скважину следует исследовать на том режиме, на котором она эксплуатируется. Скважины, в которые проникла пластовая вода, не могут использоваться в качестве контрольных, так как вода вытесняет ранее выпавший конденсат, что приводит к искажению результатов ГКИ.

## **12.2 Требования к оформлению и хранению результатов исследований скважин**

### **12.2.1 Оформление результатов исследований**

После проведения исследования скважины проводится обработка полученных данных в соответствии с методами и способами, изложенными в разделах 7 и 8 и методическими указаниями к ним (часть II), составляется отчет об исследовании. Этот отчет подготавливается службой по исследованиям скважин. Его форма разрабатывается организацией в зависимости от характера, объема и методов исследования скважины.

В отчете по исследованию скважины должны быть отражены следующие позиции:

- техническое задание на проведение исследования скважины;
- конструкция скважины;
- данные инклинометрии скважины;
- интервалы вскрытия (перфорации) пласта-коллектора;
- схема оборудования скважины лифтовыми колоннами;

- сведения о забойном оборудовании (наличие и положение пакера, ингибиторного и циркуляционного клапанов, забойного клапана-отсекателя);
- схема оборудования устья скважины при проведении исследования;
- метод проведения исследования;
- последовательность технологических операций и динамика изменения показателей работы скважины при проведении исследования;
- сведения об использованных при исследовании скважины устройствах и комплексов (манометров, термометров, в том числе глубинных, расходомеров, дистанционных приборов и комплексов), акты об их техническом состоянии и акты поверки приборов;
- сведения о неисправностях в обвязке скважины, выявленных в ходе исследования.

К отчету по исследованию скважины прилагаются в электронном виде данные по регистрации дебитов, давлений, температур. Эти данные в обязательном порядке должны быть также в виде таблиц и графиков, образцы которых приведены в приложении В.

По итогам исследования скважин составляются соответствующие акты по формам, приведенным в приложении В.

В отчете могут содержаться рекомендации по дальнейшей эксплуатации добывающих скважин или установлению технологического режима работы новых скважин, а в случае необходимости — о проведении работ по интенсификации притока газа или капитальному ремонту.

#### 12.2.2 Хранение результатов исследований

Хранение результатов исследований осуществляется в виде формирования базы данных по исследованию скважин, которая представляет собой совокупность данных организационного, юридического и технического характера, связанных с планированием, проведением и анализом данных исследования скважин. База данных создается на основании приказа в организации, в котором определяется порядок доступа к ней.

Результаты исследований оформляются в двух вариантах — на бумажных и электронных носителях.

В состав базы данных входят две части — техническая и организационно-юридическая. Хранение материалов осуществляется службой организации, ответственной за проведение исследований скважин.

В технической части должны содержаться следующие сведения и документы:

- копии структурных карт объектов разработки месторождения, утвержденные главным геологом организации;
- компьютерные программы, используемые при проведении и обработке результатов исследования скважин;

- отчеты по исследованию скважин, в том числе акты исследований;
- рекомендации по материалам проведенных исследований.

В организационно-юридической части должны содержаться:

- приказ об организации службы по исследованию скважин (копия);
- положение о службе по исследованию скважин с указанием ответственных лиц за соблюдение требований техники безопасности, охраны недр и окружающей среды (копия);
- действующая инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин;
- методические указания (регламент работ) по проведению исследований скважин;
- должностные инструкции работников службы исследования скважин;
- планы работ по проведению исследований скважин.



**Приложение А**

(справочное)

**Нормативная база комплексных исследований скважин**

Нормативную базу комплексных исследований газовых и газоконденсатных скважин составляют:

- Федеральные законы Российской Федерации, Указы Президента Российской Федерации, постановления Правительства Российской Федерации;
- законодательные акты субъектов Российской Федерации, нормативные и инструктивно-методические акты органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации;
- национальные стандарты (ГОСТ Р) и межгосударственные стандарты, принятые в качестве национальных (ГОСТ), строительные нормы и правила (СНиП), санитарно-гигиенические нормативы (СанПиН), строительные нормы (СН), своды правил (СП) и другие документы федеральных органов исполнительной власти;
- нормативные документы ОАО «Газпром».

В указанных документах определяются:

- лицензирование отдельных видов деятельности;
- требования к недропользователю, возникающие при подготовке и проведении комплексных исследований скважин;
- информационное взаимодействие органов государственной власти различного уровня, юридических и физических лиц;
- требования к планированию, организации, проведению работ по исследованию скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях и использованию их результатов;
- выполнение обязательств Российской Федерации по международным договорам и соглашениям;
- принципы и порядок охраны природной среды;
- обеспечение безопасности работников от вредных техногенных воздействий.

**А.1 Основные международные правовые документы**

1. Конвенция по предотвращению загрязнения моря сбросами отходов и других материалов (Лондонская конвенция, 1972 г.)
2. Конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий (Хельсинки, 17.03.92)
3. Международная конвенция о создании Международного фонда для компенсации ущерба от загрязнения нефтью (Конвенция о фонде 1992 г.)

4. Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (Женева, 13.11.79)

5. Декларация по окружающей среде и развитию (Рио-де-Жанейро, 14.06.92)

6. Руководство по проведению морских работ по нефти и газу в Арктике (принято министрами арктических государств — стран участниц Совета на четвертом совещании министров по охране окружающей среды Арктики, 11–12 июня 1997 г., г. Алта, Норвегия).

## **А.2 Основные документы по планированию и проведению комплексных исследований**

### **скважин**

1. Закон Российской Федерации от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах»

2. Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

3. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

4. ИСО 14532-2001 Газ природный. Словарь

5. ASTM D 2892 Международный стандартный метод испытаний. Метод определения фракционного состава сырой нефти (колонка из 15 теоретических тарелок)

6. ГОСТ 7.12-93 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов на русском языке. Общие требования и правила

7. ГОСТ 8.053-73 Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры, мановакуумметры, вакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры и тягомеры с пневматическими выходными сигналами. Методы поверки

8. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

9. ГОСТ 8.586.1-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

10. ГОСТ 8.586.2-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

11. ГОСТ 8.586.3-2005 (ИСО 5167-3:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

12. ГОСТ 8.586.4-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования
13. ГОСТ 8.586.5-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений
14. ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
15. ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости
16. ГОСТ 400-80 Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия
17. ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава
18. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды
19. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
20. ГОСТ 5066-91 Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации
21. ГОСТ 5152-84 Набивки сальниковые. Технические условия
22. ГОСТ 5632-72 Стали высоколегированные и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки
23. ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле
24. ГОСТ 7372-79 Проволока стальная канатная. Технические условия
25. ГОСТ 11011-85 Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2
26. ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина
27. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
28. ГОСТ 18829-73 Кольца резиновые уплотнительные круглого сечения для гидравлических и пневматических устройств. Технические условия
29. ГОСТ 18917-82 Газ горючий природный. Методы отбора проб

30. ГОСТ 18995.2-73 Продукты химические жидкие. Метод определения показателя преломления
31. ГОСТ 19121-73 Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе
32. ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания
33. ГОСТ 21534-76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей
34. ГОСТ 23781-87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава
35. ГОСТ 28919-91 Фланцевые соединения устьевого оборудования. Типы, основные параметры и размеры
36. ГОСТ Р 51689-2000 Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные мощностью от 0,12 до 400 кВт включительно. Общие технические требования
37. СТО Газпром РД 2.2-164-2005 Методика планирования и отдельного учета добычи пластового и тюменского газа, выпавшего в пласте конденсата и нефти при разработке газоконденсатных месторождений с закачкой сухого газа в пласт
38. СТО Газпром РД 2.2-160-2005 Методика создания постоянно действующих моделей скважин
39. СТО Газпром РД 2.2-161-2005 Методика прогнозирования коэффициента сверхсжимаемости пластового газа в процессе разработки газоконденсатных месторождений
40. СТО Газпром 2-2.3-056-2006 Регламент по проведению экспертизы промышленной безопасности скважин различного назначения подземных хранилищ газа и назначению (продлению) срока их безопасной эксплуатации
41. СТО Газпром 2-3.3-078-2006 Основные правила оценивания надежности скважинного фонда на этапе эксплуатации (сеноман, неоком)
42. СТО Газпром 5.2-2005 Обеспечение единства измерений. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода
43. СТО Газпром 2-3.3-164-2007 Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ) с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС
44. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
45. ПБ 07-601-03 Правила охраны недр
46. ПБ 08-623-03 Правила безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе

47. ПБ 08-621-03 Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах
48. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (утверждена Минприроды России 01.11.05)
49. РД 07-291-99 Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недр
50. РД 07-122-96 Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений (с изм., утвержденными Ростехнадзором России 13.07.06)
51. РД 155-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений
52. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений
53. РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте
54. РД 08-492-02 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов
55. ВРД 39-1.12-065-2002 Регламент составления отчетных документов по авторскому сопровождению разработки месторождений природных газов
56. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений
57. РД 50-213-80 Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами
58. ТУ 25-05-1664-74 Манометры и вакуумметры деформационные образцовые с условными шкалами типов МО и ВО
59. ТУ 29.2-00220285-039-2002 Газосепараторы сетчатые
60. ТУ 14-4-1287-84 Проволока стальная коррозионнотойкая для работы в средах, содержащих сероводород до 6 %
61. ТУ 14-4-1615-90 Проволока стальная коррозионнотойкая для работы в средах, содержащих сероводород и углекислый газ до 25 %
62. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (утверждены Миннефтепромом СССР 15.10.84)
63. Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений (утвержден ОАО «Газпром» 05.02.99)

64. Методика контроля технического состояния эксплуатационных скважин (согласно ВРД 39-1.12-012-2000 ОАО «Газпром», утверждена ООО «ВНИИГАЗ» 15.12.98)

65. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности

66. МИ 2102-90 Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры и вакуумметры деформационные образцовые с условными шкалами. Методика градуирования

67. МИ 2145-91 Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры и вакуумметры деформационные образцовые с условными шкалами. Методика поверки

### **А.3 Охрана природной среды и рациональное использование недр**

1. Земельный кодекс Российской Федерации

2. Федеральный закон от 04.05.99 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

3. Водный кодекс Российской Федерации от 16.11.95 № 167-ФЗ

4. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

5. Федеральный закон от 24.06.98 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»

6. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами

7. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод

8. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

9. ГОСТ 17.1.4.01-80 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах

10. ГОСТ 17.1.5.04-81 Охрана природы. Гидросфера. Приборы и устройства для отбора, первичной обработки и хранения проб природных вод. Общие технические условия

11. ГОСТ 17.4.1.02-83 Охрана природы. Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения

12. ГОСТ 17.4.3.02-85 Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя при производстве земляных работ

13. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель

14. ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации

15. ГОСТ 17.2.1.01-76 Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу
16. ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы. Атмосфера. Метеорологические аспекты загрязнения и промышленные выбросы. Основные термины и определения
17. ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения
18. ГОСТ 17.2.3.01-86 Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов
19. ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ
20. ГОСТ 17.2.6.02-85 Охрана природы. Атмосфера. Газоанализаторы автоматические для контроля загрязнения атмосферы. Общие технические требования
21. ГОСТ 21.204.93 Система проектной документации для строительства. Условные обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта
22. ГОСТ 21.206-93 Система проектной документации для строительства. Условные обозначения трубопроводов
23. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов
24. СТО Газпром 12-2005 Каталог отходов производства и потребления дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром»
25. СТО Газпром 2-1.19-214-2008 Охрана окружающей среды на предприятиях ОАО «Газпром». Производственный экологический контроль и мониторинг. Термины и определения
26. СТО Газпром РД 10-2005 Методические указания по санитарно-химическому контролю воздушной среды на содержание углеводородов на объектах ОАО «Газпром», его дочерних обществ и организаций
27. Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды (утверждены приказом МПР России от 15.06.01 № 511)
28. Инструкция по экологическому обоснованию хозяйственной и иной деятельности (утверждена приказом Минприроды России от 29.12.95 № 539)
29. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель (утверждено постановлением Правительства РФ от 28.11.02 № 846)
30. Положение о порядке осуществления государственного мониторинга состояния недр Российской Федерации (утверждено приказом МПР России от 21.05.01 № 433)

31. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации (утверждено приказом Госкомэкологии России от 16.05.00 № 372)

32. Инструкция по организации и осуществлению государственного контроля за использованием и охраной земель органами Минприроды России (утверждено приказом Минприроды России от 25.05.94 № 160)

33. ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (утверждена Госкомгидрометом СССР 04.08.86)

34. ОНД-90 Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы

35. РД 52.04.306-92 Охрана природы. Атмосфера. Руководство по прогнозу загрязнения воздуха

36. РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы

37. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих

38. ВРД 39-1.13.002-98 Регламент геохимического контроля почв, природных вод при бурении, эксплуатации объектов нефтегазодобычи, подготовки и транспорта газа на Севере Тюменской области

39. ВРД 39-1.13-010-2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «Газпром»

40. ВРД 39-1.13-011-2000 Концепция системы управления охраной окружающей среды на объектах ОАО «Газпром» в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14000

41. ВРД 39-1.13-056-2002 Технология очистки различных сред и поверхностей, загрязненных углеводородами

42. ВРД 39-1.13-081-2003 Система производственного экологического мониторинга на объектах газовой промышленности. Правила проектирования

43. ГН 2.1.6.1339-03 Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

44. СанПиН 42-128-4133-87. Санитарные нормы допустимых концентраций химических веществ в почве

45. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух (издание седьмое) (утвержден ГУ НИИ ЭЧиГОС им А.Н. Сысина РАМН 26.08.08)



46. СанПиН 4630-88 Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения

47. СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения (утверждены Минздравом России 16.07.01)

48. ПНД Ф 14.1:2.5-95. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и сточных водах методом инфракрасной спектроскопии

#### **А.4 Охрана труда и промышленная безопасность**

1. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

2. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

3. СанПиН 2.1.6.1032-01 Атмосферный воздух и воздух закрытых помещений, санитарная охрана воздуха. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест

4. СНиП 11-12-77 Защита от шума

5. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

6. ГН 2.2.4/2.1.8.562-96 Допустимые уровни шума на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

7. ГН 2.2.4/2.1.8.566-96. Допустимые уровни вибрации на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий

8. Основы промышленно-экологической безопасности объектов топливно-энергетического комплекса. Проектирование — строительство — эксплуатация. Нормативно-методическое пособие. — М.: АО «Институт Гидропроект», 1997

## Приложение Б

(справочное)

## Внесистемные единицы измерения

В газовой отрасли (научная литература, нормативные документы, инструкции, правила, проекты, приборы) используются различные единицы измерения. Унификация единиц физических величин в СССР на принципах Международной системы единиц началась в 1955 г.

В настоящее время практически завершены работы по переводу всех научных и технических разработок, средств обучения, измерения и контроля на использование единиц международной системы СИ. Основные и некоторые дополнительные единицы измерения СИ, применяемые при проектировании разработки, эксплуатации скважин, подсчетах запасов, промыслово-геофизических, газоконденсатных и газогидродинамических исследованиях скважин и обработке полученных результатов, приведены в таблицах Б.1 – Б.10.

Таблица Б.1 – Основные единицы СИ и соответствующие им единицы других систем, применяемые при обработке результатов исследований скважин

Наименование величины и ее размерность	Рекомендуемое обозначение	Единицы							Соотношение внесистемных единиц и единиц других систем с единицами СИ
		СИ			внесистемные		других систем		
		наименование	обозна- чение		наименование	обозначение	наименование	обозначение	
			международное	русское					
Длина $L$	$l$	Метр	m	м			Фут, дюйм	ft, in	$1 \text{ ft} = 0,3048 \text{ м},$ $1 \text{ in} = 2,54 \cdot 10^{-2} \text{ м}$
Масса $M$	$m$	Кило- грамм	kg	кг			Фунт	lb	$1 \text{ lb} = 0,45359 \text{ кг}$
Время $T$	$t$	Секун- да	s	с	Минута, час, сутки	мин, ч, сут			$1 \text{ мин} = 6 \cdot 10^1 \text{ с}$ $1 \text{ ч} = 3,6 \cdot 10^3 \text{ с}$ $1 \text{ сут} = 8,64 \cdot 10^4 \text{ с}$
Термодина- мическая температура $\theta$	$T$	Кель- вин	K	K	Градус Цельсия	°C			$t^{\circ}\text{C} = t^{\circ}\text{K} - 273,15 \text{ K}$
							Градус Фарен- гейта ( $t_{\text{F}}$ )	°F	$1^{\circ}\text{F} = 0,556 \text{ K}$
							Градус Ренки- на ( $T_{\text{R}}$ )	°R	$1^{\circ}\text{R} = 0,556 \text{ K}$

Таблица Б.2 – Производные единицы СИ и соответствующие единицы других систем, применяемые при обработке результатов исследований скважин

Наименование величины и ее размерность	Рекомендуемое обозначение	Единицы							Соотношение внесистемных единиц и единиц других систем с единицами СИ
		СИ		внесистемные					
		наименование	обозначение		наименование	обозначение	наименование	обозначение	
			международное	русское					
Площадь $L^2$	$A (S)$	Квадратный метр	$m^2$	$m^2$		Квадратный фут, квадратный дюйм	$ft^2$ $in^2$	$1 \cdot ft^2 = 9,29030 \cdot 10^{-2} m^2$ , $1 in^2 = 6,4516 \cdot 10^{-4} m^2$	
Объем, вместимость $L^3$	$V (v)$	Кубический метр	$m^3$	$m^3$	Литр	л		$1 л = 1 \cdot 10^{-3} m^3$	
Скорость(линейная скорость) $LT^{-1}$	$V, u$	Метр в секунду	$m/s$	$m/c$					
Ускорение (линейное ускорение) $LT^{-2}$	$\alpha$	Метр на секунду в квадрате	$m/s^2$	$m/c^2$		Фут на секунду в квадрате	$ft/s^2$	$1 ft/s^2 = 0,3048 m/c^2$	
Плотность (плотность массы) $L^{-3} M$	$\rho$	Килограмм на метр кубический	$kg/m^3$	$кг/м^3$		Фунт на кубический фут	$lb/ft^3$	$1 lb/ft^3 = 1,60185 \cdot 10^{-1} кг/м^3$	
Сила, вес $LM T^{-2}$	$F$ $G; (W, P)$	Ньютон	$N$	$H$		Килограмм-сила	$кгс$	$1 кгс = 9,80665 H$	
Давление Нормальное механическое напряжение	$P$	Паскаль	$Pa$	$Па$ ( $н/м^2$ )		Килограмм-сила на квадратный метр	$кгс/см^2$	$1 кгс/см^2 = (1 \text{ техн. ат, } кг/см^2) = 9,80665 \cdot 10^5 Па$	
Тангенциальное напряжение $L^{-1}MT^{-2}$	$\sigma$					Физическая атмосфера (760 мм рт. ст.)	$атм$	$1 атм = 1,01325 \cdot 10^5 Па$	
Модуль продольной упругости (модуль Юнга)	$E$					Фунт-сила на квадратный дюйм	$psi$	$1 psi = 6,89476 \cdot 10^3 Па$	

Продолжение таблицы Б.2

Наименование величины и ее размерность	Рекомендуемое обозначение	Единицы						Соотношение внесистемных единиц и единиц других систем с единицами СИ	
		СИ		внесистемные					
		наименование	обозна- чение		наименование	обозначение	наименование		обозначение
			международное	русское					
Динамическая вязкость $L^{-1}MT^{-1}$	$\eta$ (μ)	Паскаль- секунда	Pa·s	Па·с		Пуаз, сантипуаз	П, сП	$1 \text{ П} = 1 \cdot 10^{-1} \text{ Па},$ $1 \text{ сП} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ Па·с}$	
Кинематическая вязкость $L^2T^{-1}$	$\nu$	Квадратный метр на секунду	m <sup>2</sup> /s	м <sup>2</sup> /с		Стокс, сантистокс	Ст, сСт	$1 \text{ См} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с},$ $1 \text{ сСм} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	
Поверхностное натяжение; $MT^{-2}$	$\gamma$ (σ)	Ньютон на метр	N/m	Н/м		Дина на сантиметр, фунт-сила на фут	дин/см lbf/ft	$\text{дин}/\text{см} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ Н}/\text{м},$ $1 \text{ lbf}/\text{ft} = 1,45939 \cdot 10^4 \text{ Н}/\text{м}$	
Работа. Энергия. Потенциальная энергия. Кинетическая энергия. Количество теплоты $L^2MT^{-2}$ .	$W$ (A) $E$ (W) $E_P$ (U, V, Ф) $E_K$ (T, K) $Q$	Джоуль	J	Дж		Килограмм-сила- метр	кгс·м	$1 \text{ кгс·м} = 9,80665 \text{ Дж}$	
						Калория	кал	$1 \text{ кал} = 4,18680 \text{ Дж}$	
						Фунт-сила-фут	(меж- дуна- родная) lbf·ft	$1 \text{ lbf·ft} = 1,35582 \text{ Дж}$	
Внутренняя энергия. Энтальпия	$U$ $H$	Ватт	W	Вт		Британская еди- ница тепла	Btu	$1 \text{ Btu} = 1,05506 \cdot 10^3 \text{ Дж}$	
Мощность; $L^2MT^{-3}$	$N$	Джоуль на кельвин	J/K	Дж/К		Фунт-сила-фут в секунду	lbf·ft/s	$1 \cdot \text{lbf}/\text{s} = 1,35582 \text{ Вт}$	
Теплоемкость; $L^2 M T^{-2} \theta^{-1}$	$C$					Калория на градус Цельсия	кал/°C	$1 \text{ кал}/^\circ\text{C} = 4,1868 \text{ Дж}/\text{К}$	

Окончание таблицы Б.2

Наименование величины и ее размерность	Рекомендуемое обозначение	Единицы							Соотношение внесистемных единиц и единиц других систем с единицами СИ
		СИ		внесис- темные		других систем			
		наименование	обозначение		наименование	обозначение	наименование	обозначение	
			международное	русское					
Удельная теплоемкость $L^2 T^{-2} \theta^{-1}$	$c$	Джоуль на килограмм- кельвин	J/kg·K	Дж/(кг·К)		Калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г·°C)	1 кал/°C = 4,1868 Дж/К	
						Британская единица тепла на фунт-градус Фаренгейта	1 Btu/(lb·°F)	1 Btu/(lb·°F) = 4,1868·10 <sup>3</sup> Дж/(кг·К)	
Теплопроводность $L M T^{-3} \theta^{-1}$	$\lambda$	Ватт на метр- кельвин	W/(m·K)	Вт/(м·К)		Калория в секунду на сантиметр- градус Цельсия	кал/(с·см·°C)	1 кал/(с·см·°C) = 4,1868·10 <sup>2</sup> Вт/(м·К)	
Объемный расход $L^3 t^{-1}$	$Q_v$ ( $V_t$ )	Кубический метр в секунду	m <sup>3</sup> /s	м <sup>3</sup> /с		Литр в минуту	л/мин	1000 м <sup>3</sup> /сут = 1,1574·10 <sup>-2</sup> м <sup>3</sup> /с, 1 л/мин = 1,66(6)·10 <sup>-5</sup> м <sup>3</sup> /с	
Проницаемость пористой среды	$k$	Квадратный метр	m <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>		Дарси, миллидарси	Д, мД	1 Д = 1,01972·10 <sup>-12</sup> м <sup>2</sup> , 1 мД = 1,01972·10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	

Таблица Б.3 – Приставки СИ для образования десятичных кратных и дольных единиц

Наименование		Обозначение приставки		Множитель
		русское	международное	
Кратные	гига	Г	G	$10^9$
	мега	М	M	$10^6$
	кило	к	k	$10^3$
Дольные	санти	с	C	$10^{-2}$
	милли	м	m	$10^{-3}$
	микро	мк	μ	$10^{-6}$

Таблица Б.4 – Коэффициенты пересчета между единицами длины

Единица	Эквивалент				
	м	см	мкм	ft	in
Метр	1	$1 \cdot 10^2$	$1 \cdot 10^6$	3,28	39,37
Сантиметр	$1 \cdot 10^{-2}$	1	$1 \cdot 10^4$	$3,28 \cdot 10^{-2}$	0,3937
Микрометр	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-4}$	1	$3,28 \cdot 10^{-6}$	$3,937 \cdot 10^{-5}$
Фут	0,3048	30,48	$3,048 \cdot 10^5$	1	12
Дюйм	$2,54 \cdot 10^{-2}$	2,54	$2,54 \cdot 10^4$	$8,33 \cdot 10^{-2}$	1

Таблица Б.5 – Коэффициенты пересчета между единицами объема

Единица	Эквивалент				
	м <sup>3</sup>	см <sup>3</sup>	л	ft <sup>3</sup>	in <sup>3</sup>
Кубический метр	1	$10^6$	$10^3$	35,3	$6,10 \cdot 10^4$
Кубический сантиметр	$10^{-6}$	1	$10^{-3}$	$3,53 \cdot 10^{-5}$	$6,10 \cdot 10^{-2}$
Литр (кубический дециметр)	$10^{-3}$	$10^3$	1	$3,53 \cdot 10^{-2}$	61,00
Кубический фут	$2,83 \cdot 10^{-2}$	$2,83 \cdot 10^4$	28,3	1	$1,73 \cdot 10^3$
Кубический дюйм	$1,639 \cdot 10^{-5}$	16,39	$1,639 \cdot 10^{-2}$	$5,79 \cdot 10^{-4}$	1

Таблица Б.6 – Перевод различных единиц в единицы СИ

Параметр	Наименование	Обозначение	Перевод в единицы СИ
Длина	Микрон	мк	$1 \cdot 10^{-6}$ м
	Ангстрем	Å	$1 \cdot 10^{-10}$ м
Масса (атомная единица массы)	По кислородной химической шкале	-	$1,6602 \cdot 10^{-27}$ кг
	По кислородной физической шкале	-	$1,6597 \cdot 10^{-27}$ кг
	По углеродной шкале	-	$1,6606 \cdot 10^{-27}$ кг
Давление	Техническая атмосфера	ат	98066,5 Па
	Килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см <sup>2</sup>	98066,5 Па
	Физическая атмосфера	атм	101325 Па
	Миллиметр водяного столба	мм вод. ст	9,80665 Па
	Миллиметр ртутного столба	мм рт. ст	133,322 Па
	Бар	бар	$1 \cdot 10^5$ Па
Работа, энергия	Киловатт-час	кВт·ч	$3,6 \cdot 10^6$ Дж
	Ватт-час	Вт·ч	3600 Дж
Количество теплоты	Калория международная	Кал	4,1868 Дж
Теплоемкость системы	Калория на градус Цельсия	кал/°С	4,1868 Дж/°С
	Килокалория на градус Цельсия	ккал/°С	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/°С
Удельная теплоемкость	Калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г·°С)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
	Килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг·°С)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
Энтропия системы	Калория на Кельвин	кал/К	4,1868 Дж/К
Тепловой поток	Калория в секунду	кал/с	4,1868 Вт
	Килокалория в час	ккал/ч	1,163 Вт
Теплопроводность	Калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия	кал/(с·см·°С)	$4,1868 \cdot 10^2$ Вт/(м·°С)
	Килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м·°С)	1,163 Вт/(м·°С)
Газовая постоянная	Калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г·°С)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
	Килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг·°С)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
Поверхностное натяжение	Дина на сантиметр	Дин/см	$1 \cdot 10^{-3}$ Н/м
Сила	Дина	Дин	$1 \cdot 10^{-5}$ Н

Таблица Б.7 – Коэффициенты пересчета между единицами давления

Единица	Эквивалент			
	Н/м <sup>2</sup>	мм рт. ст.	дин/см <sup>2</sup>	атм
1 Н/м <sup>2</sup>	1	$0,730062 \cdot 10^{-2}$	10	$0,986923 \cdot 10^{-5}$
1 кгс/см <sup>2</sup>	9,80665	0,0735559	98,0665	$0,967841 \cdot 10^{-4}$
1 техническая атмосфера	$9,80665 \cdot 10^4$	735,559	$9,80665 \cdot 10^5$	0,967841
1 физическая или нормальная атмосфера	$1,01325 \cdot 10^5$	760	$1,01325 \cdot 10^6$	1
1 мм водяного столба	9,80665	0,0735559	98,0655	$0,967841 \cdot 10^{-4}$
1 бар	$10^5$	750,062	$10^6$	0,986923
1 фунт/кв. дюйм	$6,89476 \cdot 10^3$	51,7149	$6,89476 \cdot 10^4$	0,068046
1 фунт/кв. фут	47,878	$3,5911 \cdot 10^3$	478,78	$4,72519 \cdot 10^{-4}$

Таблица Б.8 – Коэффициенты пересчета между единицами силы

Единица	Эквивалент			
	Н	дин	кгс	lbf
Ньютон	1	$10^5$	0,102	0,2248
Дина	$10^{-5}$	1	$1,02 \cdot 10^{-6}$	$2,248 \cdot 10^{-6}$
Килограмм-сила	9,8067	$9,8067 \cdot 10^5$	1	2,2046
Фунт-сила	4,448	$4,448 \cdot 10^5$	0,454	1

Таблица Б.9 – Коэффициенты пересчета между единицами количества тепла

Единица	Эквивалент				
	Дж	Кал	кал <sub>15</sub>	кал <sub>тх</sub>	Btu
Джоуль	1	0,238846	0,238920	0,239006	$9,4781 \cdot 10^{-4}$
Калория международная	4,1868	1	1,00031	1,00067	$3,96829 \cdot 10^{-3}$
Калория 15-градусная	4,1855	0,99969	1	1,00036	$3,97706 \cdot 10^{-3}$
Калория термохимическая	4,1840	0,99933	0,99964	1	$3,96564 \cdot 10^{-3}$
Британская единица тепла	1055,06	251,997	252,075	252,075	1

Таблица Б.10 – Коэффициенты пересчета между единицами энергии

Единица	Эквивалент						
	Дж	эрг	кгс·м	кал	ккал	кВт·ч	lbf·ft
Джоуль	1	$10^7$	0,102	0,239	$2,39 \cdot 10^{-4}$	$2,78 \cdot 10^{-7}$	0,7376
Эрг	$10^{-7}$	1	$1,02 \cdot 10^{-8}$	$2,39 \cdot 10^{-8}$	$2,78 \cdot 10^{-11}$	$2,78 \cdot 10^{-14}$	$7,375 \cdot 10^{-8}$
Килограмм-сила-метр	9,80665	$9,8067 \cdot 10^7$	1	2,343	$2,343 \cdot 10^{-3}$	$2,72 \cdot 10^{-6}$	7,233
Калория	4,1868	$4,1868 \cdot 10^7$	0,42686	1	$10^{-3}$	$1,16 \cdot 10^{-6}$	3,088
Килокалория	$4,1868 \cdot 10^3$	$4,1868 \cdot 10^{10}$	$0,42686 \cdot 10^2$	$10^3$	1	$1,16 \cdot 10^{-3}$	$3,088 \cdot 10^3$
Киловатт-час	$3,6 \cdot 10^6$	$3,6 \cdot 10^{13}$	$3,6 \cdot 10^5$	$8,6 \cdot 10^5$	$8,6 \cdot 10^2$	1	$2,653 \cdot 10^6$
Фунт-сила-фут	1,356	$1,356 \cdot 10^7$	0,138	0,325	0,325	$3,76 \cdot 10^7$	1



## Приложение В

(справочное)

## Примеры составления актов о результатах исследования скважин

## В.1 Форма акта проведения промыслового исследования

Заполнение акта проведения промыслового исследования

Акт проведения промыслового исследования

скважины № \_\_\_\_\_ месторождения

(дата)

Мы, нижеподписавшиеся, \_\_\_\_\_, составили настоящий акт в том, что с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_ г. были проведены исследования скв. \_\_\_\_\_ месторождения \_\_\_\_\_.

Цель: проведение газогидродинамических исследований скважины на различных режимах с определением состава газа, конденсата, определение текущей продуктивной характеристики.

Сведения о скважине:

1. Бурение начато: .....(дата).

2. Бурение закончено: .....(дата).

3. Фактическая глубина скважины .....1570 м.

4. Альтитуда ротора .....47,43 м.

5. Конструкция скважины:

- кондуктор 324×12 мм — 381 м, цемент до устья;

- техническая колонна 245×12 мм — 774 м, цемент до устья;

- эксплуатационная колонна 168×10 мм; 12 мм — 1564 м, цемент до устья, цемент-

ный стакан на глубину 1542 м,  $P_{\text{опр}} = 15,0$  МПа на технической воде. Герметична.

6. Интервал перфорации: .....1344–1398 м, 1417–1460 м.

7. Лифтовые трубы диаметром 114 мм спущены на глубину — ....1421 м.

Подготовительные операции и стандартные газодинамические исследования:

На момент начала исследований скважина находилась в отработке (диаметр диафрагмы — 15,8 мм) после проведения перфорации и вызова притока. Отработка проводилась в течение трех суток.

Техника и технология проведения промысловых исследований:

На первом этапе проведены исследования скважины на семи режимах со сжиганием продукции скважины на факел. Режимы задавались сменой диафрагм на ДИКТе, представляющий собой концевую диафрагму.

I режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 12,7 мм;

II режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 15,8 мм;

III режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 19,05 мм;

IV режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 22,19 мм;

V режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 25,25 мм;

VI режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 22,19 мм;

VII режим – диаметр диафрагмы на ДИКТе – 19,05 мм.

Замер дебита газа осуществлялся с помощью диафрагменного измерителя критического течения (диаметр 100 мм).

Основные параметры работы скважины контролировались с помощью образцовых манометров класса точности 0,4 и термометрами ТН-6. Инструментальные замеры забойного давления и температуры осуществлялись с помощью программно-аппаратного комплекса «Манометр скважинный автономный МИКОН-107».

Предварительные результаты исследований:

Предварительные результаты представлены в таблице В.1 и на рисунке В.1.

По предварительным результатам обработки индикаторной диаграммы (рисунок В.1), коэффициенты фильтрационного сопротивления составили:

$$a = 0,0031 \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут}}; \quad b = 0.$$

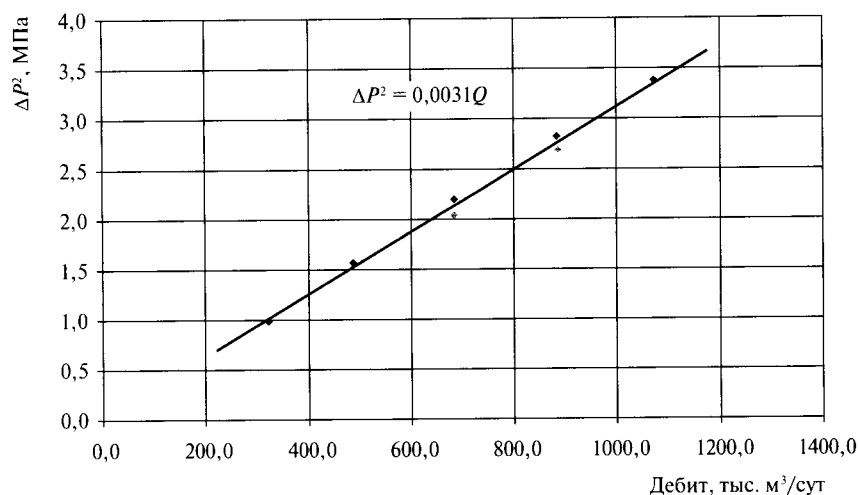


Рисунок В.1 – Зависимость дебита скважины от квадратичной депрессии

Таблица В.1 — Предварительные результаты газогидродинамического исследования скважины

Дата	Время исследования, мин	Диаметр шайбы, мм	Устьевые параметры			Глубинные параметры		Параметры сепарации		ДИКТ		$Q_{гс}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут
			$P_{буф}$ , МПа	$P_{ст}$ , МПа	$t$ , °C	$P$ , МПа	$t$ , °C	$P$ , МПа	$t$ , °C	$P$ , МПа	$t$ , °C		
	20	Статика	12,38	12,41	-	13,789	39,91	-	-	-	-	-	-
	20	12,7	12,31	12,45	11	13,753	40,33	-	-	12,31	12	323,3	-
	20	15,8	12,14	12,46	16	13,732	40,36	-	-	12,1	16	486,8	-
	20	19,05	11,9	12,44	17	13,709	40,42	-	-	11,79	18	685,6	-
	20	22,19	11,49	12,42	18	13,686	40,59	-	-	11,29	21	882,9	-
	20	25,25	11	12,4	18	13,666	40,85	-	-	10,63	21	1073,5	0,667
	20	22,19	11,53	12,43	18	13,691	41,14	-	-	11,33	21	885,8	-
	20	19,05	11,93	12,45	18	13,715	41,21	-	-	11,8	19	684,5	-

Заключение и рекомендации:

По результатам работ отмечается, что исследования выполнены в полном объеме, требуемом для получения необходимой информации о параметрах пласта. Отобраны пробы газа и попутной неуглеводородной жидкости.

Подписи исполнителей:

**В.2 Форма акта проведения по исследованию скважины на газоконденсатную  
характеристику**

**НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ**

**Форма акта  
по исследованию скважины на газоконденсатную  
характеристику**

Скважина : № (УКПГ– )

Объект эксплуатации:

месторождение

Дата проведения исследований:

Исследования и расчеты провели:

Таблица В.2 – Расчет дебита газа сепарации

Дата, время работы на режиме	Диаметр ДИКТа, мм	Давление на ДИКТе, МПа	Температура на ДИКТе, К	Давление критическое, МПа	Критическая температура, К	Относительная плотность	Приведенное давление, МПа	Приведенная температура, К	Коэффициент сжимаемости	Коэффициент, С	Дебит газа сепарации, тыс. м <sup>3</sup> /сут

Таблица В.3 – Результаты промысловых исследований скважин

Дата, время работы на режиме	Диаметр ДИКТа, мм	Давление на устье, МПа	Температура на устье, °С	Давление сепарации, МПа	Температура сепарации, °С	Давление на ДИКТе, МПа	Температура на ДИКТе, К	Время наполнения, с	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит волометанольного раствора, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нестабильного конденсата, м <sup>3</sup> /сут	Дебит стабильного конденсата, м <sup>3</sup> /сут	Коэффициент усадки

Таблица В.4 – Результаты промысловых исследований на газоконденсатность

Номер скважины	Интервал перфорации		Пласт		Диаметр штаннера		Диаметр диафрагмы		Условия на забое		Время работы на режиме		Устьевые условия			Условия сепарации		Депрессия на пласт		Скорость потока у башмака НКТ		Дебит		Коэффициент усадки КГН		Конденсатор газовой фактор	
	м	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	КГН	КГН	К <sub>ус</sub>	q <sub>н</sub>	q <sub>ст</sub>	
1	2	3	4	5	6	мм	МПа	°С	ч	т	Р <sub>т</sub>	Р <sub>з</sub>	Т <sub>у</sub>	Р <sub>с</sub>	Т <sub>с</sub>	ν	Q <sub>г</sub> сеп	Q <sub>к</sub> сеп	КГН	КГН	К <sub>ус</sub>	q <sub>н</sub>	q <sub>ст</sub>				
						мм	МПа	°С			МПа	МПа	°С	МПа	°С	м/с	тыс. м³/сут	м³/сут	м³/сут	ед.	см³/м³	см³/м³	ед.	см³/м³	см³/м³		

Замеренное пластовое давление \_\_\_\_\_, МПа.

Замеренная пластовая температура \_\_\_\_\_, °С.

Таблица В.5 – Исходные данные и результаты расчета дебита газоконденсатной смеси при работе через сепаратор

Дата, время работы на режиме	Диаметр ДИКТа, мм	Дебит газа сепарации, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Плотность стабильного конденсата, кг/м <sup>3</sup>	Молекулярная масса стабильного конденсата, г/моль	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Дебит стабильного конденсата, м <sup>3</sup> /сут	Дебит газоконденсатной смеси, тыс. м <sup>3</sup> /сут

## Обработка (камеральная) газоконденсатных исследований

Таблица В.6 – Результаты разгазирования проб нестабильного конденсата

Номер скважины	Условия сепарации		Объем газа дегазации, л	Объем конденсата, см <sup>3</sup>	Объем контейнера, см <sup>3</sup>	Коэффициент усадки	Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
	давление, МПа	температура, °С						

Таблица В.7 – Физико-химические характеристики газа сепарации

Молекулярная масса газа, г/моль	Плотность газа		Критические параметры		Молекулярная масса C <sub>5+</sub> В, г/м <sup>3</sup>
	относительная	абсолютная, кг/м <sup>3</sup>	давление, МПа	температура, К	

Таблица В.8 – Расчет состава пластового газа и потенциального содержания конденсата

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат, г/моль	Нестабильный конденсат		Пластовый газ	
	% мол.	г/моль	% мол.	г/моль		г/моль	% мол.	г/моль	% мол.
C <sub>1</sub>									
C <sub>2</sub>									
C <sub>3</sub>									
i-C <sub>4</sub>									
n-C <sub>4</sub>									
i-C <sub>5</sub>									
n-C <sub>5</sub>									
C <sub>6+в</sub>									
N <sub>2</sub>									
CO <sub>2</sub>									
He									

**Всего:**

### Потенциал $C_{5+V}$ :

на газ сепарации — \_\_\_\_\_;

на пластовый газ — \_\_\_\_\_;

на «сухой» газ — \_\_\_\_\_.

Коэффициент пересчета газа сепарации на пластовый газ —

Мольная доля газа сепарации в пластовом газе — \_\_\_\_\_.

Мольная доля «сухого» газа в пластовом газе — \_\_\_\_\_.

Таблица В.9 – Результаты дифференциальной конденсации пластового газа

[illegible]

Таблица В.10 – Физико-химические характеристики пластового газа

Молекулярная масса, г/моль	Плотность газа		Критические параметры		Молекулярная масса $C_{5+V}$ , г/моль	Содержание $C_{5+V}$ , г/м <sup>3</sup>
	относительная	абсолютная, кг/м <sup>3</sup>	давление, МПа	температура, К		
-	-	-	-	-	-	-

Таблица В.11 – Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата

Наименование показателей	Значение
Дата отбора пробы	
Условия отбора	
Давление сепарации, МПа	
Температура сепарации, °С	
Фракционный состав	
Температура начала кипения, °С	
10 % перегоняется при $t$ , °С	
20 % – // –	
30 % – // –	
40 % – // –	
50 % – // –	
60 % – // –	
70 % – // –	
80 % – // –	
90 % – // –	
Температура конца кипения, °С	
Отгон, %	
Остаток, %	
Потери, %	
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	
Молекулярная масса, г/моль	



Таблица В.12 – Физико-химическая характеристика десятиградусных фракций конденсата

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход, % масс.			Физико-химические свойства фракций			
	фракции	суммарный		плотность, $\rho_4^{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	Показатель преломления $\eta_D^{20}$	Молекулярная масса	Вязкость при 20 °С
		по фракциям	средний				
НК – 60							
60–70							
70–80							
80–90							
90–100							
100–110							
110–120							
120–130							
130–140							
140–150							
150–160							
160–170							
170–180							
180–190							
190–200							
200–210							
210–220							
220–230							
230–240							
240–250							
250–260							
260–270							
280 – КК							
Остаток выше КК							

Таблица В.13 – Групповой углеводородный состав конденсата

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс.					
		на фракцию			на конденсат		
		аромати- ческих	нафте- новых	мета- новых	аромати- ческих	нафте- новых	мета- новых
НК – 60							
60–95							
95–122							
122–150							
150–200							
200–250							
250–300							
Конденсат							
НК – 200							
НК – 300							

Таблица В.14 – Результаты анализа воды

Наименование показателей	Значение
Дата отбора пробы	
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	
РН	
Содержание хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание гидрокарбонатов, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание карбонатов, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание сульфатов, мг/дм <sup>3</sup>	
Общая жесткость, мг экв./дм <sup>3</sup>	
Содержание кальция, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание магния, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание К+Na, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание иона аммония, мг/дм <sup>3</sup>	
Содержание метанола, % масс.	
Общая минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	
Приведенная минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	

## Библиография

- [1] Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева (утверждена Мингазпромом СССР 14.06.79)
- [2] Стандарт Американского Института нефти 5СТ/ISO 11960      Спецификация на обсадные и насосно-компрессорные трубы. Нефтяная и газовая промышленность. Стальные трубы для использования в качестве обсадных труб или труб для скважин
- [3] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-621-03      Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах
- [4] Закон Российской Федерации от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах»
- [5] Положение о порядке учета запасов полезных ископаемых, постановки их на баланс и списания с баланса (утверждено приказом МПР РФ от 09.07.97 № 122)
- [6] Методические рекомендации по заполнению формы государственного статистического наблюдения № 6-гр (нефть, газ, компоненты), ведению федерального и сводных территориальных балансов запасов (утверждены письмом Минприроды России от 08.10.96 № ВБ-61/2594)
- [7] Инструкция по заполнению формы федерального государственного статистического наблюдения за эксплуатацией газовых скважин № 2-ТЭК (газ) (утверждена постановлением Госкомстата России от 29.05.96 № 244)
- [8] Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа (утверждено ГК «Газпром» 10.05.90)
- [9] Корчажкин Ю.М. Концепция масштабных газоконденсатных исследований: Материалы НТС «Пути совершенствования методики и организации исследований на конденсатность в ОАО «Газпром». — М., 1992
- [10] Долгушин Н.В., Корчажкин Ю.М., Подюк В.Г., Сагитова Д.З. Исследование природных газоконденсатных систем. — Ухта, 1997
- [11] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-624-03      Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

- |   |   |
|---|---|
| <p>[12] Методика выполнения измерений<br/>ООО «ВНИИГАЗ»<br/>МВИ 42 0614.09-06</p>   | <p>Методика выполнения измерений массовой доли нефти и конденсата газового в нефтегазо-конденсатных смесях рефрактометрическим методом</p>  |
| <p>[13] РД 39 0147035-225-88</p>  | <p>Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр (утверждена Миннефтепромом СССР 31.12.87)</p>                       |
| <p>[14] Современные методы исследования нефтей: Справочно-методическое пособие /<br/>Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темялко, Л.И. Хотынцевой. — Л., М.: Недра, 1984</p> |   |
| <p>[15] Международный стандартный<br/>метод испытаний<br/>ASTM D 2892 99</p>  | <p>Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column). Метод определения фракционного состава сырой нефти (колонка из 15 теоретических тарелок)</p> |
| <p>[16] Методика выполнения измерений<br/>ООО «ВНИИГАЗ»<br/>МВИ 12897202.05-02</p>  | <p>Конденсат, нефть, нефтепродукты. Методика выполнения измерений молекулярной массы методом криоскопической осмометрии</p>   |
| <p>[17] Методика выполнения измерений<br/>ООО «ВНИИГАЗ»<br/>МВИ 12897202.03-99</p>  | <p>Конденсат, нефть, нефтепродукты. Методика выполнения измерения молекулярной массы</p>  |
| <p>[18] Рекомендации по метрологии<br/>МИ 2102-90</p>   | <p>Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры и вакуумметры деформационные образцовые с условными шкалами. Методика градуирования</p>                            |
| <p>[19] Рекомендации по метрологии<br/>МИ 2145-91</p>   | <p>Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры и вакуумметры деформационные образцовые с условными шкалами. Методика поверки</p>                                  |
| <p>[20] Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. — М., Наука, 1995</p>   |   |
| <p>[21] Исакович Р.Я. Технологические измерения и приборы. Изд. 2-е, перераб. — М., Недра, 1979</p>   |   |

- [22] Василевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. — М., Недра, 1973
- [23] Василевский В.Н., Петров А.И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего. — М., Недра, 1989
- [24] Инструкция по исследованию газовых скважин (утверждена Госпланом СССР 29.11.60)
- [25] Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества. Изд. 3-е, перераб. и доп. — Л., Машиностроение, 1975
- [26] Федеральный закон от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- [27] Правила по метрологии  
Госстандарта России  
ПР 50.2.002-94  
Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованных методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм (утвержден 01.01.94 Госстандартом России)
- [28] ОСП 72/87 (СанПиН 4422-87)  
Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений (утверждены главным санитарным врачом СССР 26.08.87)
- [29] ОНД 86  
Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий
- [30] Правила перевозки опасных грузов автомобильным транспортом (утверждены приказом Минтранса России от 08.08.95 № 73)
- [31] Общие санитарные правила при работе с метанолом (утверждены Минздравом СССР 18.07.86 № 4132-86)
- [32] Правила безопасности  
Госгортехнадзора России  
ПБ 03-591-03  
Правила безопасной эксплуатации факельных систем
- [33] Трудовой кодекс Российской Федерации

---

ОКС 75.020

Ключевые слова: инструкция, комплексные исследования, газовые скважины, газоконденсатные скважины

---

Корректурa *И.А. Шишковой*

Компьютерная верстка *Ю.Е. Шипилова*

---

Подписано в печать 01.04.2011 г.

Формат 60х84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 450 экз.

Уч.-изд. л. 24,4. Заказ ИД-26117.

---

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.

Тел.: (499) 580-47-42, (499) 580-47-43.

Отпечатано в ООО «Полиграфический комплекс Локус Станди»

