



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Система стандартизации ОАО «Газпром»

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

Р Газпром 086-2010

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

МОСКВА 2011

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

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

Р Газпром 086-2010

Экземпляр
ООО «Газпром ПХГ»

Контрольный
экземпляр

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 Комплексирование методов исследований скважин	1
1.1 Общие положения	1
1.2 Мониторинг технологических параметров	4
1.3 Рекомендации по технологии и периодичности исследований	5
1.4 Комплексирование газогидродинамических, газоконденсатных и геофизических исследований скважин	8
1.5 Обязательный комплекс исследований	9
2 Определение физико-химических и теплофизических свойств многокомпонентных природных газов и газоконденсатных смесей	23
2.1 Составы и основные свойства компонентов газов	23
2.2 Уравнения состояния природных газов и газоконденсатных смесей	64
2.3 Структура и свойства гидратов, методы определения равновесных термобарических параметров гидратообразования	83
3 Определение пластовых и забойных термобарических параметров и дебитов газовых и газоконденсатных скважин	89
3.1 Определение абсолютного давления газа	89
3.2 Модели расчета давления на забое остановленной и работающей скважины	89
3.3 Расчет потерь давления в клапанах-отсекателях	100
3.4 Расчет давления и температуры стационарного неизотермического движения газовой и газоконденсатно-нефтяных систем по стволу скважины с учетом фазовых переходов	107
4 Обработка и интерпретация результатов газогидродинамических исследований газовых и газоконденсатных скважин	109
4.1 Исследование скважин при установившейся фильтрации газа	109
4.2 Технология исследования скважины на установившихся режимах фильтрации	113
4.3 Обработка результатов исследования скважины на установившихся режимах фильтрации	116
4.4 Особенности проведения исследований при установившихся режимах фильтрации	124
4.5 Исследование скважин при неустановившейся фильтрации	138
4.6 Ускоренные методы исследования скважин с длительной стабилизацией давления и дебита на установившихся режимах фильтрации	164

4.7 Подходы к определению параметров пласта с помощью функции влияния	175
4.8 Зондирование пласта с применением функции влияния	181
4.9 Комбинирование методов исследования скважин при установившейся и неустановившейся фильтрации для определения параметров пласта	184
4.10 Особенности исследования скважин в порово-трещинных коллекторах	186
4.11 Определение параметров пласта по данным реагирования скважины	189
5 Проведение газоконденсатных исследований и обработка их результатов	193
5.1 Влияние истории эксплуатации скважины на результаты газоконденсатных исследований	193
5.2 Влияние режима работы шлейфа на результаты газоконденсатных исследований эксплуатационных скважин	195
5.3 Особенности исследования на газоконденсатность низкопродуктивных пластов с длительной стабилизацией давления и дебита	198
5.4 Методика определения состава пластового газа и потенциального содержания конденсата при двухступенчатой сепарации	198
5.5 Прогноз распределения конденсата в системе двухступенчатой сепарации	204
5.6 Особенности исследования пластовых систем, находящихся в околокритическом состоянии	207
5.7 Определение типа залежи	207
5.8 Учет влияния ряда факторов на коэффициент извлечения конденсата	209
5.9 Обоснование газоконденсатных параметров и характеристик для подсчета запасов, составления проектов разработки и контроля за разработкой	212
5.10 Прогноз выхода и качества товарных фракций конденсата при разработке месторождений	226
5.11 Графоаналитические методы определения параметров газоконденсатных характеристик	227
6 Подбор контрольно-измерительных приборов, устройств и комплексов для исследования газовых и газоконденсатных скважин	241
6.1 Устьевые автономные манометры-термометры и телеметрические комплексы	242
6.2 Глубинные автономные манометры-термометры и комплексы	245
6.3 Основные метрологические характеристики датчиков давления	250
6.4 Расходомерия	251
6.5 Глубинные лебедки	261
6.6 Передвижные сепараторные установки	266
6.7 Баллоны. Поршневые и проточные контейнеры	268

7 Использование результатов газогидродинамических и газоконденсатных исследований при обосновании технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин	272
7.1 Выбор технологического режима эксплуатации скважин и контроль за режимом.....	274
7.2 Обеспечение устойчивой работы скважин в условиях разрушения призабойной зоны	276
7.3 Технологический режим эксплуатации скважин в условиях образования песчано-жидкостных пробок	278
7.4 Температурный технологический режим работы вертикальных скважин	282
7.5 Технологический режим эксплуатации вертикальных газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой	283
7.6 Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов	288
7.7 Обоснование и выбор технологического режима работы горизонтальных газовых скважин	293
7.8 Использование результатов исследования на установившихся режимах фильтрации для обоснования технологического режима работы горизонтальных скважин	304
7.9 Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки.....	306
Приложение А (справочное) Глоссарий (краткий терминологический справочник).....	310
Приложение Б (справочное) Перечень программ для определения пластового и забойного давлений, дебитов скважин по газу и жидкости, параметров пласта, интерпретации кривой восстановления давления (КВД), кривой стабилизации давления (дебита) (КСД) и индикаторных линий, распределения давления и температуры по стволу скважины, технологического режима эксплуатации скважин, фазового состояния природных газоконденсатных систем	313
Библиография	318

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. Мизин, И.А. Гриценко, Г.С. Федорова, Т.П. Анненкова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»); Д.А. Мариков, 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. Торощин, 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 II**

Дата введения — 2011-04-29

**Методические указания по проведению, обработке данных и использованию
результатов комплексных исследований газовых и газоконденсатных
скважин**

1 Комплексирование методов исследований скважин

1.1 Общие положения

Для каждого конкретного района, площади, месторождения, конкретной скважины или группы скважин в соответствии с проектными условиями строительства и эксплуатации, а также с особенностями геологического строения залежи рекомендуется составлять проектный комплекс исследований, подлежащий обязательному выполнению.

Проектный комплекс должен обеспечивать эффективное решение соответствующих задач и конкретизировать состав методов исследований, их объем и охват скважин на площади.

Проектный комплекс исследований в составе проектных документов на геологическое изучение недр, разработку газовых и газоконденсатных месторождений согласовывается органами государственного геологического контроля, осуществляющими надзор и контроль их выполнения.

Комплекс исследований выбирается в соответствии с назначением скважин, геологическими и техническими условиями их строительства и эксплуатации. В комплексы включают методы, освоенные в отечественной практике. По мере освоения и апробации новых методов комплексы могут дополняться.

В современных условиях комплексы должны быть ориентированы на применение цифровой компьютеризованной техники и комбинированных скважинных приборов (модулей).

В период геолого-разведочных работ на газоконденсатном месторождении (ГКМ) в обязательном порядке проводится комплекс, включающий четыре основных вида исследований:

- петрофизические исследования: необходимые для изучения литологических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород;

- геофизические исследования (ГИС): необходимые для изучения строения и свойств вскрытых скважиной горных пород, выявления и оценки содержащихся в породах флюидов;

- газодинамические исследования (ГДИС): получение информации о термобарических параметрах пласта и термобарических параметрах работы скважины с последующим расчетом фильтрационных свойств коллектора;

- газоконденсатные исследования (ГКИ): изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ) газоконденсатной залежи.

Первые три вида исследований изучают породу-коллектор, а ГКИ изучают флюид.

Задачи комплексных исследований

При проведении исследований должны быть получены следующие данные о скважине, продуктивных пластах и насыщающих их флюидах:

- оценки параметров режима работы скважины;
- значения фильтрационно-емкостных свойств коллектора (гидропроводности, пьезопроводности, проницаемости, продуктивности);
- данные о типах и местоположении неоднородностей и границ в пласте, обусловленных литологическими и тектоническими особенностями строения залежи;
- параметры энергетического состояния системы «скважина-пласт» — пластовые давления, депрессии;
- характеристики качества совершенства вскрытия пласта и состояния призабойной зоны скважин;
- состав пластовой углеводородной (УВ) системы, ее фазовое состояние, потенциальное содержание в ней как различных компонентов, так и групп компонентов.

Информация, полученная в результате проведения комплекса исследований, используется для решения следующих геолого-промысловых задач:

- оптимизации режима и способа эксплуатации скважины и пластов;
- уточнения геологического строения залежи;
- оценки энергетического состояния залежи;
- оценки качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважины;
- контроля эффективности мероприятий воздействия на пласт;
- определения балансовых и извлекаемых запасов C_5H_{12+B} и других компонентов УВ системы;
- изменения в процессе разработки потенциального содержания в УВ системе как различных компонентов, так и групп компонентов;

- определения товарной характеристики целевых продуктов;
- изменения в процессе разработки товарной характеристики целевых продуктов.

При обосновании комплекса и методов обработки результатов исследований для конкретного объекта выполняется анализ достоверности и оценка границ применимости перечисленных методов. При анализе учитывают особенности проведения измерений (технологические дебиты, состав и стабильность притока, возможные периоды простоя скважин).

Исполнителями и потребителями комплексных исследовательских работ и их составляющих могут являться недропользователи и организации, выполняющие комплексные исследовательские работы на основании разрешений, выданных в установленном порядке органами управления государственным фондом недр.

Производителями комплексных исследовательских работ и их составляющих могут являться геофизические организации (при выполнении геофизических исследований в скважинах), нефтегазодобывающие организации (подразделения – ЦИИПРы, ЦНИЛы, исследовательские центры), научно-исследовательские и проектные организации (подразделения – центры, отделы, лаборатории, партии) и другие организации, имеющие лицензии на осуществление соответствующих видов деятельности, связанных с комплексным изучением и использованием недр.

Методические основы комплексирования исследований приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Принципы комплексирования и этапы изучения геолого-геофизических характеристик пласта и флюидов

Методы изучения	Задачи, изучаемые геолого-геофизические характеристики и данные	Этапы освоения, согласованность и синхронность времени сбора данных, исполнители
1	2	3
Сейморазведка	Структуры, стратиграфия, реперные горизонты, флюиды, межскважинные неоднородности, разрывы, сбросы	Поиск и разведка, инженеры-геофизики
Геология	Закономерности осадконакопления, литология, структура, разрывы и трещины	Разведка, открытие и разработка, инженеры-геологи
Каротаж	Глубина, литология, толщины пластов, пористость, флюидонасыщенность, контакты (ВНК, ГНК, ГВК), корреляция между скважинами	Разведка, открытие и разработка, геологи, петрофизики, инженеры
Отбор кернов	Тип коллектора, насыщенность, пористость, проницаемость, неоднородность пласта	Бурение, геологи, инженеры, буровики, разработчики и специалисты лабораторий
Специальные	Относительная проницаемость, капиллярное давление, сжимаемость пор, гранулометрия, распределение пор по размерам	Открытие и разработка, инженеры-геологи, разработчики, специалисты лабораторий

Окончание таблицы 1.1

Методы изучения	Задачи, изучаемые геолого-геофизические характеристики и данные	Этапы освоения, согласованность и синхронность времени сбора данных, исполнители
1	2	3
Газоконденсатные исследования	КГФ, пробы	Открытие и разработка. В период ГРП ГКИ проводятся после ГДИС, во время разработки ГKM – до ГДИС
Лабораторные физико-химические и термодинамические исследования проб пластовых флюидов	Состав пластового газа, коэффициент усадки КГН, потенциальное содержание компонентов, давление начала конденсации, коэффициент извлечения конденсата, объемный коэффициент в пластовых условиях, сжимаемость воды, нефти, газа, вязкость, растворимость газов, химический состав воды, фазовые превращения, удельный вес, структурно-механические (реологические) свойства	Открытие, оконтуривание, разработка и добыча, инженеры-разработчики и специалисты лабораторий РVT и химии-аналитики
Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	Пластовые давления, гидропроводность, геометрические размеры пласта, наличие разрывов и непроницаемых границ, коэффициенты продуктивности и приемистости, остаточная нефтенасыщенность, скин-фактор	Открытие, оконтуривание, разработка, добыча и нагнетание жидкостей и газов, инженеры по разработке и добыче
Добыча и нагнетание	Текущая промысловая информация (ТПИ), текущие и накопленные дебиты нефти, газа и воды, а также дебиты нагнетаемых воды и газа, профили отдачи и приемистости	Добыча и нагнетание в процессе разработки, промысловые инженеры по добыче и разработке
Финансово-экономический анализ	Результаты финансово-экономических расчетов получения информации о пласте и эффективности ее использования	Финансово-экономические службы, инженеры-экономисты и разработчики

1.2 Мониторинг технологических параметров

Основные требования к охвату и периодичности исследований и замеров, обеспечивающие необходимую полноту и качество исходных данных для текущего мониторинга работы скважин и подземного оборудования, представлены в таблице 1.2.

Мониторинг термобарических технологических параметров рекомендуется осуществлять с использованием стационарных информационно-измерительных систем либо автономных систем измерения.

Мониторинг эксплуатационных параметров в скважине рекомендуется проводить с помощью стационарных систем (СИИС), помещаемых в скважину на длительный срок и позволяющих получить большой объем надежной информации. Дистанционные средства измерения СИИС представляют собой многопараметрические комплексные приборы на кабеле, позволяющие проводить длительные измерения в скважине в режиме реального времени. Подобные системы рекомендуется использовать для специальных технологических и гидродинамических исследований.

Таблица 1.2 – Рекомендуемая периодичность текущих исследований скважин

Типы и объекты исследований	Задачи				
	Оценка коэффициентов фильтрационных сопротивлений	Измерение забойного давления	Измерение пластового давления		Контроль ГКХ
	Добывающие скважины		Пьезометрические скважины	Контрольные скважины	
1	2	3	4	5	6
1 Начальная стадия разработки					
Охват, %	25	100	100	100	100
Периодичность	1 раз в год	4 раза в год	1 раз в год ²⁾	10 раз в год или непрерывно ¹⁾	1 раз в год
2 Стадия промышленной разработки					
Охват, %	20	100	100	100	100
Периодичность	1 раз в год	2 раза в год	1 раз в год ²⁾	8–10 раз в год или непрерывно ¹⁾	1 раз в год
3 Стадия падающей добычи					
Охват, %	15	100	100	100	100
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год ²⁾	10 раз в год или непрерывно ¹⁾	1 раз в год
¹⁾ Индивидуальный контроль с помощью стационарных информационно-измерительных систем (СИИС).					
²⁾ Замер глубинным манометром.					

Автономные системы мониторинга СИИС спускаются в скважину на проволоке либо непосредственно встраиваются в элементы конструкции (например, помещаются в карман лифтовых труб или крепятся к муфтам обсадной колонны с помощью специальных якорных устройств на период освоения или определенный период после проведения ремонтных работ в скважине).

Мониторинг газоконденсатной характеристики рекомендуется осуществлять с использованием полнопоточных сепарационных установок, смонтированных на устье контрольных скважин. В начальный период разработки возможно проводить ГКИ через контрольный сепаратор, смонтированный на площадке УКПГ (УППГ).

1.3 Рекомендации по технологии и периодичности исследований

Газогидродинамические исследования эксплуатационных газовых скважин проводят по технологиям исследований при установившейся (ИД) и неуставившейся фильтрации (КВД, КСД) и многоцикловым технологиям ИД-КВД, ИД-КСД. Манометр при измерениях должен находиться на забое в непосредственной близости от исследуемого пласта. Для учета нелинейной зависимости дебита от депрессии количество режимов для метода ИД должно быть не менее пяти. С целью контроля выноса жидкости из пласта и газожидкостного потока в стволе рекомендуются синхронные измерения давления на устье и на забое.

Гидродинамические исследования горизонтальных скважин. В длительно простаивающих горизонтальных скважинах рекомендуется регистрировать КСД запуска длительностью не менее 10–15 суток. Продолжительность предшествующего простоя должна превышать длительность КСД в 3–5 раз. Регистрация КВД может быть проведена только после длительного (не менее 2–3 месяцев) периода стабильной работы. Продолжительность периода КВД должна быть не менее 10–15 суток. Регистрацию КСД и КВД выполняют на отметке, непосредственно выше горизонтальной части ствола ГС. В ГС рекомендуется проведение ГДИС в пилотном стволе, включающих два цикла исследований: сначала с частичной перфорацией объекта (вскрытая толщина – 10 % – 20 % от эффективной), затем после полного вскрытия. При невозможности проведения ГДИС в пилотном стволе необходимо использовать альтернативные источники определения параметра проницаемости в зоне исследований (например, оценки в соседних скважинах).

Гидропрослушивание (ГДП) относится к числу наиболее распространенных межскважинных исследований, проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта в межскважинной области. При ГДП проводят синхронные работы в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления. В качестве возмущающей используют действующую либо простаивающую добывающую или нагнетательную скважину.

До начала исследований действующая добывающая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10–15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (остановки, пуска, изменения расхода). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или (при сложной геометрии исследуемого пласта) оценкой характера взаимодействия скважин с помощью секторного гидродинамического моделирования (с помощью сертифицированного программного обеспечения). Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие или специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины. Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями как минимум 10–15 суток. При выборе реагирующих скважин необходимо обязательно соблюдать следующие условия: спуск манометра под уровень жидкости, наличие связи скважины с пластом.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись изменения во времени давления на забое. Регистрация давления начинается не менее чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины и продолжается в течение расчетного времени реагирования,

которое обосновывается с помощью гидродинамического моделирования. За его значение принимается минимальное время, при котором аномалия давления в скважине превышает пороговое значение на 0,01–0,02 МПа. Время исследования должно превышать указанное время в 3–5 раз.

В сложных условиях исследований (например, в случае недостаточной длительности выдержки реагирующей скважины или нестабильной работе возмущающей скважины) рекомендуется использовать циклическое возмущение. В этом случае осуществляют периодическое изменение расхода возмущающей скважины. Количество циклов изменения расхода — не менее двух, продолжительность циклов — от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от фильтрационных параметров пласта (уточняется при планировании конкретного исследования).

Пьезометрические скважины контрольного фонда предназначены для контроля текущего пластового давления эксплуатируемого месторождения, использование в качестве пьезометрических скважин эксплуатационного фонда не допускается. В пьезометрических скважинах должны отсутствовать межпластовые перетоки по негерметичному заколонному пространству. С целью контроля технического состояния в пьезометрических скважинах не реже чем раз в два года рекомендуется выполнять исследования методами ГИС-контроля. Комплекс методов должен в обязательном порядке включать термометрию и методы оценки герметичности цементного камня и обсадных колонн. Рекомендуемая периодичность замеров пластового давления — 2–3 раза в год при охвате всего фонда пьезометрических скважин. В процессе непосредственных измерений забойного давления проводится непрерывная запись параметра длительностью не менее 3–5 часов.

Опорная сеть эксплуатационного фонда скважин предназначена для обеспечения необходимой представительности газогидродинамических исследований. Скважины опорной сети должны быть расположены равномерно по простиранию пласта с учетом его геологических особенностей. Фонд эксплуатационных скважин опорной сети должен составлять не менее 25 % от общего фонда на начальной стадии разработки месторождения, а в стадии падающей добычи — не менее 10 %.

Сеть контрольных скважин эксплуатационного фонда предназначена для обеспечения необходимой представительности газоконденсатных исследований. Скважины контрольной сети должны быть расположены равномерно по простиранию пласта с учетом его геологических особенностей.

В состав опорной сети не могут быть включены скважины, вскрывающие совместно несколько эксплуатируемых объектов. В скважинах должны отсутствовать межпластовые перетоки по негерметичному заколонному пространству. С целью контроля технического состояния в скважинах опорной сети должны выполняться исследования методами ГИС-контроля

не реже чем раз в два года. Комплекс ГИС-контроля должен в обязательном порядке включать термометрию и методы оценки герметичности цементного камня и обсадных колонн.

1.4 Комплексирование газогидродинамических, газоконденсатных и геофизических исследований скважин

При контроле за разработкой месторождения газогидродинамические исследования должны использоваться в комплексе с геофизическими методами, включая геофизический контроль разработки в обсаженном фонде скважин, а также геофизические методы в открытом стволе (ГИС-бурение). Комплексирование в первую очередь необходимо при подборе оптимального режима и способа эксплуатации скважины, оценки качества вскрытия пласта и состояния призабойной зоны, определении фильтрационных параметров пласта и уточнении геологического строения резервуара.

ГИС-бурение используется для литологического расчленения разреза, определения типа и структурных особенностей коллектора, выявления непроницаемых пропластков, оценки эффективной толщины, начальной насыщенности, емкостных свойств и их распределения по разрезу. Эти методы также применяют для построения геологической модели пласта и выбора адекватной модели интерпретации результатов газогидродинамических исследований.

Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин (ГИС-контроль) используют с целью установления наличия гидродинамической связи пласта и скважины, оценить величину работающей толщины пласта, получить данные о текущем насыщении пласта и составе продукции, уточнить параметры технологического режима работы скважины для достоверного расчета фильтрационных параметров по результатам газогидродинамических исследований.

На основе данных о наличии межпластовых перетоков и их интенсивности, получаемых с помощью исследований ГИС-контроля, принимается решение о возможности и достоверности количественной интерпретации газогидродинамических исследований или обосновывается поправка, связанная с заколонным движением.

Запланированные в скважине комплексные газогидродинамические и газоконденсатные исследования и ГИС-контроль рекомендуется совмещать по времени.

Существуют некоторые отличия комплексирования ГКИ и ГДИС для периода разведки и периода разработки. В период разведки ГКИ необходимо проводить после или во время ГДИС, поскольку выбор режима работы скважины при ГКИ выбирается по результатам ГДИС. В период разработки ГКИ следует проводить до изменения режима работы скважины.

1.5 Обязательный комплекс исследований

Рекомендуется соответствующим службам по исследованиям составлять и утверждать у руководства организации обязательный комплекс исследований по контролю за разработкой месторождений. Такие комплексы могут быть типовыми (для группы разрабатываемых объектов) или индивидуальными (только для данного объекта).

В номенклатуру «Обязательных комплексов» не включают исследования скважин, выходящих из бурения, с помощью испытателей пластов на трубах и виды исследований, которые предусмотрены специальными дополнительными программами. Все исследования, включаемые в «Обязательный комплекс», осуществляются в соответствии с действующими руководящими и нормативными документами.

Эффективное ведение контроля и регулирования процессов разработки месторождений требует не только комплексного использования информации о пласте и скважинах, полученных по данным разного вида исследований: газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических. Оно требует комплексного подхода на всех стадиях решения проблем контроля с момента их возникновения:

- планирование исследований, составление программ комплексных работ на скважине, на месторождении, их последовательности;
- совместное проведение разных видов исследований как единого процесса, то есть их комплексирования, когда это возможно;
- комплексная интерпретация, анализ результатов исследований и оценка их достоверности, обобщения всех полученных данных и рекомендации по их хранению в банке данных.

Для примера в таблице 1.3 приведен комплекс исследований применительно к нефтяным месторождениям.

При планировании и проведении исследовательских работ в процессе разработки месторождения необходимо выполнять все технологические условия исследований, чтобы результаты каждого исследования могли быть использованы как для решения текущих проблем по контролю разработки, так и при подготовке материалов для составления проектных документов на разработку месторождений.

Для примера в таблице 1.4 приведены комплексы исследований.

Таблица 1.3 – Комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений

Виды измерений и исследований скважин																								
Типы комплексных исследований		Промысловые гидродинамические методы исследования скважин																			ТПИ, ГИРС, ГХИ		ГИРС	
		Текущая промысловая информация																						
		Дебит (приемистость) жидкости		Обводненность продукции	Газовый фактор		Забойное давление $P_{зab}$				Платовое давление $P_{пл}$				Метод восстановления давления		Метод установившихся отборов		Профиль притока, источники и интервалы обводнения	Профиль поглощения				
Низкодебитное (до 5 т/сут)	Среднедебитное (5–25 т/сут)						Высокодебитное (более 25 т/сут)	Безводные (до 2 %) и высо- кообводненные (более 90 %)	Низко- и среднеобводнен- ные (2–90 %)	При $P_{пл} > P_{нас}$	При $P_{пл} < P_{нас}$	Буферное $P_{буф}$ и межтрубное $P_{зат}$ давление	Забойное давление $P_{зab}$	Платовое давление $P_{пл}$	Метод восстановления давления	Метод установившихся отборов	Профиль притока, источники и интервалы обводнения	Профиль поглощения			Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	Контроль положения ГНК и оценка изменения нефтенасыщенности	Отбор и анализ проб потупной воды	Отбор и анализ глубинных проб нефти
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
Действующие добывающие, в т.ч.																								
фонтанные		D	C	B	D	C	L	E	B	E1	F1	K1	N1/M	N2/M3						F				
газифтные		D	C	C	D	C	L	E	B	E1	F	K	N1/M	N2/M3						F				
оборудов. ЭЦН		D	C	C	D	C	L	E	F	E1	F	K	N	N2/M3						F				
оборудов. ШГН		D	C	C	D	C	L	E	F	E1	F	K	N	N2/M3						F				
Действующие нагнетательные				E					B	F1/K	K/F	NM	N/M		N3						A	N		
Контрольные																								
пьезометрические											F/K						O		F					
наблюдательные							L	L			F					K1	K1	K1	N					
Водогазорные				C					B										F					
При проведении ремонта или ГТМ																								

Окончание таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
С изменением режима эксплуатации или сменой оборудования	До начала работ	Р	Р	Р	Р			Р		Р	Р	Р	Р	Р							
	После проведения работ	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р			Р	Р	Р	Р							
С изменением состояния призабойной зоны	До начала работ	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р		Р	Р	Р	Р	Р							
	После проведения работ	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р			Р	Р	Р	Р							
С изоляцией или приобшением пластов	До начала работ	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р		Р	Р	Р	Р	Р				Р	Р		
	После проведения работ	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р			Р	Р	Р	Р	Р	Р		Р	Р		

Условные обозначения:

Р — разовые исследования; П — профилактические; А — один раз в сутки; В — один раз в три дня; С — один раз в семь дней; D — два раза в месяц; Е — один раз в месяц; F — один раз в квартал; К — один раз в полугодие; L — один раз в год; М — один раз в два года; N — для первой стадии один раз в год; O — для второй стадии.

Примечания

1 Исследования рекомендуется проводить со следующим процентом охвата указанной категории скважин: 1 — 100 %, 2 — 50 %, 3 — 3–5 %.

2 Рекомендации в числителе относятся к начальной стадии разработки — стадии слабой изученности залежи, а в знаменателе — стадии достаточной изученности, стадии возможного сокращения объемов.

Таблица 1.4 – Комплексы исследований при решении задач на различных этапах разработки газовых и газоконденсатных месторождений, подземных хранилищ газа

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
1 УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ЗОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ				
1.1 Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины				
1 Границы продуктивных толщин при опробовании	Информация методов исследований в открытом стволе вместе с данными методов оценки приток-состава, ОПТ, ОПК	КВД, ИД	Отборы проб для оценки состава флюида, анализ керна	Разведочные скважины. Поэтапное опробование путем установок пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков). На этапе опробования
2 Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании прямых неэлектрических методов оценки насыщения	Информация методов исследований в открытом стволе вместе с данными методов НК, ИНК, С/О, ШАМ, МНА		Анализ проб флюида и керна	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения
3 Глубины (отметки) пластов терригенного разреза скважины	ГК, ЛМ			Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении любых исследований ГИС-контроля
4 Глубины (отметки) карбонатного разреза скважины	НМ, ЛМ			Все скважины с карбонатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении любых исследований ГИС-контроля
5 Геотермический градиент в долго простаивающих скважинах, интервалы залегания многомерзлых пород	ТМ			Наблюдательные (глухие) или долго простаивающие скважины. Фоновая съемка. Повторные (временные) исследования геотермии нецелесообразны
1.2 Определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве				
1 Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования	Информация методов открытого ствола вместе с данными методов оценки притока, состава, ОПТ, ОПК	КВД, ИД	Информация анализа проб в разных скважинах, анализ керна	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование путем установок пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
2 Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве	ВСП	Гидропрослушивание	Закачки ИВ	Группы (пары) скважин, включающие возмущающие и реагирующие. Исследования по специальной программе. На этапе создания ПХГ
II КONTPOЛЬ ЗА BЫPAБOTKОЙ ПЛACTOB				
II.1 Oпpeдeлeниe пpoфиля пpитoкa или пpиемистocти, oцeнки coстaвa пpитoкa				
1 Пpoфиль (интepвaлы) пpитoкa гaзa	Р_Г, ТИ, ТМ, ШИ			Добывающие газовые скважины на месторождениях или объекты ПХГ. Замеры в динамике. Охват – до 50 %, периодичность – от 1 года
2 Дeбиты (интepвaльные) пpитoкa гaзa	PM_Г, PУ			Добывающие газовые скважины или объекты ПХГ. Замеры в динамике. Охват – до 50 %, периодичность – от 1 года
3 Гидpaвличecкиe пoтepи в лифтe пpи пoтoкe гaзoжидкocтнoй cмecи в интepвaлe oцeнки coстaвa пpитoкa	PM_Г, MN			Добывающие газовые скважины, обводняющиеся объекты ПХГ. Охват – до 20%, периодичность – по обстановке
4 Пpoфиль (интepвaлы) пpиемистocти гaзa	PM, Г, ТИ, ТМ, ШИ			Объекты ПХГ, нагнетательные скважины по газу при сайклинг-процессе. Охват – до 50 %, периодичность – от 0,5 года
II.11 Oпpeдeлeниe нaчaльнoгo, тeкyщeгo или ocтaтoчнoгo нeфтe- и гaзoнaсыщeния плacтa				
1 Начaльнaя нeфтeгaзoнaсыщeннocть	НК, ИНК, C/O, ШAM		Образцы керна	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газonosных)
2 Начaльнaя гaзoнaсыщeннocть	НК		То же	То же

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
3 Текущая нефтегазонасыщенность	НК, ИНК, С/О, ШАМ			Контрольные (наблюдательные) глухие скважины. Периодичность от 3–6 мес. (при прослеживании фронта обводнения) до 1–3 лет (на завершающем этапе разработки)
4 Текущая газонасыщенность	НК			То же плюс добывающие скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин)
5 Изменение нефте-, газо-, водонасыщенности за период времени	Временные замеры НК, ИНК			То же плюс эксплуатационный фонд скважин. Охват до 10 %
6 Положение ГВК	НК, временные ТМ			-«-
7 Положение ГНК	НК, временные ТМ			-«-
III ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА				
III.1 Оценки энергетических свойств пласта				
1 Устьевое давление (буферное, трубное и межтрубное)	Текущие замеры во времени			Эксплуатационный фонд скважин. Ежедневные наблюдения
2 Забойное давление		Замеры во времени МН, в отдельных случаях – перерасчеты по устьевым давлениям перед КВД, после КПД (КСД), в процессе ИД		Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения геофизических исследований. Охват – до 100 %, периодичность – от 0,5–1 года. Опорная сеть скважин – ежеквартально
3 Пластовое давление	РМ	Замеры во времени в кровле пласта МН, КВД или ИД		То же

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
4 Депрессия (репрессия) на пласт(ы)	То же	КВД, ИД		-«-
5 Фактическая фазовая (по конденсату, по газу) удельная продуктивность скважины		ИД, КВД		То же для добывающих газовых и газоконденсатных скважин
6 Динамические изменения фактической фазовой продуктивности в скважине (во времени)	Динамический (временной) анализ на ЭВМ всех результатов исследований по отдельной скважине			Эксплуатационная скважина. Временные исследования (любая периодичность)
7 Изменения фактической фазовой продуктивности по площади (объему) залежи	Площадной (пространственный) анализ на ЭВМ результатов геофизических, газогидродинамических и газоконденсатных исследований для всех скважин, эксплуатирующих объект (пласт, залежь)			Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват не менее 20—30 %, периодичность — порядка 0,5—1 год
8 Коэффициент потенциальной продуктивности скважины по газу, конденсату	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания плюс текущая информация о вытеснении газа из пласта			Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающая залежь. Охват не менее 50 %, периодичность — порядка 0,5—1 год
9 Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения	То же плюс гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки			То же

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
III. II Оценки фильтрационных свойств пласта				
1 Гидропроводность дальней зоны пласта	Замеры во времени МН, РМ	КВД, КСД, ИД (только в отсутствие скин-фактора), циклы исследования при неустановившейся фильтрации		Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват до 100 %, периодичность – порядка 0,5–1 год
2 Проницаемость дальней зоны пласта (с учетом работающей эффективной толщины)	Замеры во времени МН	То же		То же
3 Гидродинамические связи продуктивных толщин по вертикали в дальней зоне пласта		Гидропрослушивание ГДП	Прослеживание зачек ИВ	Эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины. По программе спец. исследований
III. III Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне				
1 Гидропроводность ближней зоны пласта	Замеры во времени в кровле пласта МН	КВД, КПД		Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват – до 100 %, периодичность – порядка 0,5–1 год
2 Коэффициент призабойной закупоренности	Замеры во времени в кровле пласта МН	То же		То же
3 Скин-фактор, анализ его составляющих	Замеры во времени в кровле пласта МН	То же		-«-
4 Коэффициент гидродинамического совершенства скважины	Замеры во времени в кровле пласта МН	То же		-«-

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
IV ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ				
IV.I Оценки работ элементов подземного оборудования				
1 Герметичность пакера	ЭХ, ГГД или ШИ в динамике	Устьевые давления		Добывающие скважины (газовые или с раздельной эксплуатацией объектов). В процессе других исследований ГИС-контроля или по специальной программе
IV.II Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины				
1 Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной или лифтовой колонне)	ЭХ или ВЛ, РИ, МН, ПЛ, ТИ			Добывающие скважины. В процессе ГИС-контроля с определением приток-состава
2 Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной или лифтовой колонне)	ВЛ, РИ, МН, ПЛ, РМ_Г(Ж), ТИ, ТМ			Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ГИС-контроля с определением приток-состава
IV.III Определение межпластовых перетоков				
1 Интервалы (кровля – подошва) межпластовых перетоков	Серия ТМ, ШИ, ШС, а также активные способы: ГМ (с закачкой ИВ), ИНМ (с закачкой МВ)			Добывающие скважины. В процессе ГИС-контроля с определением приток-состава (см. п. II.1, III) или в процессе технического контроля
2 Пространство межпластовых перетоков	То же и методы оценки притока в стволе	КВД, ИД – для установления факта перетока		То же
3 Направления межпластовых перетоков	Серия ТМ, МНА, ШС, а также активные способы: ГМ (с закачкой ИЗ), ИНМ (с закачкой МБ)			-«-

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
4 Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через перфорированные интервалы)	МНА, НК или ИНК – для газа, дополнительно информация ГИС по открытому стволу. ШС, ЛВД		Анализ проб флюида, геохимическая корреляция	-«-
5 Дебиты заколонных потоков (для дебитов свыше 0,5 м³/сут по жидкости или 500 тыс. м³/сут по газу)	Серия ТМ			-«-
IV.IV Определение суммарных фазовых расходов скважины				
1 Суммарный расход скважины по газу	РМ_Г	Замеры на сепараторе		Добывающие газовые скважины. В процессе ГИС-контроля с определением притока-остава (см. п. II.I)
2 Суммарные фазовые дебиты газожидкостной продукции для работающей скважины (включая ее обводненность)	РМ_Г, МН, ТМ или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ПЛ (МН), ВЛ	Замеры на сепараторе	Исследования проб для оценки газоконденсатного фактора, состава конденсата и воды	Добывающие газовые скважины. В процессе ГИС-контроля с определением притока-остава (см. п. II.I)
V ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ				
V.I Уточнение положения элементов конструкции				
1 Муфты обсадных и лифтовых колонн	ЛМ, ГГД, ЭМД			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю
2 Траектория ствола скважины	ИН_ГИ			Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
3 Искусственный забой	Шаблонирование, ЛМ, ГК			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
4 Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)	ЛМ, МК, ЭМД, ГГД или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю или по специальной программе
5 Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования	ПО, ЛМ, АКД			Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварии
V. II Оценки состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов)				
1 Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике			Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
2 Коррозия сильная	МК, ЭМД, ГГД			Старый фонд эксплуатационных скважин. Охват — до 100 %
3 Коррозия слабая	ГГД, САТ, скважинное видео			Фонд эксплуатационных скважин. Охват — до 10 % в процессе других мероприятий технического контроля
V. III Выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра				
1 Перфорация (интервалы), отдельные негерметичности лифтовой и эксплуатационной обсадной колонны	ЛМ, ГГД, ЭМД, МК, а также активные способы: серия ГМ с закачкой ИЗ, РИ с закачкой МВ, ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости			Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность колонн
2 Негерметичности других обсадных колонн (технической, промежуточной и пр.)	ЭМД			Фонд эксплуатационных скважин. При подозрениях на аварийное техническое состояние
V. IV Контроль качества цемента				
1 Наличие (полное или частичное) цемента в колонном пространстве	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ			Фонд обсаженных скважин. Охват — 100 %. После выполнения цемента

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплексы газоконденсатных и геохимических исследований и керны	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
2 Содержание цемента по направлениям	ГГЦ, АКЦ, ШАМ			То же
3 Сцепление цемента с породой и колонной	АКЦ, ШАМ			Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность цементного камня и заколонные перетоки
4 Качество цемента колонны	ШАМ			То же
5 Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов	В динамике методами: ТМ, ШИ, ШС			-«-
VI КОНТРОЛЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ				
VI.1 Оценки эффективности очистки забоя				
1 Удаление с забоя жидкости (воды)	ВЛ, МН, РИ, ПЛ, ТИ			Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2 Удаление с забоя механических примесей	Шаблонирование			То же
VI.2 Оценки эффективности вскрытия пласта				
1 Охват продуктивного пласта перфорацией (качество и степень вскрытия пласта)	ЛМ, ГГД, ЭМД, МК и дополнительно – методы оценки притока в динамике	Дополнительно – методы газогидродинамических исследований для оценки гидродинамического совершенства		Эксплуатационные скважины. После проведения перфорационных работ

Продолжение таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплекс газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
2 Эффективность изоляции пласта после КРС (герметичность «пластыря» в месте бывшего фильтра)	МК, САТ, а также активные способы (ГМ с закачкой РИ) или методы оценки насыщения в ближней зоне (ИНК, ШАМ) или ТМ, МН и методы оценки притока (приемистости) в динамике	Дополнительно – методы газогидродинамических исследований для оценки гидродинамической связи между пластом и скважиной		Эксплуатационные скважины. После проведения изоляционных работ службой КРС
3 Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков	ТМ, МН и методы оценки притока (приемистости) в динамике	Дополнительно – методы газогидродинамических исследований для оценки гидродинамической связи между пластом и скважиной		Нагнетательные скважины (ПХГ). По программе специальных мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляция высокопроницаемых толщин)
VI.III Оценки эффективности очистки призабойной зоны				
I Эффективность кислотной обработки	НМ, ТМ, методы оценки притока	ИД, КВД		Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
VI.IV Оценки эффективности воздействия на пласт				
I Эффективность гидроразрыва пласта	ТМ, МН, методы оценки притока, ШАМ	ИД, КВД		Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
VI.V Оценка эффективности других мероприятий по техническому состоянию скважины				
I Эффективность установки цементного моста	ТМ, методы оценки притока			Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий

Окончание таблицы 1.4

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплексы методов промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)	Методы газогидродинамических исследований (способ измерения и метод обработки)	Комплексы газоконденсатных и геохимических исследований флюида и керна	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность и другое для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
Примечание АКЦ – акустическая цементометрия; ВЛ – влагомер (диэлькомер); ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование; ГГД – гамма-гамма дефектометрия; ГГЦ – гамма-гамма цементометрия (СГДТ); ГДП – гидропрослушивание (межскважинное); ГК – гамма-каротаж интегральный; ГМ – гамма-метод; ЗУ – устьевые замерные установки (фазовых дебитов, устьевых давлений, температур и пр.); ИВ – индикаторные вещества; ИД – индикаторная диаграмма; ИЗ – радиоактивные короткоживущие изотопы; ИНГИ – инклинометрия гироскопическая; ИНК – импульсный нейтронный каротаж; КВД – кривая восстановления забойного давления; КВУ – кривая восстановления забойного давления (спектральная); ЛМ – локация движения вод электромагнитная (профилеметрия обсаженных скважин); МН – замер давления глубинным манометром; МНД – метод наведенной активности; МК – микрокавернометрия (профилеметрия обсаженных скважин); МН – замер давления глубинным манометром; МНА – метод наведенной активности; НК – методы стационарного нейтронного каротажа; ОПК – опробование пластов приборами на кабеле; ОПТ – опробование пластов приборами на трубах; ПЛ – плотностемер (гамма-гамма); ПО – прихватоопределитель; РИ – резистивиметр индукционный; РМ – расходомер механический (РГД для жидкости) или метан для газа; РУ – расходомерия ультразвуковая; САТ – скважинный акустический телевизор; С/О – углеродно-кислородный каротаж; ТМ – термометрия; ШАМ – широкополосный акустический метод волновой (ВАК); ШИ – шумоиндикатор (шумомер); ШС – шумометрия-спектрометрия; ЭМД – электромагнитная дефектоскопия; ЭХ – эхолотация уровней.				

2 Определение физико-химических и теплофизических свойств многокомпонентных природных газов и газоконденсатных смесей

2.1 Составы и основные свойства компонентов газов

2.1.1 Критические параметры природных газов и их компонентов

Критические параметры природного газа (давление, температура, плотность, объем) определяются как псевдокритические по составу газа.

Для определения $P_{п.кр}$ и $T_{п.кр}$ газовых смесей газоконденсатных месторождений рекомендуется использовать формулы

$$P_{п.кр} = \frac{K}{J^2}; \quad (2.1)$$

$$T_{п.кр} = \frac{K}{J}, \quad (2.2)$$

где

$$K = \left[\frac{\sum x_i T_{кр.i}}{P_{кр.i}^{0,5}} \right]^2;$$

$$J = \frac{1}{3} \frac{\sum x_i T_{кр.i}}{P_{кр.i}} + \frac{2}{3} \left[\sum x_i \left(\frac{T_{кр.i}}{P_{кр.i}} \right)^{0,5} \right]^2.$$

Газовые смеси могут состоять из неполярных и полярных соединений. К неполярным соединениям относятся все углеводородные компоненты газа, азот и углекислый газ. К полярным соединениям относятся пары воды, сероводород и вводимые в поток газа метанол и соляная кислота.

Если содержание полярных превышает 5 % мольных, то псевдокритические параметры следует определять по формулам

$$P_{п.кр} = T_{п.кр} \sum_{i=1}^n \frac{x_i Z_{кр.i}}{J^2}; \quad T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j (T_{кр.i} T_{кр.j})^{0,5}; \quad (2.3)$$

$$J^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \left[0,5 \left(\frac{Z_{кр.i} T_{кр.i}}{P_{кр.i}} \right)^{\frac{1}{3}} + 0,5 \left(\frac{Z_{кр.j} T_{кр.j}}{P_{кр.j}} \right)^{\frac{1}{3}} \right]^3, \quad (2.4)$$

где $Z_{кр.i}$ — коэффициент сверхсжимаемости i -го компонента при критических давлении $P_{кр}$ и температуре $T_{кр}$ этого компонента.

Вопрос о коэффициенте сверхсжимаемости детально рассматривается ниже (п. 2.2.1).

Если содержание конденсата в составе газоконденсатной смеси превышает 300 г/м³, то псевдокритические параметры рекомендуется вычислять по формулам

$$P_{п.кр} = \frac{Z_{п.кр} R T_{п.кр}}{v_{п.кр}}; \quad (2.5)$$

$$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{x_i x_j v_{ij} T_{kij}}{v_{п.кр}}, \quad (2.6)$$

где $v_{ij} T_{kij} = (v_{кр.i} T_{кр.i} v_{кр.j} T_{кр.j})^{0,5};$

$$v_{п.кр} = 0,25 [\sum x_i v_{кр.i} + 3(\sum x_i v_{кр.i}^{2/3})(\sum x_i v_{кр.i}^{1/3})]; \quad (2.7)$$

$$Z_{п.кр} = 0,291 - 0,08 \omega_{см}, \quad (2.8)$$

где $\omega_{см} = \sum x_i \omega_i;$

$v_{кр.i}$ — мольный объем i -го компонента в критической точке, равный произведению удельного объема на молекулярную массу;

$Z_{п.кр}$ — псевдокритический коэффициент сверхсжимаемости при $P_{п.кр}$ и $T_{п.кр}$;

$\omega_{см}, \omega_i$ — ацентрический фактор для смеси и i -го компонента соответственно (п. 2.1.1).

Физико-химические свойства компонентов природного газа приведены в таблице 2.1.

2.1.2 Ацентрический фактор

Для характеристики реальных газов необходимо учесть параметры, связанные с молекулярным взаимодействием.

Для учета дополнительных нецентричных сил между молекулами газа несферической формы введен дополнительный параметр, названный ацентрическим фактором. Он является одним из параметров, оценивающих отклонения газов со сложной формой молекул от простых газов со сферической формой молекул. Значения ацентрического фактора для отдельных компонентов газов приведены в таблице 2.1.

Приблизительно этот фактор для компонентов газов может быть определен формулой

$$\omega_i = 0,4286 \frac{\lg \left(\frac{P_{кр.i}}{P_{ат}} \right)}{\frac{T_{кр.i}}{T_{кип.i}} - 1} - 1, \quad (2.9)$$

где $T_{кип.i}$ — температура кипения i -го компонента, значение которой определяется из таблицы 2.1;

$P_{ат}$ — атмосферное давление, МПа.

Если содержание высококипящих углеводородов C_{5+} в газе не превышает 1 % мольных, то критические параметры этой группы могут быть заменены критическими параметрами нормального гептана. При содержании C_{5+} , превышающем 1 %, следует эту группу углеводородов заменить фракцией товарного конденсата и рассматривать их как компоненты смеси.

Если в составе газа содержится до 50 % кислых компонентов (CO_2 и H_2S) и концентрация каждого из них не превышает 25 %, то можно использовать приближенные формулы

$$P_{п.кр}^* = \frac{P_{п.кр} T_{п.кр}^*}{T_{п.кр} + x_{H_2S}(1 - x_{H_2S})\varepsilon}; \quad T_{п.кр}^* = T_{п.кр} - \varepsilon; \quad (2.10)$$

$$\varepsilon = 14x_{H_2S}^{-0,36} x_{CO_2}^{0,8} + 0,8x_{H_2S}^{0,7}, \quad (2.11)$$

где x_{H_2S} , x_{CO_2} — мольные доли H_2S и CO_2 в составе газа;

$P_{п.кр}$, $T_{п.кр}$ — псевдокритические давление и температура.

2.1.3 Плотность газа

Плотность газа при стандартных условиях ($P_{ст} = 1,01325 \cdot 10^5$ Па / 760 мм рт. ст.; $T_{ст} = 293,15$ К (20 °С)) может быть определена по формуле

$$\rho_{ст} = \frac{M}{u_{ст}} = \frac{M}{24,04}, \quad (2.12)$$

где M — молекулярная масса газа.

Для более точного определения плотности отдельных компонентов и смеси газов следует использовать равенства:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^n x_i M_i; \quad v_{см} = \sum_{i=1}^n x_i v_i; \quad \rho_{см} = \frac{M_{см}}{v_{см}}, \quad (2.13)$$

где x_i — мольная доля i -го компонента;

M_i — молекулярная масса i -го компонента;

v_i — объем одного моля i -го компонента.

Значения M_i и v_i приведены в таблице 2.1. Как видно из этой таблицы, объем одного моля различных компонентов, входящих в состав природных газов, меняется от $20,87 \cdot 10^{-3}$ м³/моль для n -пентана и i -пентана до $22,71 \cdot 10^{-3}$ м³/моль для n -октана.

Плотность газов зависит от состава, давления, температуры и при заданных давлении и температуре определяется по известной плотности при стандартных условиях по формуле

$$\rho = \rho_{ст} \frac{P T_{ст}}{P_{ат} Z T}, \quad (2.14)$$

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

Таблица 2.1 – Физико-химические свойства компонентов природного газа
при $P = 0,1013$ МПа

Параметр	Метан	Этан	Пропан	<i>n</i> -бутан	<i>i</i> -бутан	<i>n</i> -пентан	<i>i</i> -пентан	<i>n</i> -гексан	<i>n</i> -гептан	<i>n</i> -октан	Азот
Химическая формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₆ H ₁₄	<i>n</i> -C ₇ H ₁₆	<i>n</i> -C ₈ H ₁₈	N ₂
Молекулярные:											
масса	16,043	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151	86,178	100,198	114,22	28,016
объем	22,36	22,16	21,81	21,75	21,50	20,87	20,87	22,42	22,47	22,71	22,404
Плотность, кг/м ³ :											
при $T = 273,16$ К	0,717	1,356	2,010	2,668	2,703	3,457	3,457	3,845	4,459	5,030	1,250
при $T = 293,16$ К	0,668	1,263	1,872	2,486	2,518	3,221	3,221	3,583	4,155	4,687	1,165
в жидком состоянии при температуре кипения	416	546	585	582	600	625	637	664	—	—	—
Объем в газовой фазе после испарения жидкости, приведенный к $T = 273,16$ К, м ³ /м ³	442,1	311,1	272,9	229,4	237,5	204,6	206,6	182	—	—	—
Газовая постоянная, м ² /°С	52,95	28,19	19,23	14,95	14,95	11,75	11,75	9,89	8,46	7,42	30,26
Критические параметры:											
плотность, кг/м ³	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2	469,65	460,39	507,35	540,15	568,76	126,26
температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13	425,16	3,435	3,448	3,072	2,790	2,535	3,465
давление, МПа	4,695	4,976	4,333	3,871	3,719	—	—	—	—	—	—
удельный объем, м ³ /кг	0,0062	0,0047	0,0044	0,0043	0,0044	0,268	0,269	0,264	—	—	—
молярный объем, 10 ⁻⁶ м ³ /моль	99,5	148,0	200,0	263,0	255,0	345	345	413	282	320	91,5
коэффициент сверхсжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	5,769	5,769	5,909	8,880	7,541	3,681
Параметры потенциалов:											
ϵ/k , К	140	236	206	217	208	269	269	423	288	333	91,5
σ , Å	3,808	4,384	5,420	5,819	5,869	6,099	6,057	5,916	7,00	7,407	3,681
δ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фактор ацентричности	0,0104	0,0986	0,1524	0,1849	0,2010	0,2539	0,2223	0,3007	0,3498	0,4018	0,040
Коэффициент динамической вязкости при $T = 273,16$ К, мПа·с	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069	0,0069	—	—	—	—	—	—
Температура, К:											
кипения	111,86	184,56	230,90	263,06	272,66	300,96	309,26	341,86	371,56	398,86	77,36
плавления	90,66	100,66	—	128,16	138,16	113,26	143,46	177,86	182,56	216,36	63,16
Теплоемкость при $T = 273,16$ К, Дж/(кг·град.):											
при постоянном давлении, C_p	0,5172	0,3934	0,3701	0,3802	0,3802	0,3805	0,3805	0,3827	0,3846	0,3856	0,24
при постоянном объеме, C_v	0,3936	0,3273	0,3252	0,3466	0,3466	0,3533	0,3533	0,3600	0,3652	0,3686	0,1770
Теплопроводность при $T = 273,16$ К, (Вт/м·град.)	0,026	0,016	0,013	0,011	0,010	0,0106	0,0106	0,0096	0,0092	0,0084	0,020
Теплота при $T = 273,16$ К, кДж/кг:											
испарения	570	490	427	352	394	—	—	—	—	—	—
плавления	60,8	95,2	80,0	77,6	75,5	—	—	—	—	—	—

Окончание таблицы 2.1

Параметр	Воздух	Водяной пар	Кислород	Водород	Сероводород	Двуокись углерода	Окись углерода	Гелий	Аргон	Ртуть
Химическая формула	—	H ₂ O	O ₂	H ₂	H ₂ S	CO ₂	CO	He	Ar	Hg
Молекулярные:										
масса	28,96	18,016	32,00	2,016	34,082	44,011	28,011	4,00	39,95	200,59
объем	22,40	23,45	—	22,43	22,14	22,26	22,41	—	—	18,019
Плотность, кг/м ³ :										
при T = 273,16 К	1,293	0,768	1,429	0,0899	1,539	1,977	1,250	0,178	1,784	13,595
при T = 293,16 К	1,205	0,750	1,331	0,0837	1,434	1,842	1,165	0,166	1,662	13,546
в жидком состоянии при температуре кипения	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Объем в газовой фазе после испарения жидкости, приведенный к T = 273,16 К, м ³ /м ³	—	47,06	26,97	420,63	24,89	19,27	30,27	211,84	—	—
Газовая постоянная, м ² /С	29,27	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Критические параметры:										
плотность, кг/м ³	132,40	—	154,78	33,25	373,6	304,2	132,93	5,2	150,72	—
температура, К	13,24	—	5,18	1,325	9,185	7,527	3,568	0,234	4,959	—
давление, МПа	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
удельный объем, м ³ /кг	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
молярный объем, 10 ⁻⁶ м ³ /моль	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
коэффициент сверхсжимаемости	—	—	88	33,3	343	190	110	10,8	124,9	—
Параметры потенциалов:										
ε/k, К	78,6	—	3,541	2,968	3,49	3,996	3,59	2,57	3,423	—
σ, Å	3,711	—	—	—	0,21	—	—	—	—	—
δ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фактор ацентричности	—	—	0,019	—	0,100	0,231	—	0,246	—	—
Коэффициент динамической вязкости при T = 273,16 К, мПа·с	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Температура, К:										
кипения	78,8	373,16	90,16	20	211,4	194,7	81,7	4,3	87,5	—
плавления	—	273,16	54,36	—	—	—	—	—	—	—
Теплоемкость при T = 273,16 К, Дж/(кг·град.):										
при постоянном давлении, C _p	0,2397	0,4441	0,2185	3,3904	0,253	0,1946	0,2483	1,260	1,243	0,0335
при постоянном объеме, C _v	0,1712	0,3469	0,156	2,4045	0,192	0,1496	0,1774	0,760	—	—
Теплопроводность при T = 273,16 К, (Вт/м·град.)	0,021	0,015	—	0,148	0,011	0,012	—	0,123	—	—
Теплота при T = 273,16 К, кДж/кг:										
испарения	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
плавления	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

$P_{\text{ат}}$ – атмосферное давление, МПа;

$T_{\text{ст}} = 293,16 \text{ К}$ (20°C);

$P_{\text{ст}} = 0,1013 \text{ МПа}$ (760 мм рт. ст.);

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при заданных P и T ;

$\rho_{\text{ст}}$ – плотность газа при стандартных условиях, значение которой для отдельных компонентов берется из таблицы 2.2.

При известном составе газа $\rho_{\text{ст}}$ определяется по формуле

$$\rho_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^n \rho_{\text{ст},i} x_i, \quad (2.15)$$

где $\rho_{\text{ст},i} = M_i/24,04$.

При наличии влаги водяных паров в газе для определения его плотности вводятся поправки на влажность.

Величины поправок к плотности «сухого» газа на его влажность при различных температурах приведены в таблице 2.2. Поправки добавляются или вычитаются из плотности «сухого» газа в зависимости от их знака, указанного в этой таблице.

Плотность газоконденсатной смеси при неизвестном компонентном составе определяется по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \frac{\rho_{\text{г}} Q_{\text{г}} + \rho_{\text{к}} Q_{\text{к}}}{Q_{\text{г}} + \alpha Q_{\text{к}}}, \quad (2.16)$$

где $\rho_{\text{г}}, \rho_{\text{к}}$ – плотности отсепарированного газа и конденсата;

$Q_{\text{г}}, Q_{\text{к}}$ – дебиты газа и конденсата;

α – кажущийся объемный коэффициент конденсата при условиях определения плотностей $\rho_{\text{см}}, \rho_{\text{г}}$ и $\rho_{\text{к}}$. Значение α определяется по формуле

$$\alpha = 24,04 \frac{\rho_{\text{к}}}{M_{\text{к}}}, \quad (2.17)$$

где $M_{\text{к}}$ – молекулярная масса конденсата, кг/моль.

Таблица 2.2 – Поправки к плотности «сухого» газа на его влажность

Плотность «сухого» газа, кг/м ³	Поправки, %, при температуре, К								
	283	288	293	298	303	308	313	318	323
0,4	1,2	1,5	2,0	2,7	3,4	5,5	6,4	7,0	8,5
0,5	0,7	0,9	1,2	1,5	1,9	2,4	2,9	3,5	4,3
0,6	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
0,7	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4	0,0	-0,1	-0,3
0,8	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6	-0,9	-1,3	-1,7
0,9	-0,2	-0,3	-0,4	-0,6	-0,8	-1,2	-1,6	-2,2	-3,0
1,0	-0,3	-0,4	-0,6	-0,8	-1,1	-1,6	-2,1	-2,9	-3,9

В практике расчетов часто используется относительная плотность газа по воздуху, равная отношению плотности газа при $P = 0,10$ МПа и $T = 293$ К к плотности воздуха $\rho_{\text{воз}}$ при тех же условиях:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{\rho_{\text{воз}}}. \quad (2.18)$$

При $P = 0,1013$ МПа и $T = 273$ К $\rho_{\text{воз}} = 1,293$ кг/м³, а при $T = 293$ К $\rho_{\text{воз}} = 1,205$ кг/м³. Учитывая идентичность объемов газа и воздуха при стандартных условиях, относительную плотность газа по воздуху можно определить по формуле

$$\bar{\rho} = \frac{M}{28,96}. \quad (2.19)$$

2.1.4 Вязкость газа

Вязкость — физическое свойство вещества, которое проявляется при движении и характеризует сопротивляемость скольжению и сдвигу одной части относительно другой. Величина силы внутреннего трения между двумя движущимися слоями пропорциональна площади соприкосновения этих слоев и изменению скорости движения в направлении, перпендикулярном плоскости соприкосновения слоев. Коэффициент пропорциональности между силой внутреннего трения и произведением площади на изменение скорости движения называется коэффициентом динамической вязкости. Размерность коэффициента динамической вязкости: сила·время/(длина)², то есть Н·с/м² или Па·с.

Коэффициент динамической вязкости, отнесенный к плотности вещества при тех же условиях, называется коэффициентом кинематической вязкости и имеет размерность м²/с.

Вязкость газа зависит от давления, температуры и состава газа. Методы определения коэффициента динамической вязкости газовых и газоконденсатных смесей основаны на использовании принципов соответственных состояний.

На рисунке 2.1 приведена зависимость для определения коэффициента приведенной динамической вязкости $\mu_{\text{пр}}^*$ природных газов при различных давлениях и температурах.

Величина $\mu_{\text{пр}}^*$ определяется по формуле

$$\mu_{\text{пр}}^* = \frac{\mu(P, T)}{\mu_{\text{ат}}(P_{\text{ат}}, T)}, \quad (2.20)$$

где $\mu_{\text{ат}}$ — коэффициент вязкости газа при атмосферном давлении $P_{\text{ат}} = 0,098$ МПа и заданной температуре, который определяется по формуле

$$\mu_{\text{ат}} = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i x_i M_i^{0,5}}{\sum_{i=1}^n x_i M_i^{0,5}}, \quad (2.21)$$

где μ_i – коэффициент динамической вязкости i -го компонента при заданной температуре и атмосферном давлении.

Величина μ_{iat} определяется из графика, показанного на рисунке 2.2, или по формуле

$$\mu_{\text{iat}} = 0,002669 \cdot \frac{\sqrt{M_i T}}{\sigma_i^2 \Omega_{\mu_i}}, \quad (2.22)$$

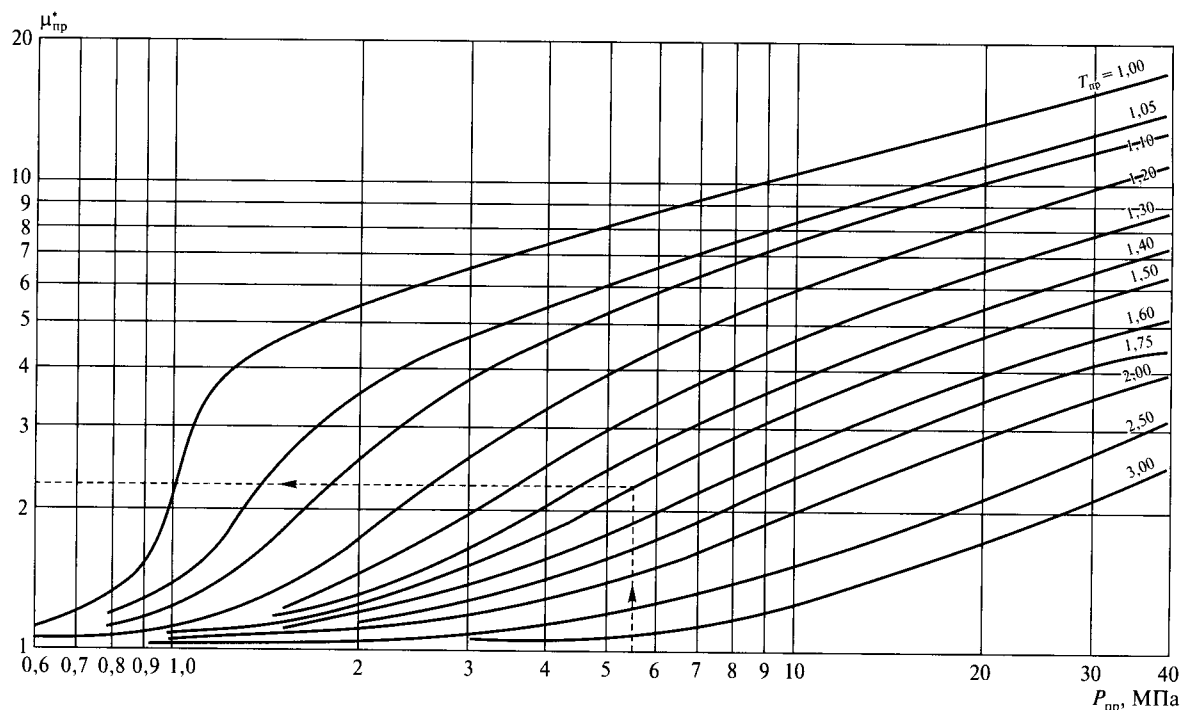
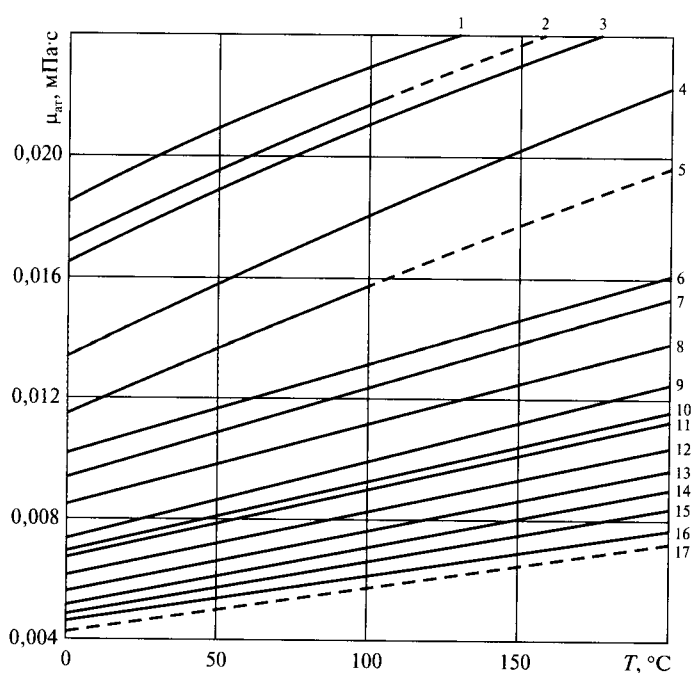


Рисунок 2.1 – Зависимость приведенной вязкости $\mu_{\text{пр}}^*$ от приведенных давления и температуры



- 1 – гелий; 2 – воздух; 3 – азот;
 4 – углекислый газ; 5 – сероводород;
 6 – метан; 7 – этилен; 8 – этан;
 9 – пропан; 10 – *i*-бутан; 11 – *n*-бутан;
 12 – *n*-пентан; 13 – *n*-гексан;
 14 – *n*-гептан; 15 – *n*-октан;
 16 – *n*-нонан; 17 – *n*-декан

Рисунок 2.2 – Зависимость вязкости газов $\mu_{\text{ат}}$ от температуры при атмосферном давлении

где M_i — молекулярная масса i -го компонента;

$\Omega_{\mu_{\text{ат}}}$ — интеграл столкновений;

T — температура газа, К;

σ_i — параметр потенциалов.

Величина ε/k дана в таблице 2.1. Значения $\Omega_{\mu_{\text{ат}}}$ в зависимости от T^* приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Значения констант σ_i и $\Omega_{\mu_{\text{ат}}}$ находят по таблицам 2.1 и 2.4 по известному компонентному составу газа. Для их нахождения сначала вычисляют величину

$$T_i^* = \frac{T}{\left(\frac{\varepsilon}{k}\right)_i}. \quad (2.23)$$

Если в составе газа присутствуют неуглеводородные компоненты, то их влияние на величину $\mu_{\text{ат}}$ учитывается введением соответствующих поправок, зависящих от объемной концентрации неуглеводородных компонентов в смеси и от относительной плотности этой смеси при атмосферном давлении. Значения поправок на присутствие в газе неуглеводородных компонентов могут быть вычислены аналитически по формулам

$$\mu_{\text{N}_2} = [(0,07132x_{\text{N}_2}^{0,5} - 0,09011)\rho^{-0,25} + (0,02379 - 0,01996x_{\text{N}_2}^{0,5})] \cdot 10^{-6}; \quad (2.24)$$

$$\mu_{\text{CO}_2} = [(0,06759x_{\text{CO}_2}^{0,5} - 0,07853)\rho^{-0,25} + (0,02906 - 0,03213x_{\text{CO}_2}^{0,5})] \cdot 10^{-6}; \quad (2.25)$$

$$\mu_{\text{H}_2\text{S}} = [(0,09007x_{\text{H}_2\text{S}}^{0,5} - 0,12753)\rho^{-0,25} + (0,09674 - 0,06753x_{\text{H}_2\text{S}}^{0,5})] \cdot 10^{-6}. \quad (2.26)$$

Погрешности определения $\mu_{\text{пр}}^*$ из рисунка 2.1 составляют 3–5 %. Аналитическая зависимость приведенной вязкости от приведенных давления и температуры имеет вид

$$\mu_{\text{пр}}^* = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 a_{ij} P_{\text{пр}}^i T_{\text{пр}}^j. \quad (2.27)$$

Значения коэффициента a_{ij} приведены в таблице 2.5.

Псевдокритические параметры определяются по формулам

$$P_{\text{пк}} = \sum x_i P_{\text{ки}}; \quad T_{\text{пк}} = \sum x_i T_{\text{ки}}. \quad (2.28)$$

Вместо формулы (2.27) может быть использовано следующее выражение:

$$\ln\left(\frac{\mu}{\mu_{\text{ат}}} T_{\text{пр}}\right) = \sum_{i=0}^3 \sum_{j=0}^3 a_{ij} T_{\text{пр}}^i P_{\text{пр}}^j. \quad (2.29)$$

Таблица 2.3 – Значения интеграла столкновений $\Omega_{\mu_{\text{ат}}}$ для полярных компонентов

T^*	δ							
	0	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	2,50
0,1	4,1005	4,2660	4,833	5,742	6,739	8,624	10,340	11,890
0,2	3,2626	3,3050	3,516	3,914	4,439	5,570	6,637	7,618
0,3	3,8399	2,8360	2,936	3,168	3,511	4,329	5,126	5,874
0,4	2,5310	2,5220	2,586	2,749	3,004	3,640	4,582	4,985
0,5	2,2837	2,2770	2,329	2,460	2,665	3,187	3,723	4,549
0,6	2,0838	2,0810	2,130	2,543	2,417	2,862	3,329	3,786
0,7	1,9220	1,9240	1,970	2,072	2,525	2,614	3,028	3,435
0,8	1,7902	1,7950	1,840	1,934	2,070	2,417	2,788	3,560
0,9	1,6823	1,6890	1,733	1,820	1,944	2,558	2,396	2,933
1,0	1,5929	1,6010	1,644	1,725	1,838	2,124	2,435	2,746
1,2	1,4551	1,4650	1,504	1,574	1,670	1,913	2,181	2,451
1,4	1,3551	1,3650	1,400	1,461	1,344	1,754	1,989	2,528
1,6	1,2800	1,2890	1,321	1,374	1,447	1,630	1,838	2,053
1,8	1,2219	1,2310	1,259	1,306	1,370	1,332	1,718	1,912
2,0	1,1757	1,1840	1,509	1,251	1,307	1,451	1,618	1,715
2,5	1,0933	1,1000	1,119	1,150	1,193	1,304	1,435	1,578
3,0	1,0388	1,0440	1,059	1,083	1,117	1,504	1,310	1,428
3,3	0,9986	1,0040	1,016	1,035	1,062	1,133	1,520	1,319
4,0	0,9699	0,9732	0,9830	0,9991	1,021	1,079	1,153	1,536
5,0	0,9268	0,9291	0,9360	0,9473	0,9628	1,005	1,058	1,121
6,0	0,8917	0,8979	0,9030	0,9114	0,9230	0,9545	0,9955	1,044
7,0	0,8727	0,8741	0,8780	0,8845	0,8935	0,9181	0,9505	0,989
8,0	0,8538	0,8549	0,8580	0,8632	0,8703	0,8901	0,9164	0,948
9,0	0,8379	0,8338	0,8414	0,8456	0,8515	0,8678	0,8895	0,916
10,0	0,8243	0,8251	0,8273	0,8308	0,8356	0,8493	0,8676	0,890
12,0	0,8018	0,8024	0,8039	0,8065	0,8101	0,8201	0,8337	0,850
14,0	0,7836	0,7840	0,7852	0,7872	0,7899	0,7976	0,8081	0,821
16,0	0,7683	0,7687	0,7696	0,7712	0,7790	0,7730	0,7878	0,798
13,0	0,7552	0,7554	0,7562	0,7575	0,7592	0,7642	0,7711	0,780
20,0	0,7346	0,7435	0,7445	0,7455	0,7470	0,7512	0,7569	0,764
25,0	0,7198	0,7200	0,7204	0,7211	0,7221	0,7250	0,7289	0,734
30,0	0,7010	0,7011	0,7014	0,7019	0,7026	0,7047	0,7076	0,711
35,0	0,6854	0,6855	0,6858	0,6861	0,6867	0,6883	0,6905	0,693
40,0	0,6723	0,6724	0,6726	0,6728	0,6733	0,6745	0,6762	0,678
50,0	0,6510	0,6510	0,6512	0,6513	0,6516	0,6524	0,6534	0,655
75,0	0,6140	0,6241	0,6143	0,6145	0,6147	0,6148	0,6148	0,615
100,0	0,5887	0,5889	0,5894	0,5900	0,5903	0,3901	0,5895	0,488

При этом значение $\mu_{\text{ат}}$ определяется из выражения

$$\mu_{\text{ат}} = \sum_{i=0}^2 \sum_{j=0}^2 b_{ij} M_i (1,8T - 459,67). \quad (2.30)$$

Значения коэффициентов a_{ij} и b_{ij} приведены в таблицах 2.6 и 2.7.

Таблица 2.4 – Значения интеграла столкновений $\Omega_{\mu_{\text{iat}}}$ при различных T^* для неполярных компонентов

T^*	$\Omega_{\mu_{\text{iat}}}$	T^*	$\Omega_{\mu_{\text{iat}}}$	T^*	$\Omega_{\mu_{\text{iat}}}$	T^*	$\Omega_{\mu_{\text{iat}}}$
0,30	2,785	1,35	1,375	2,80	1,058	4,90	0,930
0,35	2,628	1,40	1,353	2,90	1,048	5,00	0,927
0,40	2,492	1,45	1,333	3,00	1,039	6,00	0,896
0,45	2,368	1,50	1,314	3,10	1,030	7,00	0,877
0,50	2,257	1,55	1,296	3,20	1,022	8,00	0,854
0,55	2,156	1,60	1,279	3,30	1,014	9,00	0,833
0,60	2,065	1,65	1,264	3,40	1,007	10,0	0,824
0,65	1,982	1,70	1,248	3,50	0,999	20,0	0,743
0,70	1,908	1,75	1,234	3,60	0,993	30,0	0,700
0,75	1,841	1,80	1,221	3,70	0,987	40,0	0,672
0,80	1,780	1,85	1,209	3,80	0,981	50,0	0,650
0,85	1,725	1,90	1,197	3,90	0,975	60,0	0,633
0,90	1,675	1,95	1,186	4,00	0,970	70,0	0,619
0,95	1,629	2,00	1,175	4,10	0,965	80,0	0,608
1,00	1,587	2,10	1,156	4,20	0,960	90,0	0,597
1,05	1,549	2,20	1,138	4,30	0,955	100,0	0,588
1,10	1,514	2,30	1,122	4,40	0,951	200,0	0,532
1,15	1,482	2,40	1,107	4,50	0,946	300,0	0,502
1,20	1,452	2,50	1,093	4,60	0,943	400,0	0,481
1,25	1,424	2,60	1,081	4,70	0,938	—	—
1,30	1,399	2,70	1,069	4,80	0,934	—	—

Таблица 2.5 – Значения коэффициента a_{ij} в формуле (2.27)

i	j				
	0	1	2	3	4
0	0,17781	$-0,47358 \cdot 10^{-1}$	0,37594	$-0,11057$	$0,97366 \cdot 10^{-2}$
1	$0,10415 \cdot 10$	$-0,10395 \cdot 10$	0,34607	$-0,36813 \cdot 10^{-1}$	—
2	$0,33453 \cdot 10^{-2}$	$0,30158 \cdot 10^{-1}$	$-0,19083 \cdot 10$	$0,27406 \cdot 10^{-2}$	—
3	$-0,27980 \cdot 10^{-2}$	$0,10317 \cdot 10^{-2}$	$0,20286 \cdot 10^{-3}$	$-0,67054 \cdot 10^{-4}$	—
4	$0,68869 \cdot 10^{-4}$	$-0,40429 \cdot 10^{-4}$	$0,39972 \cdot 10^{-5}$	$0,38265 \cdot 10^{-6}$	—

При использовании формулы (2.29) для определения μ приведенные давление и температура рассчитываются по формулам

$$P_{\text{пр}} = 145,1 \frac{P}{700,55 - 47,94 \frac{M}{28,97}}; \quad (2.31)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{1,8T - 459,67}{175,59 + 307,97 \frac{M}{28,97}}, \quad (2.32)$$

где M – молекулярная масса газа.

Таблица 2.6 – Значения коэффициента a_{ij} в формуле (2.29)

i	j			
	0	1	2	3
0	-2,462118	2,970547	$-2,862640 \cdot 10^{-1}$	$8,054205 \cdot 10^{-3}$
1	2,808609	-3,498033	$3,637302 \cdot 10^{-1}$	$-1,443241 \cdot 10^{-3}$
2	$-7,933857 \cdot 10^{-1}$	1,396433	$-1,491449 \cdot 10^{-1}$	$4,410155 \cdot 10^{-3}$
3	$8,393818 \cdot 10^{-2}$	-0,186409	$2,033679 \cdot 10^{-2}$	$-6,095793 \cdot 10^{-4}$

Таблица 2.7 – Значения коэффициента b_{ij} в формуле (2.30)

i	j		
	0	1	2
0	$1,112319 \cdot 10^{-2}$	$1,677266 \cdot 10^{-5}$	$2,113605 \cdot 10^{-9}$
1	$-1,094850 \cdot 10^{-4}$	$-6,403164 \cdot 10^{-8}$	
2	$4,577352 \cdot 10^{-7}$	$2,129034 \cdot 10^{-10}$	

Пример – В таблице 2.8 приведен пример расчета вязкости газа при атмосферном давлении.

Таблица 2.8 – Расчет вязкости газа при атмосферном давлении

Состав газа	Содержание компонентов x_i	Молекулярная масса M_i	μ_p , мПа·с	$\mu_i x_i$	$\sqrt{M_i}$	$\mu_i x_i \sqrt{M_i}$	$x_i \sqrt{M_i}$
CH_4	0,7410	16,042	0,0123	0,00911	4,005	0,0365	2,9678
C_2H_6	0,0748	30,068	0,0104	0,00078	5,483	0,0043	0,4101
C_3H_8	0,0337	44,094	0,0081	0,00031	6,640	0,0020	0,2238
$i-C_4H_{10}$	0,0076	58,120	0,0088	0,00007	7,623	0,0005	0,0579
$n-C_4H_{10}$	0,0168	58,120	0,0085	0,00014	7,623	0,0010	0,1281
$i-C_5H_{12}$	0,0057	72,151	0,0078	0,00004	8,494	0,0003	0,0484
$n-C_5H_{12}$	0,0032	72,151	0,0078	0,00002	8,494	0,0001	0,0272
C_6H_{14}	0,0063	85,178	0,0072	0,00004	9,366	0,0003	0,0584
N_2	0,0609	28,016	0,0197	0,00120	5,293	0,0063	0,3223
H_2S	0,0200	34,082	0,0148	0,00030	5,837	0,0018	0,1167
CO_2	0,0300	44,011	0,0169	0,00050	6,634	0,0033	0,1990
Σ	1,000	—	—	—	—	0,0564	4,5597

2.1.5 Влагосодержание газа

Абсолютная влажность газа при заданных давлении и температуре – это отношение массы водяных паров, содержащихся в газе, к объему, приведенному к стандартным условиям этого газа, из которого удалены пары воды. Абсолютная влажность измеряется в $kg/1000\ m^3$. Относительная влажность – это отношение фактического содержания паров воды в единице объема газа при заданных давлении и температуре к его влагоемкости, то есть к количеству водяных паров в том же объеме и при тех же давлении и температуре, но при помощи насыщения газа парами воды. Относительная влажность измеряется в долях единицы или в процентах.

Влагосодержание газа W зависит от состава газа, давления, температуры и физико-химических свойств конденсированной воды, с которой газ находится в термодинамическом равновесии, оно определяется по формуле

$$W = W_{0,6} C_c C_p, \quad (2.33)$$

где $W_{0,6}$ – влагосодержание газа с относительной плотностью $\bar{\rho} = 0,6$ с пресной водой;
 C_c – поправка на соленость воды;
 C_p – поправка на отклонение плотности данного газа от величины $\bar{\rho} = 0,6$.

При отрицательных температурах, что связано с условиями подготовки газов на промыслах и газоперерабатывающих заводах, необходимо учесть и температурную поправку C_t , используя при этом графическую зависимость C_t от температуры T для различных давлений, показанную на рисунке 2.3.

Величина $W_{0,6}$ может быть рассчитана по формуле

$$W_{0,6} = \frac{A}{P} + B, \quad (2.34)$$

где A – влагосодержание идеального газа;
 B – коэффициент, зависящий от состава газа;
 P – давление.

Значения коэффициентов A и B приведены в таблице 2.9. Эти же коэффициенты могут быть определены аналитическим путем.

Величину A можно определить по формуле

$$A = \frac{P_{\text{вп}} M_{\text{H}_2\text{O}} P_{\text{ат}}}{RT_{\text{ст}} Z_{\text{ат}}}, \quad (2.35)$$

где $P_{\text{вп}}$ – давление насыщенного пара воды над конденсированной фазой, которое может быть определено по табличным данным, приведенным в таблице 2.10, или рассчитано приближенно при $203 \leq T \leq 373$ К по формуле

$$P_{\text{вп}} = \exp[-0,60212(0,01T)^4 + 1,475(0,01T)^3 - 2,97304(0,01T)^2 + 7,19863(0,01T) + 6,41465] \quad (2.36)$$

и при $373 \leq T \leq 623$ К по формуле

$$P_{\text{вп}} = \exp[-0,0366(0,01T)^4 + 0,4375(0,01T)^3 - 2,2148(0,01T)^2 + 6,8574(0,01T) + 6,4856]. \quad (2.37)$$

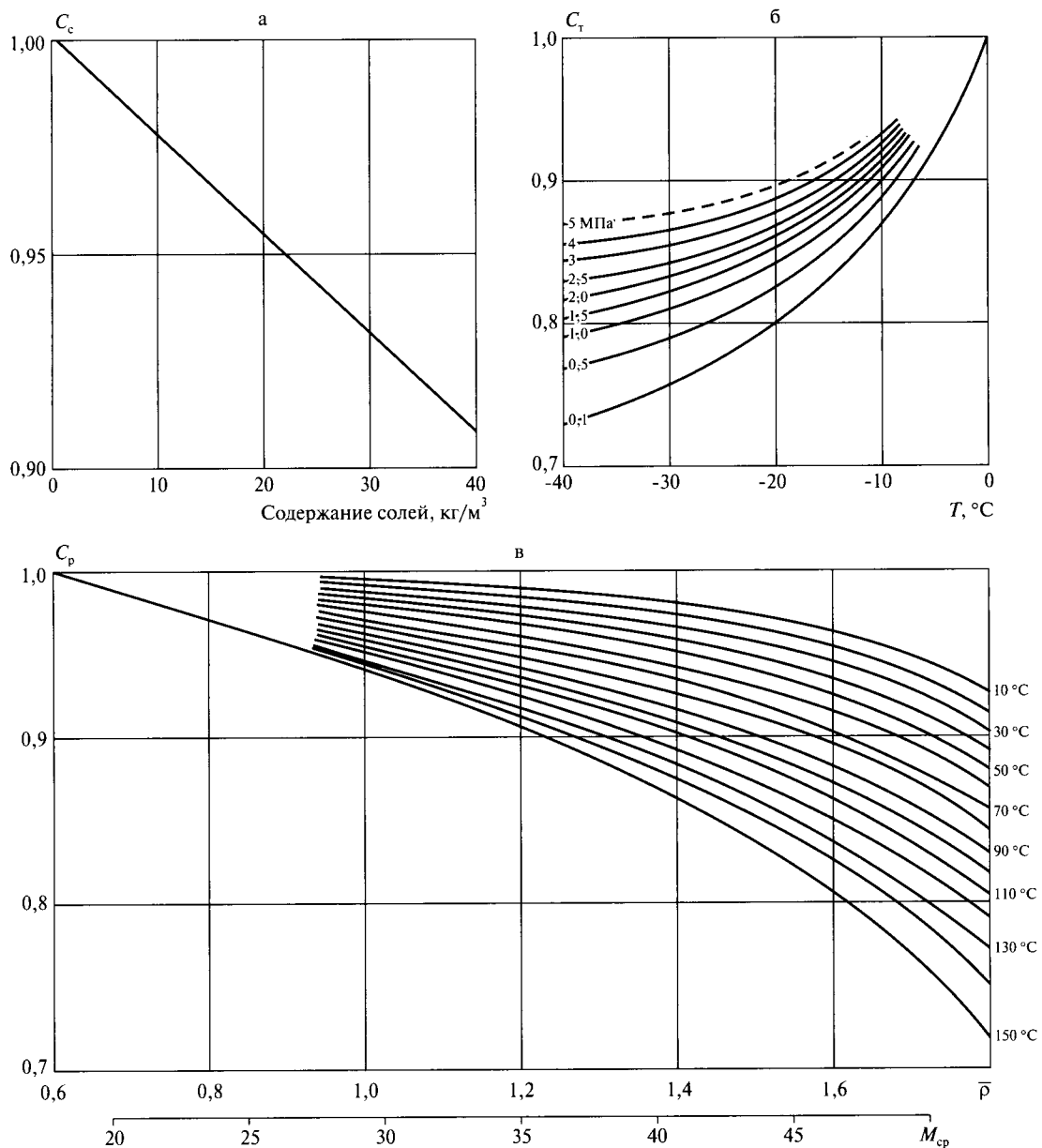


Рисунок 2.3 – Зависимость поправочных коэффициентов на влажность газа от содержания солей (а), температуры (б) и относительной плотности $\bar{\rho}$ (или молекулярной массы M) (в)

Значение коэффициента B в формуле (2.34) приближенно может быть определено по формуле

$$B = 10^{-3} \cdot \exp[0,0685(0,01T)^4 - 0,3798(0,01T)^3 + 1,06606(0,01T)^2 - 2,00075(0,01T) + 4,2216], \quad (2.38)$$

где T – температура, $^\circ\text{C}$.

Значение $W_{0,6}$ может быть вычислено по формуле, полученной путем обработки данных по A и B , приведенных в таблице 2.9:

$$W_{0,6} = 0,4736 \cdot \exp(0,0735T - 0,00027T^2) + 0,0418 \cdot \exp(0,054T - 0,0002T^2). \quad (2.39)$$

Таблица 2.9 – Значения коэффициентов A и B в формуле (2.34)

T, K	A	B	T, K	A	B	T, K	A	B
233	0,1451	0,00347	281	8,20	0,0630	329	120,0	0,487
235	0,1780	0,00402	283	9,39	0,0696	331	138,0	0,521
237	0,2189	0,00465	285	10,72	0,0767	333	152,0	0,562
239	0,2670	0,00538	287	12,39	0,0855	335	166,5	0,599
241	0,3235	0,00623	289	13,94	0,0930	337	183,3	0,645
243	0,3930	0,00710	291	15,75	0,1020	339	200,5	0,691
245	0,4715	0,00806	293	17,87	0,1120	341	219,0	0,741
247	0,5660	0,00921	295	20,15	0,1227	343	238,5	0,793
249	0,6775	0,01043	297	22,80	0,1343	345	260,0	0,841
251	0,8090	0,01168	299	25,50	0,1453	347	283,0	0,902
253	0,9600	0,01340	301	28,70	0,1595	349	306,0	0,965
255	1,1440	0,01510	303	32,30	0,1740	351	335,0	1,023
257	1,3500	0,01705	305	36,10	0,1895	353	363,0	1,083
259	1,5900	0,01927	307	40,50	0,2070	355	394,0	1,148
261	1,8680	0,02115	309	45,20	0,2240	357	427,0	1,205
263	2,1880	0,02290	311	50,80	0,2420	359	462,0	1,250
265	2,5500	0,02710	313	56,25	0,2630	361	501,0	1,290
267	2,9900	0,03035	315	62,70	0,2850	363	537,5	1,327
269	3,4800	0,03380	317	69,25	0,3100	365	582,5	1,367
271	4,0300	0,03770	319	76,70	0,3350	367	624,0	1,405
273	4,6700	0,04180	321	85,29	0,3630	369	672,0	1,445
275	5,4000	0,04640	323	94,99	0,3910	371	725,0	1,487
277	6,2250	0,05150	325	103,00	0,4220	373	776,0	1,530
279	7,1500	0,05710	327	114,00	0,4540	383	1093,0	2,620

Таблица 2.10 – Значения $P_{вп}$ в зависимости от температуры

T, K	$P_{вп}, \text{МПа}$	T, K	$P_{вп}, \text{МПа}$	T, K	$P_{вп}, \text{МПа}$
233	0,000013	283	0,00126	333	0,02057
238	0,000023	288	0,00176	338	0,02582
243	0,000038	293	0,00241	343	0,03219
248	0,000065	298	0,00327	348	0,03982
253	0,000106	303	0,00441	353	0,04892
258	0,000170	308	0,00580	358	0,05971
263	0,000268	313	0,00762	363	0,07242
268	0,000496	318	0,00989	368	0,08731
273	0,000628	323	0,01274	373	0,10466
278	0,000902	328	0,01625	378	0,14799

При проведении расчетов на ЭВМ со значительным объемом вычислений целесообразно поправки на соленость воды и плотность с учетом влияния температуры производить аппроксимацией кривых, показанных на рисунке 2.3а, б в виде

$$C_c = 1 - 0,225 \cdot 10^{-5} \cdot K; \quad (2.40)$$

$$C_p = 10^{-7} \cdot T^2 - 1,1 \cdot 10^{-3} \cdot T \bar{\rho} - 0,079 \bar{\rho}^2 + 0,73 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0,156 \bar{\rho} + 0,927, \quad (2.41)$$

где K – соленость воды, кг/м^3 ;

T – температура, °C;

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

Приведенные выше графические и расчетные методы определения влагосодержания газа не учитывают наличие кислых компонентов. Наличие в газе CO_2 и H_2S повышает, а N_2 снижает влагосодержание газов.

При содержании в газе сероводорода до 2 % его влагосодержание можно определить по следующей методике: вычисляется коэффициент распределения воды

$$K = \frac{\frac{P_{\text{вп}}(f_{\text{в}})_{\text{H}_2\text{O}}}{P_{\text{вп}}}}{\frac{(f_{\text{в}}^*)_{\text{H}_2\text{O}}}{P}} \left(\frac{P}{P_{\text{вп}}} \right)^{0,0049}, \quad (2.42)$$

где $P_{\text{вп}}$ – упругость паров воды при заданной температуре, определяемая из таблицы 2.10 или по формулам (2.36), (2.37);

$f_{\text{в}}, f_{\text{в}}^*$ – летучесть паров воды при заданной температуре и давлениях $P_{\text{вп}}$ и P соответственно.

Значения $f_{\text{в}}, f_{\text{в}}^*$ определяются из графиков, показанных на рисунках 2.4 и 2.5. Вычисляется влагосодержание газа с относительной плотностью 0,6 по формуле

$$W_{0,6} = K \left(\frac{f_{\text{в}}}{f} \right)^Z, \quad (2.43)$$

где f – летучесть природного газа без паров воды, определяемая графически из рисунка 2.5 в зависимости от приведенных давления и температуры;

Z – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый одним из способов, изложенных в 2.2.1 и учитывающих наличие кислых компонентов в газе.

Если содержание сероводорода в природном газе превышает 20 об. %, то влагосодержание определяют по правилам аддитивности, с учетом наличия в газе сероводорода:

$$W = xW_{0,6} + x_{\text{CO}_2}W_{\text{CO}_2} + x_{\text{H}_2\text{S}}W_{\text{H}_2\text{S}}, \quad (2.44)$$

где $x, x_{\text{CO}_2}, x_{\text{H}_2\text{S}}$ – мольные доли углеводородных компонентов, двуокиси углерода и сероводорода в газе;

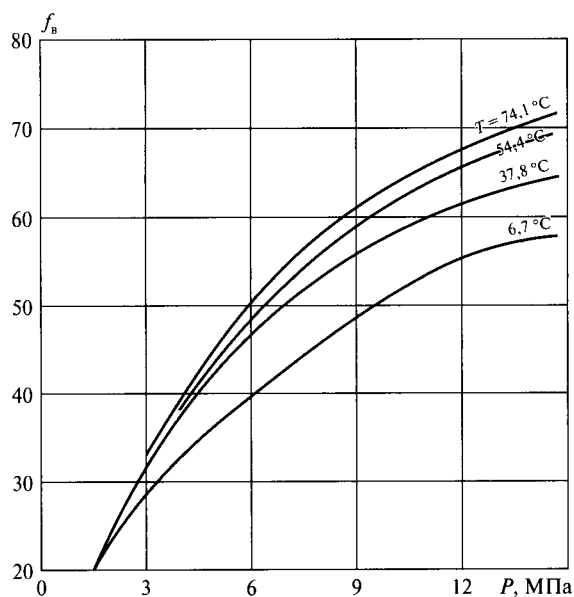


Рисунок 2.4 – Зависимость коэффициента летучести паров воды $f_{\text{в}}$ от давления

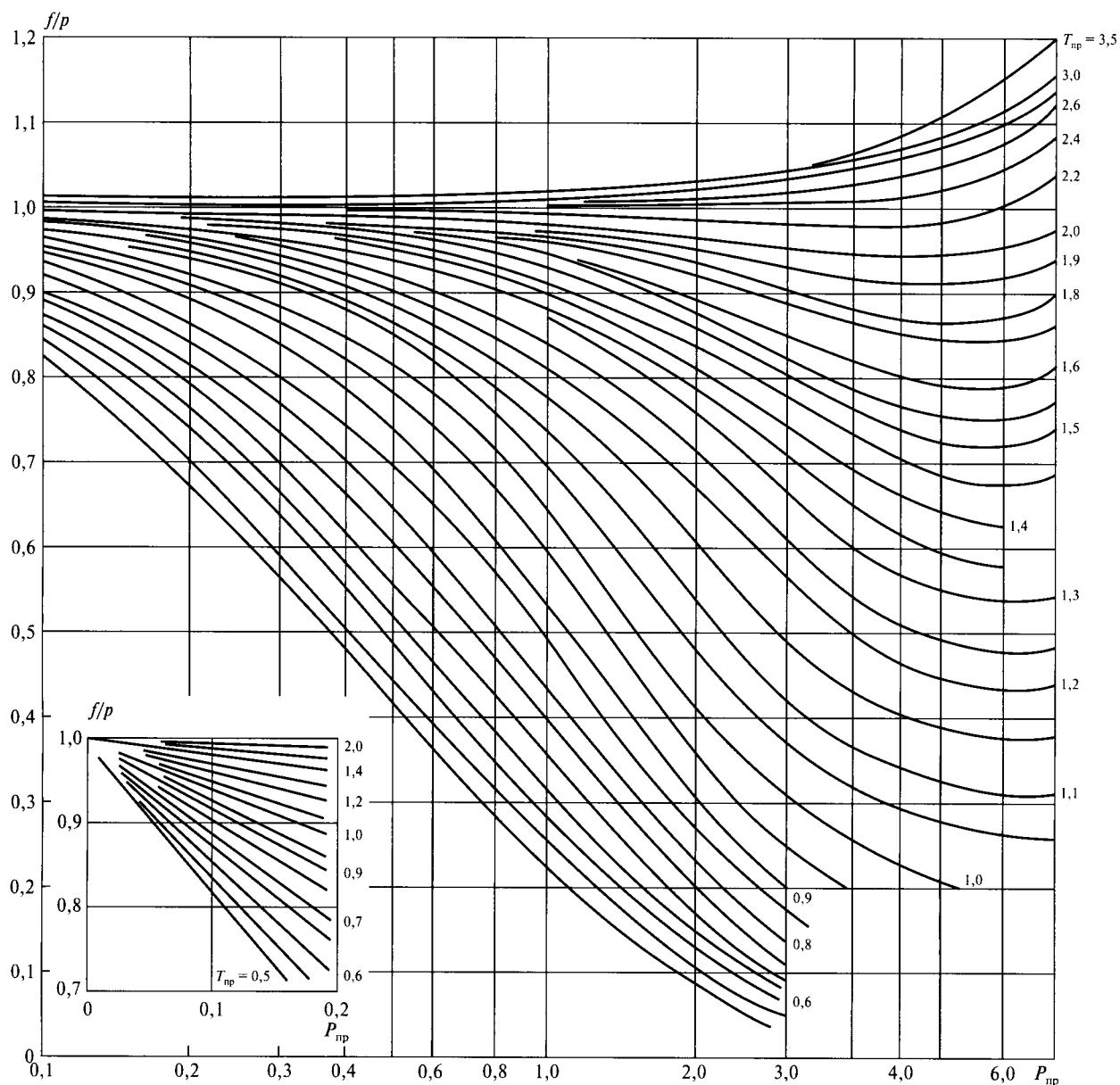


Рисунок 2.5 – Зависимость летучести природного газа
от приведенных давления и температуры

$W_{0,6}$, W_{CO_2} , W_{H_2S} – влагосодержание в углеводородной части газа, двуокиси углерода и сероводорода. Значения $W_{0,6}$, W_{CO_2} , W_{H_2S} определяются графически из рисунков 2.6 и 2.7.

Влагосодержание природного газа, находящегося в равновесии с растворами гликолей, может быть определено по формуле

$$W = 7,752 P_{\text{вл}}^{\text{гл}} \left[\frac{100}{P_{\text{кон}}} + 0,00913 \cdot \exp(0,00007 T_{\text{кон}}^2 - 0,0195 T_{\text{кон}}) \right], \quad (2.45)$$

где $P_{\text{вл}}^{\text{гл}}$ – упругость водяного пара над раствором гликоля, кПа;

$P_{\text{кон}}$ – давление контакта газ-гликоль, кПа;

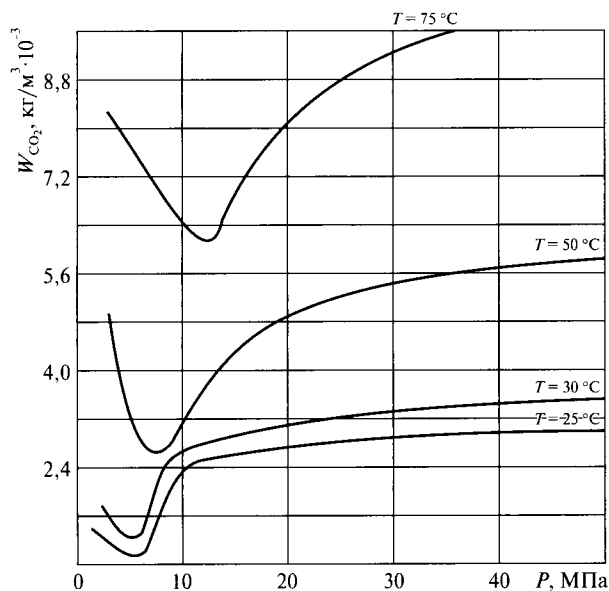


Рисунок 2.6 – Зависимость влагосодержания углекислого газа W_{CO_2} от давления и температуры

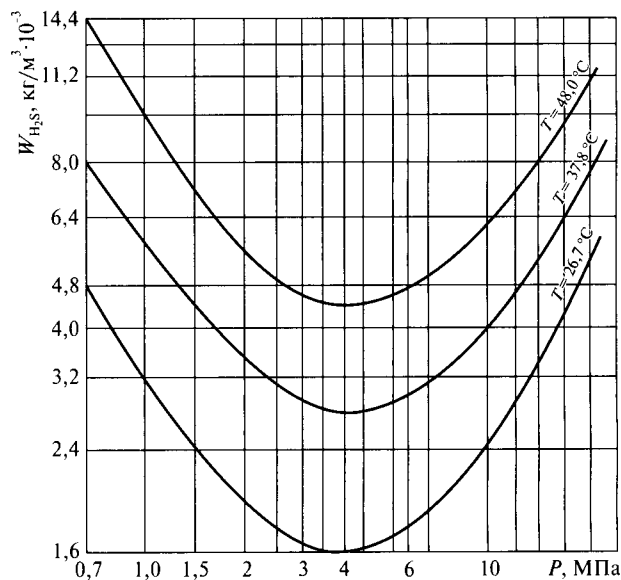


Рисунок 2.7 – Зависимость влагосодержания сероводорода $W_{\text{H}_2\text{S}}$ от давления и температуры

$T_{\text{кон}}$ – температура контакта, К.

Значение $P_{\text{вл}}^{\text{гл}}$ определяется формулой

$$P_{\text{вл}}^{\text{гл}} = 0,129 P_{\text{вл}} \gamma_{\text{H}_2\text{O}} x_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (2.46)$$

где $P_{\text{вл}}$ – упругость водяных паров при заданной температуре, определяемая по табличным данным, приведенным в таблице 2.10, или расчетным путем.

Величину $P_{\text{вл}}$ следует определять по формуле

$$P_{\text{вл}} = 4,579 \cdot \exp[0,735 T_{\text{кон}} (T_{\text{кон}} - 273) - 0,00027 T_{\text{кон}} (T_{\text{кон}} - 273)^2]. \quad (2.47)$$

Коэффициент активности воды $\gamma_{\text{H}_2\text{O}}$ в формуле (2.46), характеризующий активность воды в растворе гликоля, определяется по формуле

$$\gamma_{\text{H}_2\text{O}} = \exp \left\{ \frac{-2,303}{\left(m \frac{x}{1-x} + n \right)^2 (T_{\text{кон}} - 273)} \right\}. \quad (2.48)$$

Для ДЭГ $m = 0,0245$; $n = 0,137$; для ТЭГ $m = 0,0187$ и $n = 0,111$. Мольная доля воды в растворе $x_{\text{H}_2\text{O}}$ определяется известной массовой долей воды и молекулярной массой гликоля по формуле

$$x_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{\frac{g}{M_{\text{H}_2\text{O}}}}{\frac{g}{M_{\text{H}_2\text{O}}} + \frac{g}{M_{\text{гл}}}}, \quad (2.49)$$

где $M_{\text{гл}}$ – молекулярная масса гликолей. Для ДЭГ $M_{\text{гл}} = 106,12$, для ТЭГ $M_{\text{гл}} = 150,18$;
 g – масса водного раствора гликоля, кг.

2.1.6 Теплоемкость газа

Теплоемкость газа – это отношение количества теплоты, подведенной к газу в заданном термодинамическом процессе, к соответствующему изменению его температуры.

Различают изобарную теплоемкость C_p , когда термодинамический процесс происходит при постоянном давлении ($P = \text{const}$), и изохорную C_v , когда этот процесс происходит при постоянном объеме ($V = \text{const}$). Единица измерения теплоемкости Дж/(кг·град.), или Дж/(моль·град.). В расчетах используются удельные – массовые или молярные – теплоемкости, то есть теплоемкости, отнесенные к единице массы или к одному молю газа. Теплоемкость природных газов зависит от давления, температуры и состава газа, а также от процесса передачи тепла.

Изобарная теплоемкость C_p газа при температуре T и давлении P определяется по формуле

$$C_p = C_p^0 + \Delta C_p, \quad (2.50)$$

где C_p^0 – изобарная теплоемкость при атмосферном давлении и заданной температуре T , кал/(кг·°C);

ΔC_p – поправка на давление, ккал/(кг·°C).

Так как $C_p^0 = R$, получим:

$$C_p - C_v = \Delta C_p - \Delta C_v + R, \quad (2.51)$$

где C_v^0 – изохорная теплоемкость при атмосферном давлении;

R – универсальная газовая постоянная ($R = 8,3144$ Дж/(моль·град.)).

Теплоемкость газов C_p^0 при атмосферном давлении определяется графически (рисунок 2.8) или аналитическим путем. При определении теплоемкости газовой смеси известного состава используют формулу

$$C_{p,\text{см}}^0 = \sum_{i=1}^n g_i C_{p,i}^0. \quad (2.52)$$

Значения C_p приведены в таблице 2.1 при нормальных условиях и иллюстрируются рисунком 2.8. Аналитически величина $C_{p,i}^0$ может быть определена по формуле

$$C_{p,i}^0 = E_i + nF_i + n^2G_i + n^3H_i + \frac{N_i}{n}, \quad (2.53)$$

где E_i, F_i, G_i, H_i, N_i – коэффициенты, определяемые из таблицы 2.11;

$n = T/100$, T – температура газа, К.

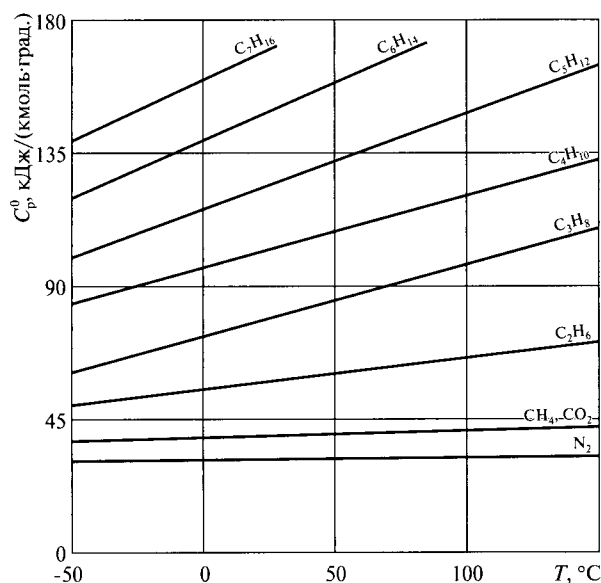


Рисунок 2.8 — Зависимость изобарной молярной теплоемкости C_p газов при атмосферном давлении от температуры

Величина $C_{p,i}^0$ может быть определена также по формуле

$$C_{p,i}^0 = 4,1868 \left\{ B + C \left[\frac{\frac{D}{T}}{\sinh\left(\frac{D}{T}\right)} \right]^2 + E \left[\frac{\frac{F}{T}}{\cosh\left(\frac{F}{T}\right)} \right]^2 \right\} \text{ Дж/(моль} \cdot \text{град.)}, \quad (2.54)$$

где B, C, D, E и F — численные коэффициенты отдельных компонентов газа;
 T — температура газа, К.

Теплоемкость газов, не содержащих кислых компонентов и азота, при атмосферном давлении можно определить по известной плотности, используя формулу

$$C_p^0 = B_1 + B_2 \bar{\rho} + B_3 \bar{\rho}^2 + T_{\text{пр}} (B_4 + B_5 \bar{\rho} + B_6 \bar{\rho}^2), \quad (2.55)$$

где B_1 – B_6 — постоянные коэффициенты и соответственно равны: $B_1 = 5,5967$; $B_2 = -2,2335$; $B_3 = 0,8073$; $B_4 = -1,0039$; $B_5 = 3,1416$; $B_6 = 5,7587$.

При известном составе газа и наличии H_2S , CO_2 и N_2 теплоемкость при заданной температуре и атмосферном давлении может быть определена по формуле

$$C_p^0 = \frac{C_p^{01}}{F_{\text{CO}_2} + F_{\text{H}_2\text{S}} + F_{\text{N}_2}}, \quad (2.56)$$

где C_p^{01} — теплоемкость газа без двуокиси углерода, сероводорода и азота, определяемая по формуле (2.55);

F_{CO_2} , $F_{\text{H}_2\text{S}}$, F_{N_2} — поправки на присутствие этих компонентов, значения которых определяются по формулам

Таблица 2.11 – Коэффициенты уравнения (2.53) для определения C_p^0 , Дж/(кг·град.)

Компоненты	Молекулярная масса, кг/кмоль	E/C_p^0 , Дж/(кг·град.)	$F \cdot 10^2/C_p^0$, Дж/(кг·град.)	$G \cdot 10^3/C_p^0$, Дж/(кг·град.)	$H \cdot 10^5/C_p^0$, Дж/(кг·град.)	$N \cdot 10/C_p^0$, Дж/(кг·град.)
Метан	16,04	0	58522,25	15215,04	-2947,67	18575,95
Этан	30,07	0	62557,49	25663,79	36001,45	3343,11
Пропан	44,09	0	66328,12	32767,24	62295,40	-782,07
Бутан	58,12	0	65812,73	33182,44	33182,44	3,8610
Изобутан	58,12	0	68152,31	36790,16	75903,33	-1685,56
Пентан	72,15	0	65762,49	33814,98	66951,12	-112,122
Изопентан	72,15	0	66,838,91	34687,09	69556,98	-1530,40
Гексан	86,18	0	66060,17	34773,68	70914,34	-456,22
Гептан	100,20	0	66040,07	35091,50	31839,23	-503,65
Октан	114,22	0	66094,50	35466,84	73861,01	-561,57
Нонан	128,26	0	65986,06	35489,58	74039,37	-522,39
Декан	142,29	0	65991,50	-35677,77	74788,39	-549,49
Кислород	32,0	0	21621,09	16458,14	49445,62	12051,12
Водород	2,02	0	330368,33	294527,51	14165,32	200717,79
Вода	18,02	0	40147,27	27801,52	79225,56	26409,75
Гелий	4,0	5191,632	0	0	0	0
Аргон	39,95	520,712	0	0	0	0
Криптон	83,80	248,696	0	0	0	0
Сероводород	64,86	0	19097,88	154,95	43953,78	5109,53
Двуокись серы	34,08	0	24379,36	16676,57	45818,66	11682,30
Азот	28,01	0	21745,15	16129,31	45183,53	15429,99
Двуокись углерода	44,01	0	25745,76	19428,01	53589,36	6924,42
Окись углерода	28,01	0	22065,65	16193,91	44592,35	15197,54

$$F_{CO_2} = 1 + X_{CO_2} (B_7 + 1,8TB_8); \quad (2.57)$$

$$F_{H_2S} = 1 + X_{H_2S} (B_9 + 1,8TB_{10}); \quad (2.58)$$

$$F_{N_2} = 1 + B_{11}X_{N_2} + B_{12}X_{N_2}^2 + 1,8T(B_{13}X_{N_2} + B_{14}X_{N_2}^2), \quad (2.59)$$

где X_i – мольные доли CO_2 , H_2S и N_2 в газе;

T – заданная температура, К;

B_7 – B_{14} – постоянные коэффициенты, значения которых соответственно равны $B_7 = 0,4259$; $B_8 = 1,2432 \cdot 10^{-3}$; $B_9 = -0,0406$; $B_{10} = 1,0089 \cdot 10^{-3}$; $B_{11} = 0,3624$; $B_{12} = -0,4661$; $B_{13} = 0,0976$; $B_{14} = 0,2708$.

Формула (2.56) может быть использована для расчета C_p в диапазоне изменения температуры $274 \leq T \leq 422$ К и при концентрациях в газе сероводорода до 40 %, двуокиси углерода – до 20 % и азота – до 25 % (мольных).

Приращение изобарной теплоемкости ΔC_p может быть определено графическим и аналитическим способами. Наиболее простым способом определения величины ΔC_p является гра-

фический способ по известным приведенным параметрам $P_{пр}$, $T_{пр}$ (рисунок 2.9). Для заданного состава газа по известным критическим параметрам каждого компонента $P_{кр}$ и $T_{кр}$ определяют псевдокритические параметры:

$$P_{п.кр} = \sum x_i P_{кр.i}; T_{п.кр} = \sum x_i T_{кр.i}, \quad (2.60)$$

а затем приведенные $P_{пр} = P/P_{п.кр}$ и $T_{пр} = T/T_{п.кр}$. По известным $P_{пр}$ и $T_{пр}$ определяют ΔC_p .

Использование этого способа целесообразно при содержании в составе газа метана 98 % и более. Если мольная концентрация высококипящих углеводородных и неуглеводородных газов превышает 10 %, а также при наличии в газе полярных веществ, при определении ΔC_p следует учесть влияние третьего параметра – ацентрического фактора молекул ω . Значение ацентрического фактора вычисляется по известному составу газа по приведенной формуле (2.108). При известных значениях $P_{пр}$, $T_{пр}$ и ω приращение изобарной теплоемкости ΔC_p определяется по формуле

$$\Delta C_p = \frac{[\Delta C_p^{(0)} + \omega \Delta C_p^{(1)}]R}{M}. \quad (2.61)$$

Значения $\Delta C_p^{(0)}$ и $\Delta C_p^{(1)}$ определяются графически (рисунки 2.10 и 2.11). Размерность величины ΔC_p зависит от размерности газовой постоянной R . Если используется значение $R = 1,986$ ккал/(моль·град.), то для получения теплоемкости в Дж/(кг·град.) необходимо вычислительную величину ΔC_p умножить на 4186,8 и разделить на молекулярную массу газа M .

Пример – Необходимо определить теплоемкость газа (состав задан в таблице 2.12) при $P = 14,71$ МПа и $T = 410$ К.

Для вычисления C_p сначала вычисляются значения C_p^0 по формуле (2.53). По известным x_i вычисляются g_i . Затем по формуле (2.52) рассчитывается $C_{p0}^0 = 2,4064$ (таблица 2.12). По заданному составу вычисляются $P_{п.кр}$ и $T_{п.кр}$. Затем определяются $P_{пр}$ и $T_{пр}$: $P_{пр} = 14,71/4,74 = 3,10$; $T_{пр} = 410/200 = 2,05$.

Для получения $P_{пр}$ и $T_{пр}$ по графику (рисунок 2.9) находится $\Delta C_p = 6,2$ кДж/(кмоль·град.). Разделив эту величину на молекулярную массу, получим 0,355 кДж/(кг·град.).

Следовательно, $C_p = C_p^0 + \Delta C_p = 2,406 + 0,355 = 2,761$ кДж/(кг·град.).

Для вычисления ΔC_p с учетом фактора ацентричности молекул ω используется формула 2.61. По известным $P_{пр}$ и $T_{пр}$ по графикам (рисунки 2.10 и 2.11) находятся $\Delta C_p^{(0)} = 0,77$ и $\Delta C_p^{(1)} = 0,11$, а затем вычисляются ΔC_p и C_p .

$\Delta C_p = 8,315 \cdot (0,77 + 0,0182 \cdot 0,11) / 17,431 = 0,367$ кДж/(кг·град.).

$C_p = 2,406 + 0,367 = 2,773$ кДж/(кг·град.).

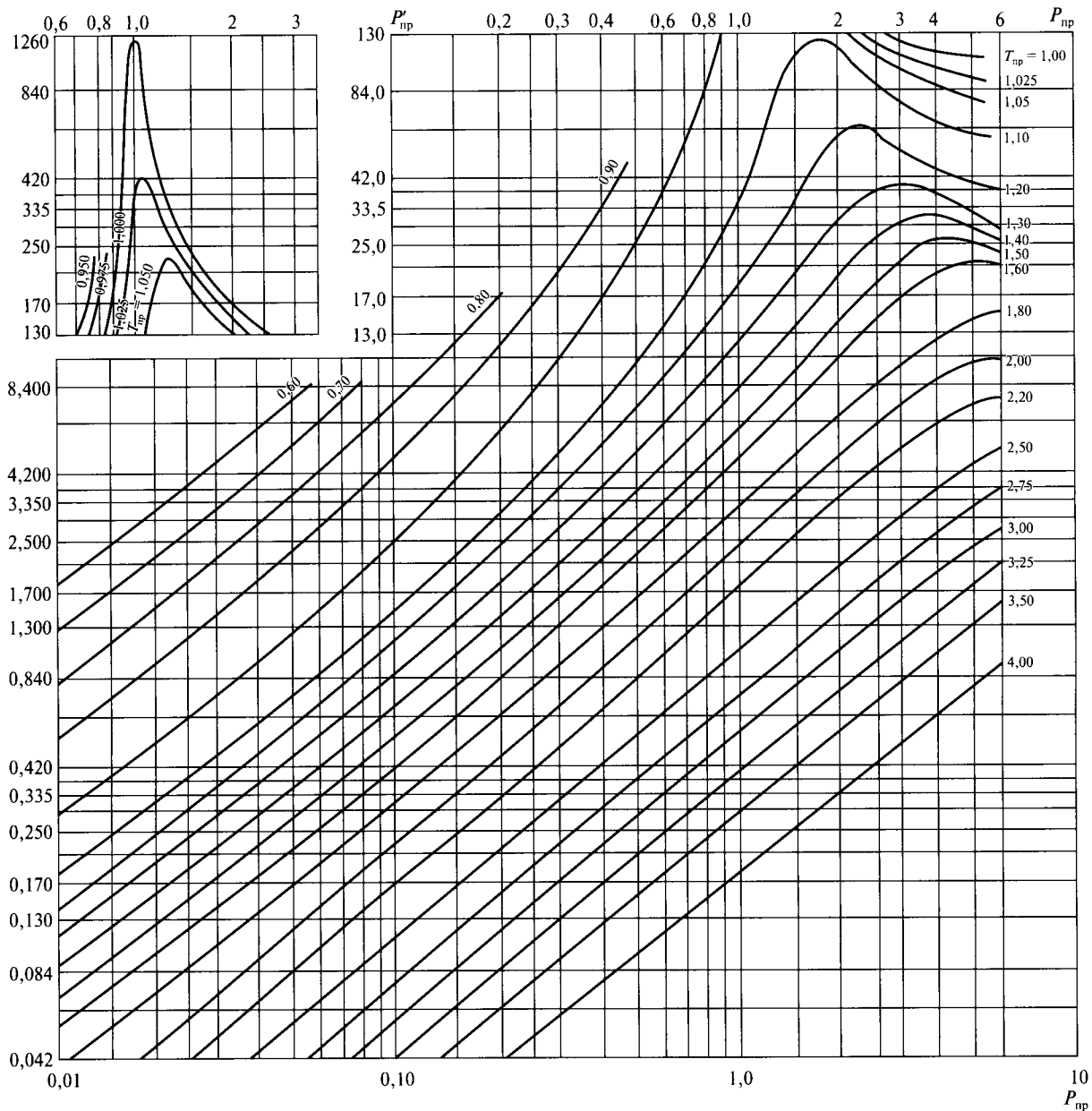


Рисунок 2.9 – Зависимость приращения изобарной теплоемкости ΔC_p от приведенных давления и температуры

В интервалах изменения приведенных давления $0 \leq P_{пр} \leq 6$ и температуры $1 \leq T_{пр} \leq 4$ величины $\Delta C_p^{(0)}/R$ и $\Delta C_p^{(1)}/R$ могут быть определены графически (рисунок 2.12). Для более высоких показателей давления значение ΔC_p определяется аналитическим путем. В частности, величина ΔC_p рассчитывается по приведенной форме уравнения Бенедикта – Вебба – Рубина, имеющего следующий вид:

$$\Delta C_p = C_p - C_p^0 = R \left[\frac{F_1}{F_2} + (C_1 + C_2) e^{-A_3 P_{пр}^2} - C_1 - 6 A_3 \frac{P_{пр}}{T_{пр}^3} - 1 \right]; \quad (2.62)$$

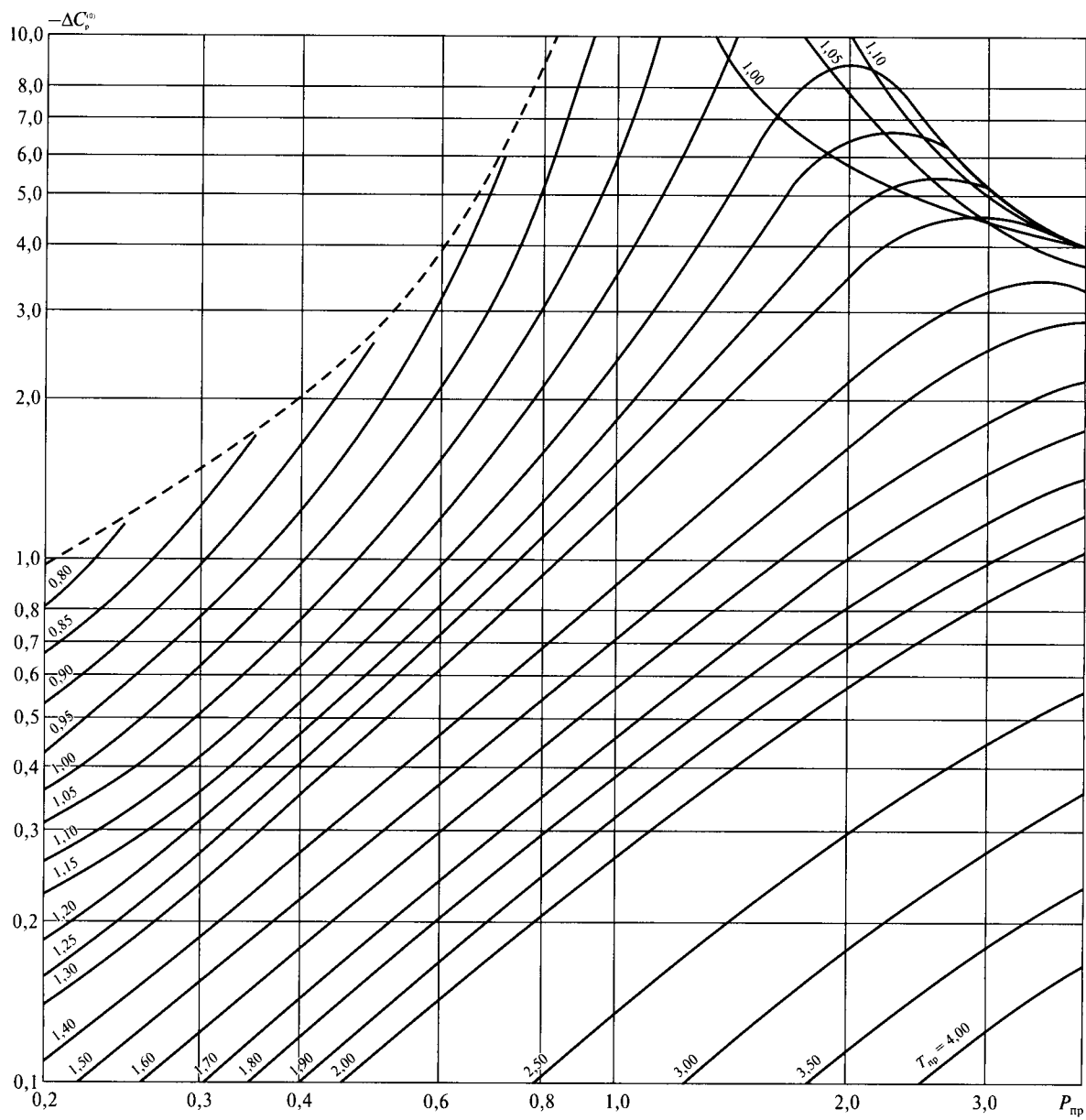


Рисунок 2.10 – Зависимость поправочной функции $-\Delta C_p^{(0)}$ от приведенных давления и температуры

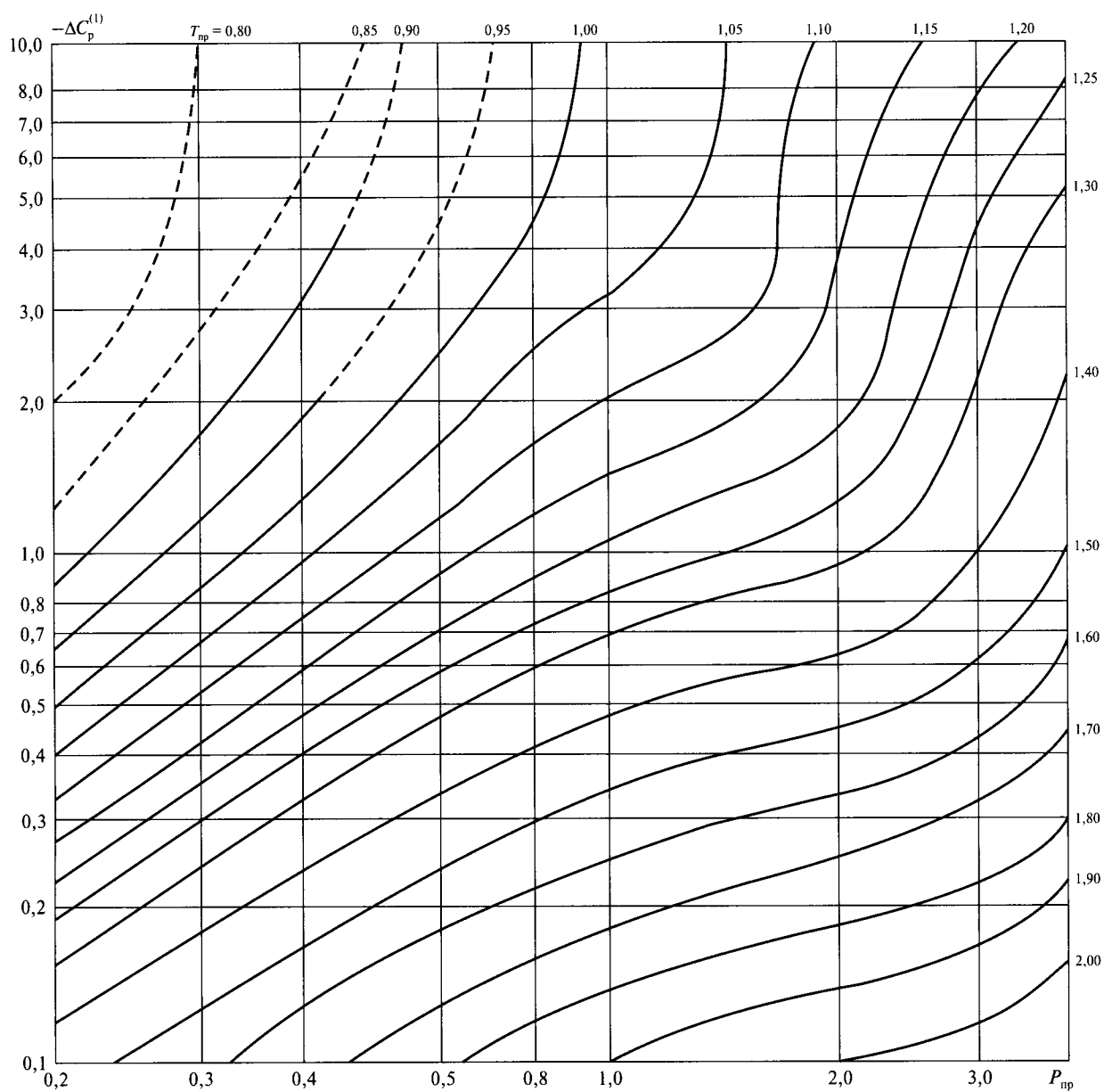


Рисунок 2.11 – Зависимость поправочной функции $-\Delta C_p^{(1)}$ от приведенных давления и температуры

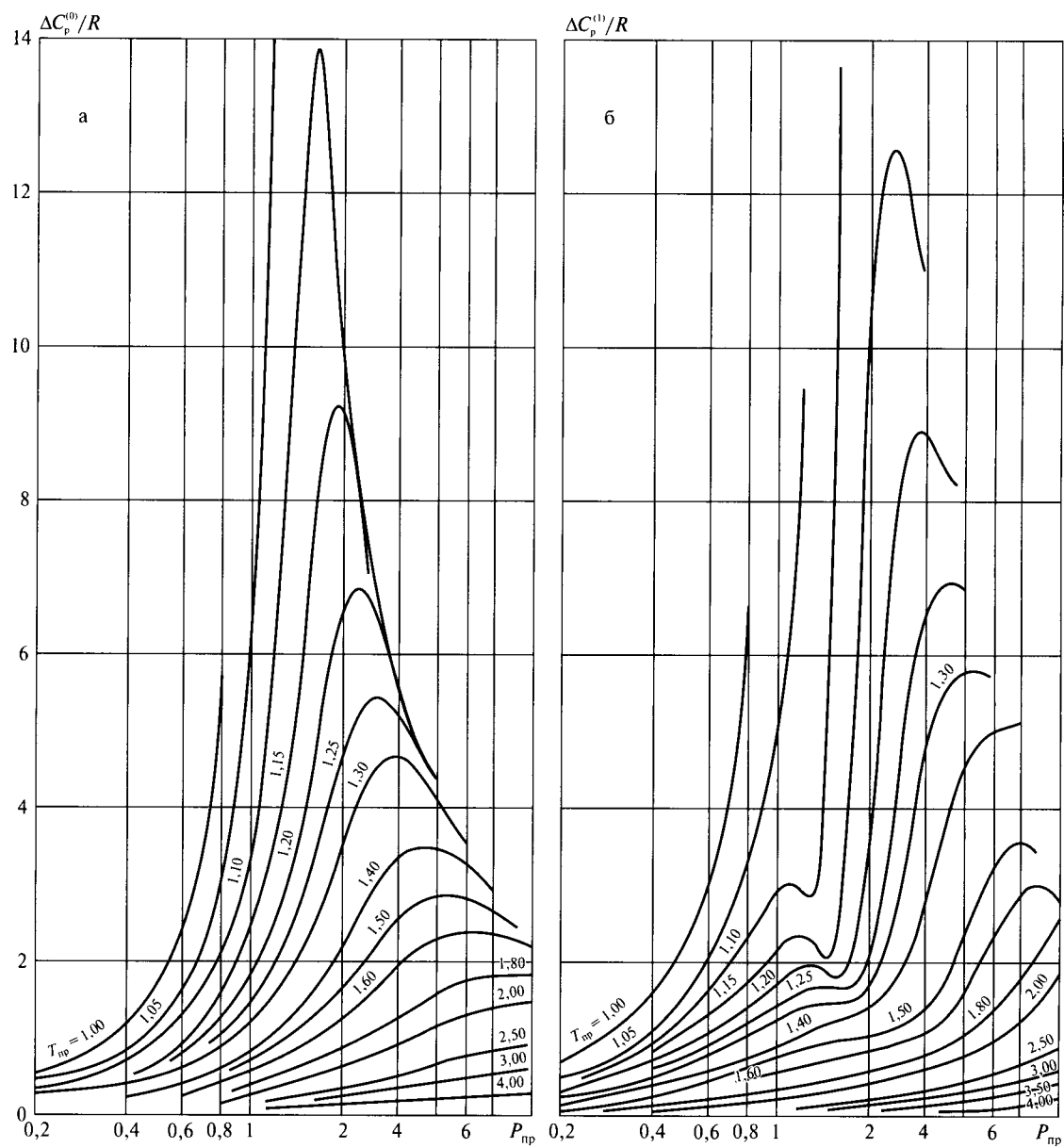


Рисунок 2.12 – Зависимость $\Delta C_p^{(0)}/R$ (а) и $\Delta C_p^{(1)}/R$ (б) от приведенных давления и температуры

$$C_1 = \frac{6A_7}{A_8 T_{\text{пр}}^3}; \quad C_2 = \frac{3A_7 \rho_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}}^3}; \quad (2.63)$$

$$F_1 = T_{\text{пр}} \left[1 + \frac{2A_1 A_3 \rho_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}}^3} + A_4 \rho_{\text{пр}}^2 - \frac{2A_7 \rho_{\text{пр}}^2}{T_{\text{пр}}^3} (1 + A_8 \rho_{\text{пр}}^2) \cdot e^{-A_8 \rho_{\text{пр}}^2} \right]; \quad (2.64)$$

$$F_2 = T_{\text{пр}} + 2\rho_{\text{пр}} \left(A_1 T_{\text{пр}} + A_2 + \frac{A_3}{T_{\text{пр}}^2} \right) + 3\rho_{\text{пр}}^2 (A_4 T_{\text{пр}} + A_5) + 6A_5 A_6 \rho_{\text{пр}}^5 + \\ + \left[\frac{A_7 \rho_{\text{пр}}^2}{T_{\text{пр}}^2} \right] (3 + 3A_6 \rho_{\text{пр}}^2 - 2A_8^2 \rho_{\text{пр}}^4) \cdot e^{-A_8 \rho_{\text{пр}}^2}, \quad (2.65)$$

где $T_{\text{пр}}, \rho_{\text{пр}}$ – приведенные параметры газа, то есть приведенные температура и плотность смеси;

$A_1 - A_8$ – постоянные коэффициенты.

Для определения изохорной теплоемкости C_v можно использовать формулу

$$C_v = C_p^0 + \Delta C_v - R, \quad (2.66)$$

где ΔC_v – приращение изохорной теплоемкости, определяемое по формуле

$$\frac{\Delta C_v}{R} = \frac{\Delta C_v^{(0)}}{R} + \frac{\Delta C_v^{(1)}}{R}. \quad (2.67)$$

Значения $\Delta C_v^{(0)}/R$ и $\Delta C_v^{(1)}/R$ находят из рисунка 2.13. Величина $\Delta C_v/R$ может быть вычислена и по формуле

$$\frac{\Delta C_v}{R} = \frac{\Delta C_p^{(0)}}{R} - \frac{[A^{(0)} + \omega A^{(1)}]^2}{B^{(0)} + \omega B^{(1)}} + 1, \quad (2.68)$$

где $A^{(0)}, A^{(1)}, B^{(0)}$ и $B^{(1)}$ – коэффициенты, определяемые из рисунков 2.14 и 2.15.

Для вычисления C_p необходимо знать $C_{p,i}^0$. Значения $C_{p,i}^0$ определяются графически (рисунок 2.8) или расчетным путем. По известному значению x_i определяют массу газа g_i , затем по формуле (2.52) рассчитывают $C_{p,см}^0$. По заданному составу газа определяют критические давление и температуру. Для иллюстрации приводится таблица 2.12.

2.1.7 Теплопроводность газа

Количество передаваемого в газовой среде тепла выражается формулой

$$Q = \lambda F \cdot \tau \frac{\Delta t}{\Delta L}, \quad (2.69)$$

где Δt – градиент температуры;

F – площадь передачи;

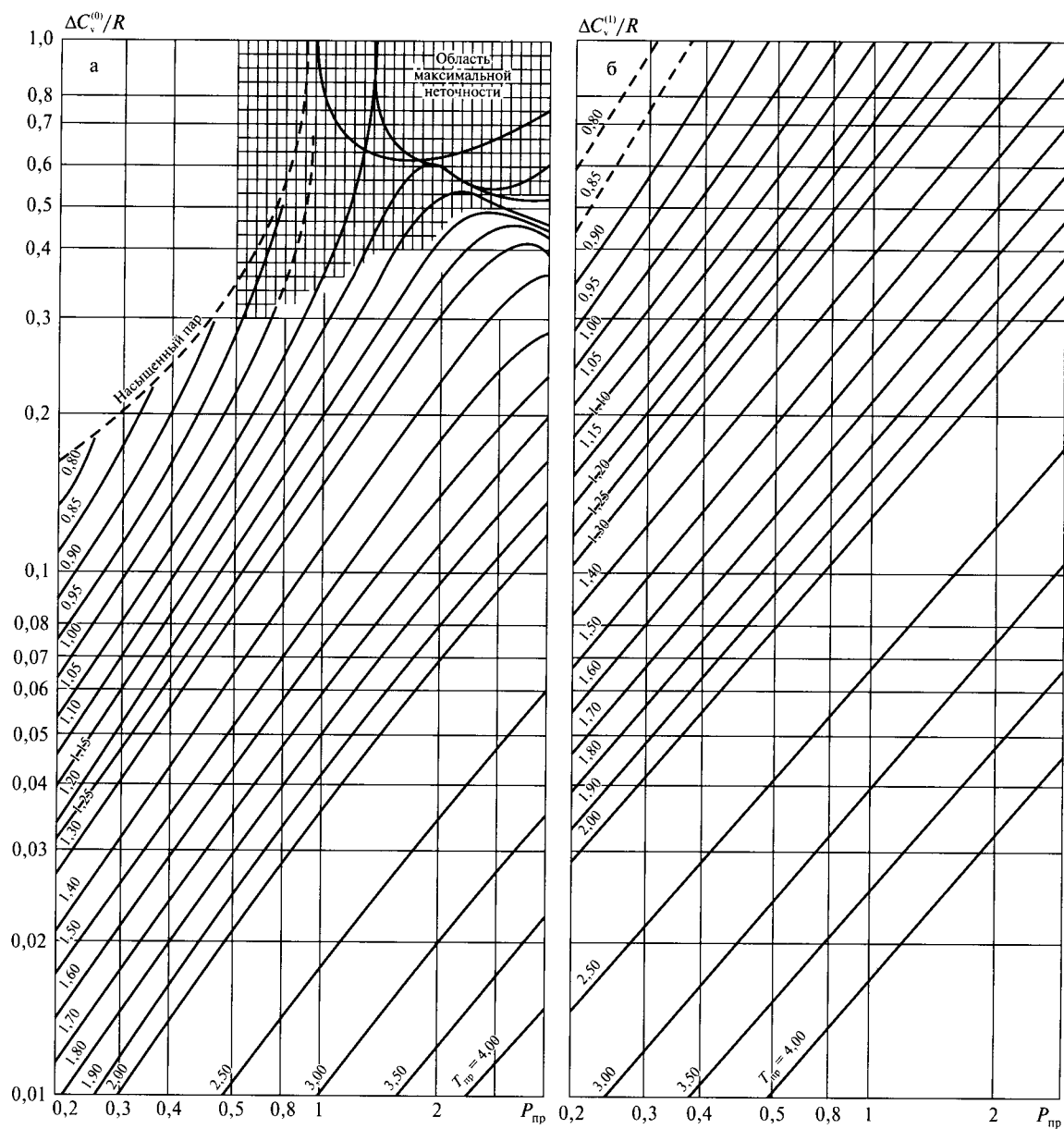


Рисунок 2.13 – Зависимость $\Delta C_v^{(0)}/R$ (а) и $\Delta C_v^{(1)}/R$ (б) от приведенных давления и температуры

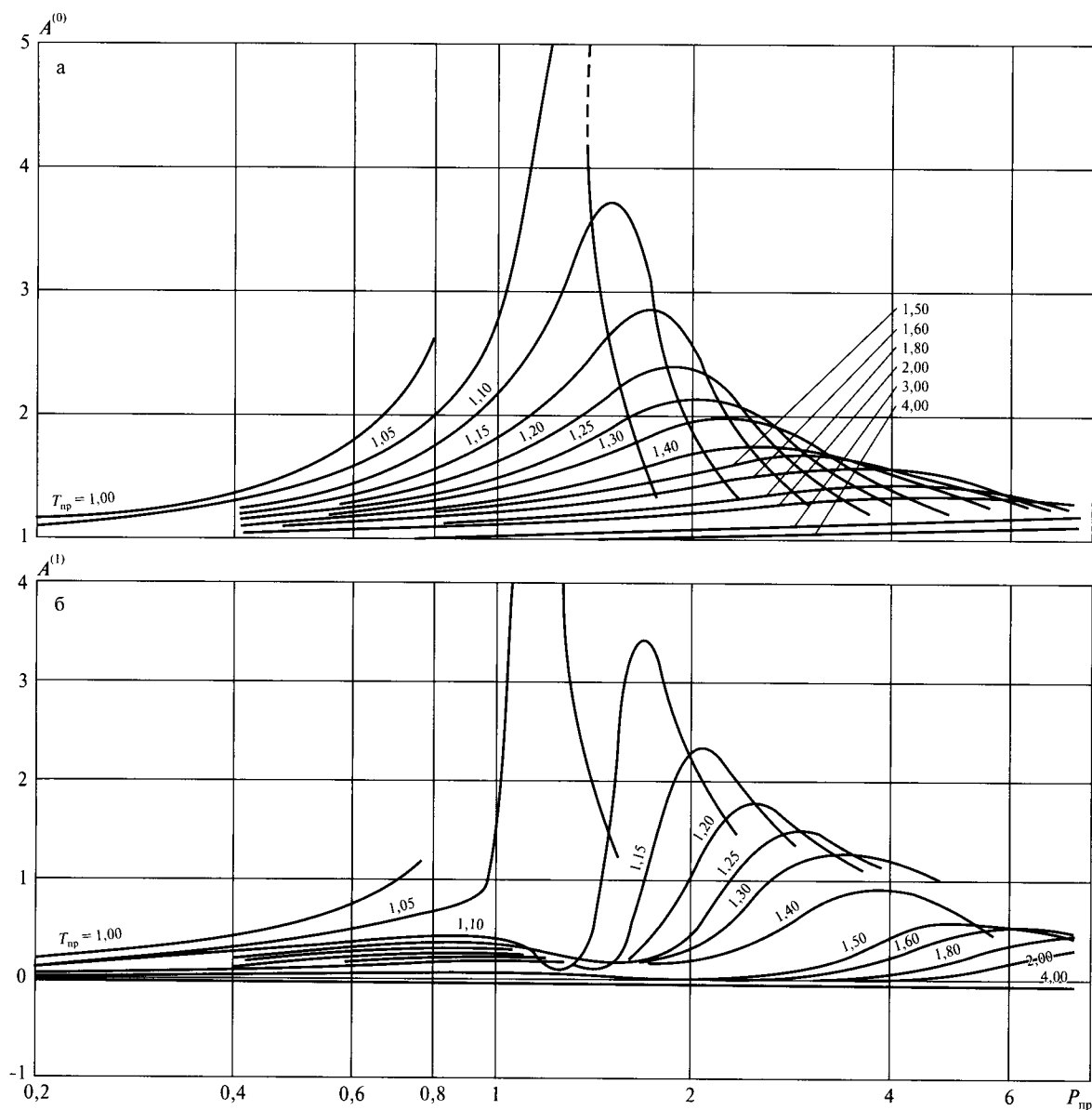


Рисунок 2.14 – Зависимость $A^{(0)}$ (а) и $A^{(1)}$ (б) от приведенных давления и температуры

τ – продолжительность процесса теплопередачи;

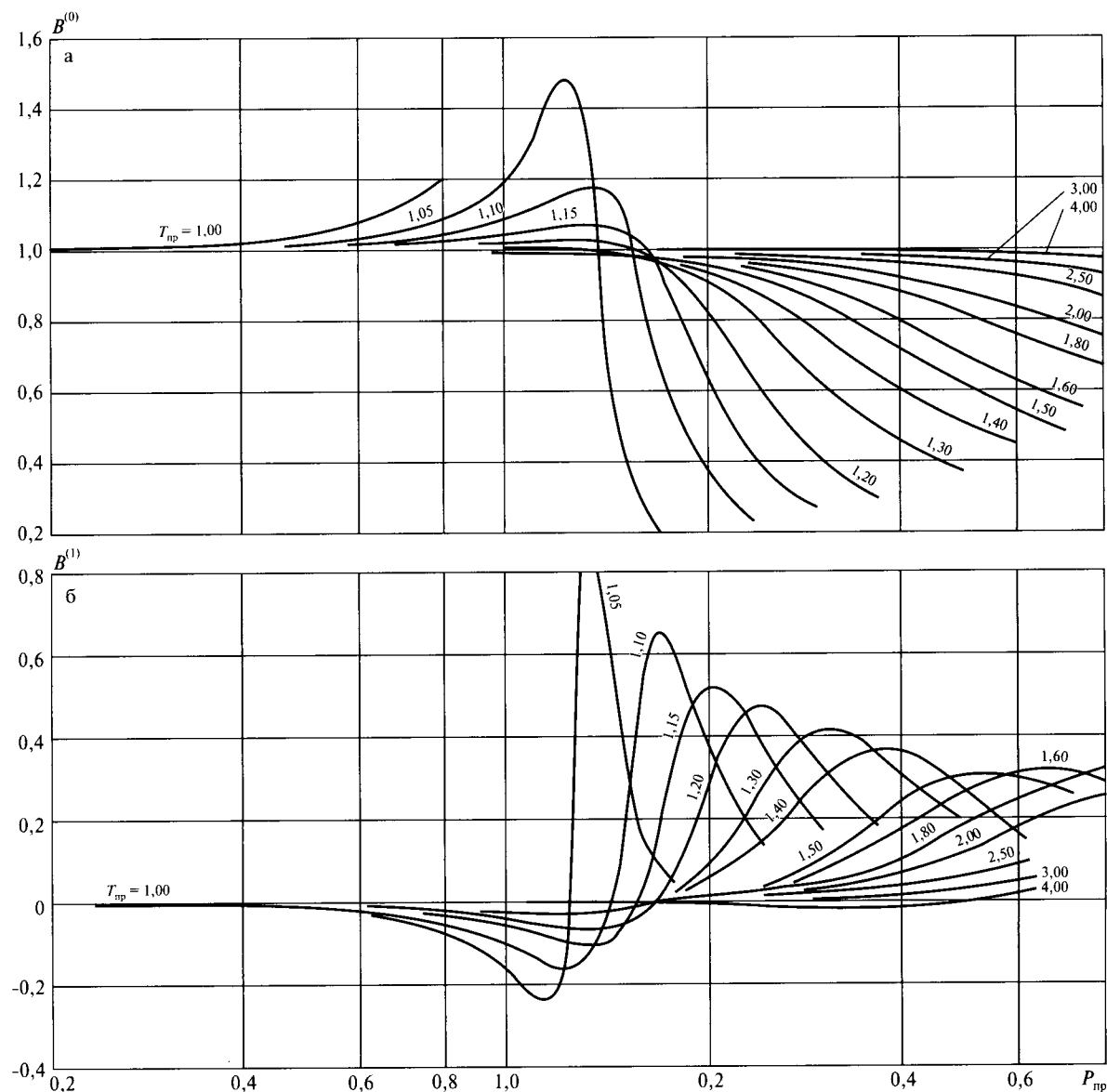
ΔL – толщина слоя газа;

$\Delta t = t_2 - t_1$ – разность температуры по обе стороны газовой среды толщиной ΔL ;

λ – коэффициент пропорциональности между количеством тепла и параметрами газовой среды.

Количество тепла, проходящего через единицу площади и толщины за единицу времени при разности температур, равной 1° , принято называть коэффициентом теплопроводности. Коэффициент теплопроводности измеряется в Дж/(м·с·град.), или Вт/(м·град.).

Теплопроводность газов зависит от давления, температуры, состава газа и определяется графическим или аналитическим путем. Все аналитические выражения получены путем ап-

Рисунок 2.15 – Зависимость $B^{(0)}$ (а) и $B^{(1)}$ (б) от приведенных давления и температуры

проксимации экспериментальных кривых. Наиболее простым способом является определение λ с использованием графической зависимости $\lambda/\lambda_{ат}$ и $\lambda/\lambda_{кр}$ от приведенных давления и температуры (рисунки 2.16 и 2.17) или зависимости $(\lambda - \lambda_{ат})$ от приведенной плотности газов $\rho_{пр}$ (рисунок 2.18). Для определения λ с использованием рисунка 2.17 необходимо вычислить величину $\lambda_{кр}$, то есть теплопроводность газа при критических $P_{кр}$ и $T_{кр}$.

Для газовых смесей $\lambda_{кр}$ определяется как псевдокритическая теплопроводность по формуле

$$\lambda_{п.кр} = 12,24 \cdot 10^{-5} M_{см}^{0,5} \frac{P_{п.кр}^{2/3}}{T_{п.кр}^{1/6}} \text{ Вт/(м·град.)}, \quad (2.70)$$

где $M_{см}$ – молекулярная масса смеси, определяемая по формуле

Таблица 2.12 – Расчет исходных параметров для определения теплоемкости газа

Компоненты газа	Молекулярная доля x_i , %	$C_{p,i}^0$, кДж/(кг·град.)	M_i , кг/моль	$M_i x_i$	Массовая доля g_i	$C_{p,i}^0 g_i$, кДж/(кг·град.)
CH ₄	93,70	2,4857	16,04	15,030	0,8620	2,1426
C ₂ H ₆	3,04	2,0934	30,07	0,914	0,0524	0,1097
C ₃ H ₈	1,05	2,2834	44,1	0,463	0,0265	0,0605
C ₄ H ₁₀	0,71	2,1654	58,17	0,413	0,0236	0,0511
C ₅ H ₁₂	0,17	2,2094	72,35	0,123	0,0070	0,0155
CO ₂	0,72	0,9093	44,03	0,317	0,0188	0,0169
H ₂ S	0,61	1,0467	28,03	0,171	0,0097	0,0101
Σ	100	—	—	17,431	1,000	2,4064

Окончание таблицы 2.12

Компоненты газа	$P_{кр,i}$, МПа	$P_{кр,i} x_i$, МПа	$T_{кр,i}$, К	$T_{кр,i} x_i$, К	ω_i	$\omega_i x_i$
CH ₄	4,699	4,399	190,55	178,54	0,0104	0,0097
C ₂ H ₆	4,976	1,151	305,43	9,28	0,0986	0,0029
C ₃ H ₈	4,333	0,045	369,82	3,88	0,1524	0,0016
C ₄ H ₁₀	3,671	0,027	425,60	3,02	0,2010	0,0014
C ₅ H ₁₂	3,448	0,006	469,65	0,80	0,2539	0,0004
CO ₂	7,521	0,054	304,20	2,19	0,2310	0,0016
H ₂ S	9,135	0,056	373,60	2,28	0,1000	0,0006
Σ		4,74	—	200	—	0,0182

$$M_{см} = \sum_{i=1}^n x_i M_i; \quad (2.71)$$

$P_{п.кр}$ и $T_{п.кр}$ – псевдокритические давление и температура, определяются следующим образом:

$$P_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кр,i} \text{ и } T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кр,i}.$$

При использовании рисунков 2.16 и 2.17 для определения λ необходимо вычислить величину $\lambda_{ат}$, то есть коэффициент теплопроводности при заданной температуре и атмосферном давлении $P_{ат} = 0,098$ МПа. Величина $\lambda_{ат,см}$ определяется несколькими расчетными методами, из которых приводятся два наиболее приемлемых.

1. Определение $\lambda_{ат,см}$ по формуле

$$\lambda_{ат,см} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{ат,i}}{1 + \sum_{j=1}^n A_{ij} \frac{X_i}{X_j}}, \quad (2.72)$$

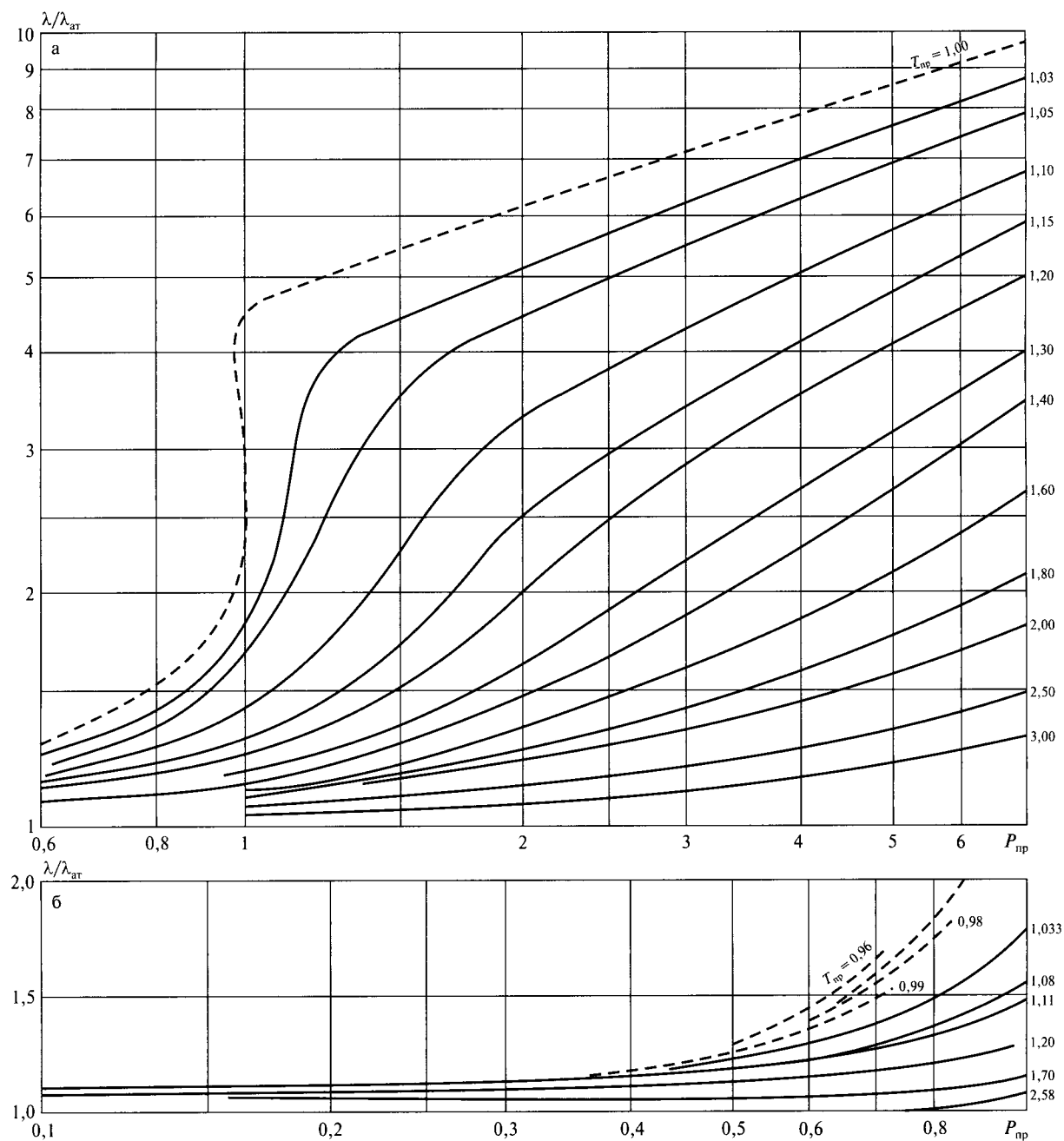


Рисунок 2.16 – Зависимость приведенной теплопроводности $\lambda/\lambda_{ат}$ газов от приведенных давления и температуры: $0,6 \leq P_{пр} \leq 6$ (а) и $0,1 \leq P_{пр} \leq 1$ (б)

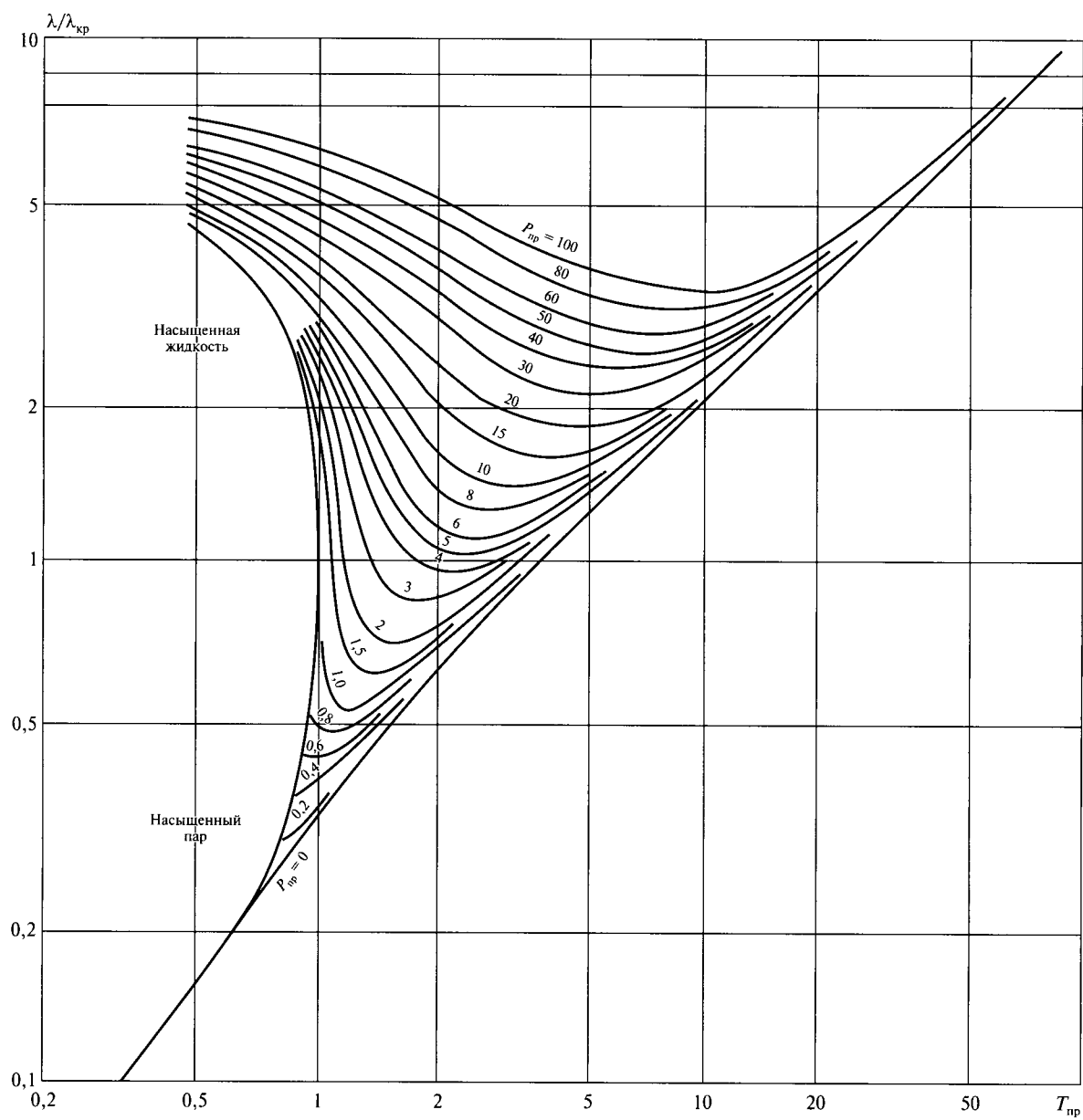


Рисунок 2.17 – Зависимость приведенной теплопроводности $\lambda/\lambda_{кр}$ газов от приведенных давления и температуры

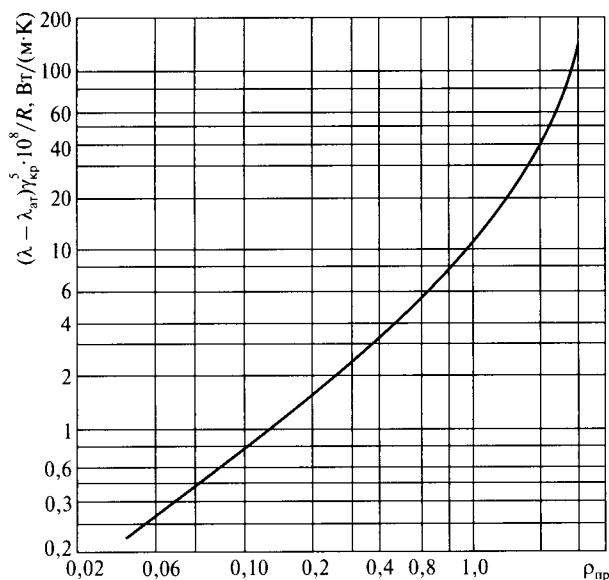


Рисунок 2.18 – Зависимость $\Delta\lambda = \lambda - \lambda_{\text{ат}}$ от приведенной плотности газов

где $\lambda_{\text{ат},i}$ – коэффициент теплопроводности i -го компонента;

A_{ij} – параметр взаимодействия, определяемый по формуле

$$A_{ij} = \frac{1}{4} \left\{ 1 + \left[\frac{\mu_{\text{ат},i} \left(\frac{M_i}{M_j} \right)^{0,75} \frac{1 + \frac{S_i}{T}}{1 + \frac{S_j}{T}} \right]^{0,5} \right\} \frac{1 + \frac{S_{ij}}{T}}{1 + \frac{S_i}{T}}, \quad (2.73)$$

где $\mu_{\text{ат},i}, \mu_{\text{ат},j}$ – коэффициенты вязкости при заданной температуре и атмосферном давлении i -го и j -го компонентов соответственно;

S_{ij} – постоянный коэффициент, определяемый по формуле

$$S_{ij} = C_s (S_i S_j)^{0,5}, \quad (2.74)$$

где C_s – коэффициент, зависящий от природы компонентов.

Если смесь состоит из близких по природе компонентов, например только из полярных или неполярных компонентов, то $C_s \sim 1$. Если газ состоит из различных по природе компонентов, то величина C_s может быть принята $C_s = 0,733$. Значения коэффициентов S_i и S_j определяются по эмпирической формуле

$$S_j = 1,5 T_{\text{кип},j}, \quad (2.75)$$

где $T_{\text{кип},j}$ – температура кипения j -го компонента, значение которой определяется из таблицы 2.1.

2. С погрешностью до 5 % значение $\lambda_{\text{ат},\text{см}}$ может быть определено по формуле

$$\lambda_{\text{ат},\text{см}} = \frac{\sum X_i \lambda_{\text{ат},i} M_i^{1/3}}{\sum X_i M_i^{1/3}}. \quad (2.76)$$

Величина $\lambda_{\text{ат},i}$ в формуле (2.76) определяется в зависимости от заданных температурных условий и состава газа (рисунок 2.19) по табличным данным или расчетным путем. В частности:

- для метана, нафтеновых и ароматических углеводородов при $T_{\text{пр}} < 1$

$$\lambda_{\text{ат},i} = 2,047 \cdot 10^{-3} \frac{C_{\text{p},i}^0}{\xi_i}; \quad (2.77)$$

- для остальных углеводородов при любых температурах

$$\lambda_{\text{ат},i} = 0,46 \cdot 10^{-3} \frac{C_{\text{p},i}^0 (14,52 T_{\text{пр}} - 5,14)^{2/3}}{\xi_i}; \quad (2.78)$$

- для неуглеводородных компонентов при $T_{\text{пр}} < 1$

$$\lambda_{\text{ат},i} = 0,46 \cdot 10^{-3} (C_{\text{p},i}^0)^{3/4} (20 Z_{\text{кр},i} + 1,08) T_{\text{пр}}^{1,81-2,604 Z_{\text{кр},i}}; \quad (2.79)$$

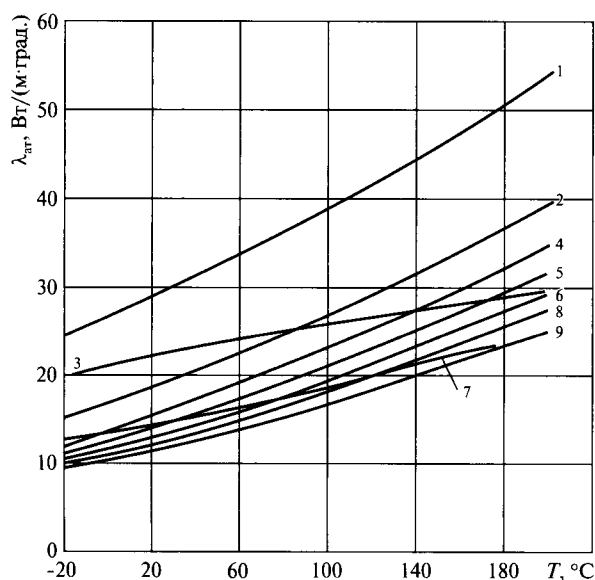
- для неуглеводородных компонентов при $1 \leq T_{\text{пр}} \leq 3$

$$\lambda_{\text{ат},i} = 0,46 \cdot 10^{-3} (C_{\text{p},i}^0)^{3/4} [(195 Z_{\text{кр},i} - 31,94) T_{\text{пр},i} + 16,83 - 82,5 Z_{\text{кр},i}]^{1,524-2,8 Z_{\text{кр},i}}; \quad (2.80)$$

- для неуглеводородных компонентов при $3 \leq T_{\text{пр}} \leq 15$

$$\lambda_{\text{ат},i} = 0,46 \cdot 10^{-3} (C_{\text{p},i}^0)^{3/4} [(7,18 - 18,25 Z_{\text{кр},i}) T_{\text{пр},i} + 10,21 Z_{\text{кр},i} - 4,91]^{1,079-1,97 Z_{\text{кр},i}}. \quad (2.81)$$

В формулах (2.77)–(2.81) $C_{\text{p},i}^0$ измеряется в Дж/(моль·град.), P – в МПа, T – в К и λ – в Вт/(м·град.), где $Z_{\text{кр},i}$ – коэффициент сверхсжимаемости i -го компонента при $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$; ξ_i – определяется по формуле (2.77) при известных M_i и критических параметрах i -го компонента $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$; ξ_i – изобарная теплоемкость газа при атмосферном давлении и заданной температуре.



1–9 теплопроводность газов при $P_{\text{ат}}$:
 1 – метана; 2 – этана; 3 – азота; 4 – пропана;
 5 – n -бутана; 6 – n -пентана; 7 – углекислого
 газа; 8 – n -гексана; 9 – n -гептана
 Рисунок 2.19 – Зависимость теплопроводности
 компонентов природных газов $\lambda_{\text{ат}}$
 при атмосферном давлении от температуры

Аналитически величина λ может быть определена по формулам при известных $\lambda_{\text{ат.см}}$ критической величине сверхсжимаемости $Z_{\text{кр}}$, приведенной плотности газа $\rho_{\text{пр}}$ и параметра ξ , зависящего от молекулярной массы смеси и критических давления и температуры.

При $\rho_{\text{пр}} < 0,5$ величина λ определяется по формуле

$$\lambda = \lambda_{\text{ат.см}} + \frac{14 \cdot 10^{-8} (e^{-0,535\rho_{\text{пр}}} - 1)}{\xi Z_{\text{п.кр}}^5}; \quad (2.82)$$

при $0,5 \leq \rho_{\text{пр}} \leq 2$

$$\lambda = \lambda_{\text{ат.см}} + \frac{13,1 \cdot 10^{-8} (e^{-0,67\rho_{\text{пр}}} - 1,069)}{\xi Z_{\text{п.кр}}^5} \quad (2.83)$$

и при $\rho_{\text{пр}} > 2$

$$\lambda = \lambda_{\text{ат.см}} + \frac{2,976 \cdot 10^{-8} (e^{1,55\rho_{\text{пр}}} + 2,016)}{\xi Z_{\text{п.кр}}^5}, \quad (2.84)$$

где $\rho_{\text{пр}}$ — приведенная плотность газа, определяемая по формуле

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\rho}{\rho_{\text{п.кр}}} = \frac{Z_{\text{п.кр}} T_{\text{п.кр}} P}{Z T P_{\text{п.кр}}}; \quad (2.85)$$

$Z_{\text{п.кр}}$ — псевдокритический коэффициент сверхсжимаемости, определяемый по формуле

$$Z_{\text{п.кр}} = \sum x_i Z_{\text{кр.}i}, \quad (2.86)$$

где $Z_{\text{кр.}i}$ — коэффициент сверхсжимаемости при $P_{\text{кр.}i}$ и $T_{\text{кр.}i}$ i -го компонента;

x_i — мольная (объемная) доля i -го компонента в составе газа;

Z — коэффициент сверхсжимаемости при заданных давлении P и температуре T .

Параметр ξ определяется по формулам

$$\xi_{\text{см}} = \sum x_i \xi_i; \quad \xi_i = \sum_{i=1}^n \frac{M_i^{1/2} T_{\text{кр.}i}^{1/6}}{P_{\text{кр.}i}^{2/3}}. \quad (2.87)$$

Значения $\lambda_{\text{ат.см}}$ вычисляются в соответствии с требуемой точностью расчетов одним из приведенных выше способов.

2.1.8 Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля — Томсона

Дросселирование — расширение газа при постоянной энтальпии в процессе его прохождения через сужающие устройства (через местное сопротивление, каковым являются диафрагмы, сопла, штуцера, вентиль, кран, сужение трубы), сопровождающееся изменением температуры, вызванным затратой энергии на преодоление внутренних молекулярных сил взаимного притяжения. Процесс, происходящий при этих условиях называется адиабатическим.

Изменение температуры газа при изоэнтальпийном расширении называется дроссель-эффектом и установлено Джоулем и Томсоном. Отношение изменения температуры к изменению давления называется коэффициентом Джоуля — Томсона и определяется формулой

$$D_i = \left[\frac{\partial T}{\partial P} \right]_i. \quad (2.88)$$

Коэффициент Джоуля — Томсона зависит от состава газа, давления и температуры, изменяется в широких пределах и может иметь положительный и отрицательный знак. Отрицательный знак коэффициента Джоуля — Томсона показывает, что дросселирование сопровождается нагреванием газа. Для природных газов при температурах и давлениях, встречаемых на практике, дросселирование практически всегда сопровождается охлаждением газа. На Астраханском газоконденсатном месторождении при давлениях, близких к начальному, коэффициент Джоуля — Томсона отрицательный. С увеличением давления за его критическим значением коэффициент Джоуля — Томсона уменьшается, проходит через нуль, то есть через инверсионную точку, и становится отрицательным. В этом случае газ при дросселировании нагревается. Чем выше давление, тем значительнее нагревание газа. Для определения инверсионной точки используется формула

$$D = \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p - v}{C_p}, \quad (2.89)$$

где v — объем газа;

∂v — изменение объема при постоянном давлении в результате изменения температуры на ∂T ;

C_p — теплоемкость газа при постоянном давлении.

Приравнявая к нулю коэффициент ε и задаваясь различными значениями температуры в точке инверсии, находят объем и давление газа заданного состава, соответствующие этой точке. В результате получают инверсионную кривую. В таблице 2.13 даны значения приведенных давления, температуры и объема, при которых $\varepsilon = 0$. Эти величины получены из уравнения состояния Редлиха — Квонга.

Значение коэффициента Джоуля — Томсона может быть определено экспериментально и расчетным путем. Как правило, для проведения термогазодинамических расчетов используется аналитический способ определения коэффициента Джоуля — Томсона и с помощью формулы

$$D_i = \frac{T_{кр} f(D_i)}{P_{кр} C_p} \quad (2.90)$$

определяется D_i .

Таблица 2.13 – Значения приведенных давления, температуры и объема в инверсионной точке

$P_{пр}$	$T_{пр}$	$v_{пр}$	$P_{пр}$	$T_{пр}$	$v_{пр}$	$P_{пр}$	$T_{пр}$	$v_{пр}$
1,237	0,8	0,393	10,631	2,5	0,827	4,067	4,5	3,472
4,813	1,0	0,428	9,668	3,0	1,060			
9,924	1,5	0,527	8,145	3,5	1,428	1,094	5,0	9,017
10,747	2,0	0,653	6,242	4,0	2,069			

В формуле (2.90) $T_{кр}$, $P_{кр}$ – критические температура и давление газа; $f(D_i)$ – функция, определяемая по графику (рисунок 2.20) в зависимости от приведенных давления и температуры газа. Функция $f(D_i)$ имеет размерность теплоемкости газа и аналитически выражается формулой

$$f(D_i) = 1,44 \left[v_{пр} - T_{пр} \left(\frac{\partial v_{пр}}{\partial T_{пр}} \right) P_{пр} \right], \quad (2.91)$$

где $v_{пр} = v/v_{кр}$ – приведенный объем газа.

Графическая зависимость $f(D_i)$ (рисунок 2.20) в диапазоне изменений $1,6 \leq T_{пр} \leq 2,1$ и $0,8 \leq P_{пр} \leq 3,5$, может быть выражена формулой

$$f(D_i) = 2,343 T_{пр}^{-2,04} - 0,071 (P_{пр} - 0,8). \quad (2.92)$$

Средний коэффициент Джоуля – Томсона при использовании изоэнтальпийных диафрагм определяется по формуле

$$D_i = \frac{\Delta T}{\Delta P} \quad (2.93)$$

или из выражения для определения конечной температуры газа после дросселирования

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_1} - \frac{3,57 \cdot \bar{P}_{пр}^{-0,25}}{\bar{C}_p T_{пр1}} [5 \cdot 10^{-6} \cdot \ln \left(\frac{P_1}{P_2} \right) + 0,029 \cdot 10^{-6} (P_1^2 - P_2^2) - 20,9 (P_1 - P_2)], \quad (2.94)$$

где

$$\bar{P}_{пр} = \frac{P_1 + P_2}{2 P_{п.кр}}; T_{пр} = \frac{T_1}{T_{п.кр}}; \bar{C}_p = \bar{C}_p(P_{пр}, T_{пр1}); \quad (2.95)$$

\bar{C}_p – средний коэффициент теплоемкости, рассчитанный для усредненных термобарических условий до и после дроссельного устройства.

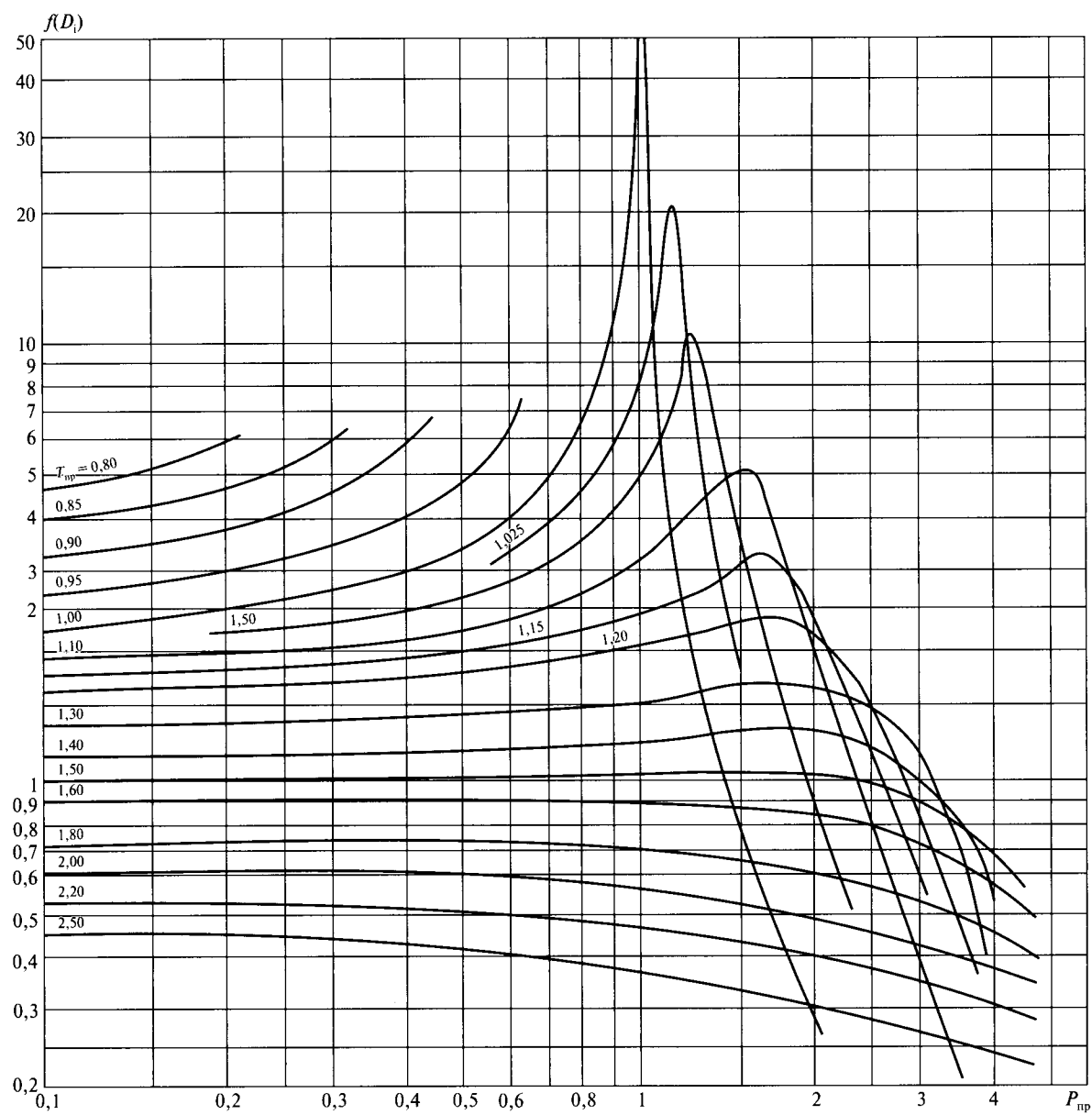


Рисунок 2.20 – Зависимость обобщенной функции $f(D_i)$ от приведенных давления и температуры

Интегральный дроссель-эффект может быть рассчитан и по уравнению состояния Битти – Бриджмена с помощью формулы

$$T_2 = T_1 + \frac{1}{C_p} + P_2 v_2 - P_1 v_1 + (T_1 \beta_1 - \beta) \left(\frac{1}{v_1} - \frac{1}{v_2} \right) + \frac{T_1 \gamma_1 - \gamma}{2} \left(\frac{1}{v_1^2} - \frac{1}{v_2^2} \right) + \frac{T_1 \delta_1 - \delta}{3} \left(\frac{1}{v_1^3} - \frac{1}{v_2^3} \right), \quad (2.96)$$

где

$$\beta_1 = B_0 R + \frac{2CR}{T^3}; \quad \beta = -a_0 + BRT - \frac{CR}{T^2}; \quad (2.97)$$

$$\gamma_1 = \frac{2CB_0 R}{T^3} - bB_0 R; \quad \gamma = aA_0 - \frac{bB_0 R}{T} - \frac{CB_0 R}{T^2}; \quad (2.98)$$

$$\delta_1 = -\frac{2bCB_0 R}{T^3}; \quad \delta = \frac{bCB_0 R}{T^2}; \quad (2.99)$$

A_0, B_0, a, b, C – коэффициенты уравнения Битти – Бриджмена, значения которых для компонентов природного газа приведены в таблице 2.14.

В формуле (2.96) T выражена в К; v – в м³/кг; C_p – в Дж/(кг·К) и P – в МПа.

2.1.9 Растворимость природных газов в воде

Растворимость природных газов в воде определяется количеством газа, растворяющегося в 1 м³ воды при $T_{ст} = 293,15$ К и $P = 0,1$ МПа, характеризуется коэффициентом b и зависит от температуры и давления:

$$b = \frac{u_r}{M_v}, \quad (2.100)$$

где u_r – объем растворенного в воде газа при нормальных условиях, м³;

M_v – масса воды, кг.

Таблица 2.14 – Значения коэффициентов в формулах (2.97; 2.98; 2.99)

Компонент газа	A_0	a	B_0	b	$C \cdot 10^4$
Метан	2,2769	0,01855	0,05587	-0,1587	12,83
Этан	5,8800	0,05861	0,09400	0,01915	90,00
Пропан	11,9200	0,07321	0,18100	0,04293	120,00
<i>n</i> -бутан	17,7940	0,12161	0,24620	0,09423	350,00
<i>i</i> -бутан	12,6037	0,11171	0,23540	0,07697	300,00
Азот	1,3445	0,02617	0,05046	-0,00691	4,20
Углекислый газ	5,0065	0,07132	0,10476	0,07235	66,00

Содержание растворенного газа (в молярных долях) определяют по формуле

$$N_i = \frac{n_i}{\sum n_i + n_b}, \quad (2.101)$$

где n_i — число молей i -го компонента в воде;

n_b — число молей воды.

$$N_i = \frac{b_i}{\sum b_i + 1244}. \quad (2.102)$$

Для многих газов $\sum b_i \leq 10$, поэтому по сравнению со значением 1244 величиной $\sum b_i$ можно пренебречь. Тогда $N_i = 0,804 \cdot 10^{-3} \cdot b_i$.

Растворимость газов в пластовой воде зависит не только от ее температуры и минерализации, но и от составов растворенных солей и газов. При отсутствии данных о растворимости газов в воде по конкретному месторождению следует пользоваться значениями коэффициентов растворимости газов в дистиллированной воде с учетом температуры и внести поправку на минерализацию по формуле

$$\alpha = \alpha_0 \cdot 10^{-kc}, \quad (2.103)$$

где α и α_0 — мольные доли растворимости газа в минерализованной и дистиллированной водах;

k — коэффициент высаливания;

c — концентрация соли в грамм-эквивалентах на 1 л пластовой воды при $T = 293$ К.

В соответствии с рисунком 2.21 значение коэффициента высаливания k зависит от состава газа и температуры воды, то есть величина k для водных растворов NaCl при различных температурах показывает, что для интервала температур $353 \leq T \leq 413$ К коэффициент $k = 0,1$. В пределах температур $283 \leq T \leq 353$ К величины коэффициента k для метана, азота, этана и пропана будут соответственно равны $0,10 \leq k_{\text{CH}_4} \leq 0,15$; $0,10 \leq k_{\text{N}_2} \leq 0,15$; $0,13 \leq k_{\text{C}_2\text{H}_6} \leq 0,18$; $0,165 \leq k_{\text{C}_3\text{H}_8} \leq 0,220$.

Растворимость CO_2 в пластовых водах незначительна. Опыты показывают, что в водах различной степени минерализации при $273 \leq T \leq 333$ К и $P = 0,1$ МПа растворимость CO_2 составляет $0,2$ – $1,7$ м³/м³ воды. Причем, чем выше минерализация и температура воды, тем ниже растворимость CO_2 . Например, при температурах 293 – 333 К и минерализации воды $3,5$ моль NaCl на 1 л воды растворимость CO_2 меняется от $0,2$ до $0,4$ м³/м³.

В пластовых водах растворяется значительное количество сероводорода (H_2S). Например, в водах Оренбургского газоконденсатного месторождения растворено 1 – 3 м³/м³ сероводорода, что составляет 30% – 40% от общего объема растворенных газов. Опыты показывают, что рас-

творимость H_2S в воде при $P = 0,1$ МПа, $293 \leq T \leq 333$ К и минерализации воды в соотношениях 2–5 моль на 1 л воды составляет $0,5\text{--}1,6$ м³/м³.

Пластовые воды газовых месторождений, как правило, насыщены в основном метаном. На рисунке 2.22 приведена зависимость от давления растворимости метана в пластовой воде с условной соленостью NaCl 20, 100, 200 и 300 кг/м³ воды при температурах от 0 °С до 80 °С.

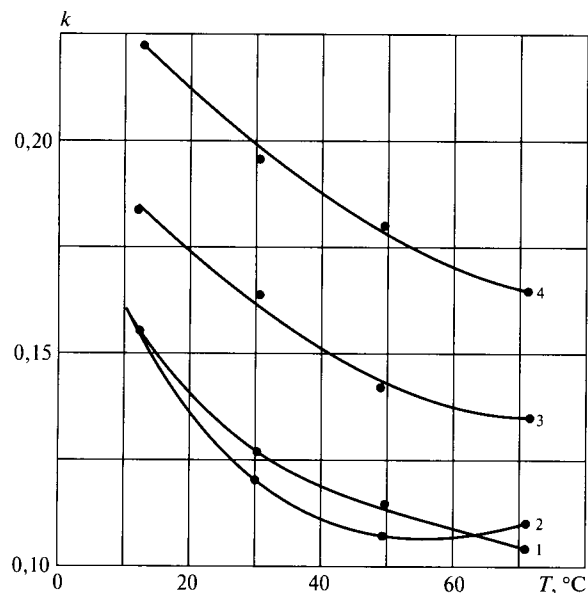


Рисунок 2.21 – Зависимость коэффициента высаливания k от температуры для метана – 1, азота – 2, этана – 3, пропана – 4

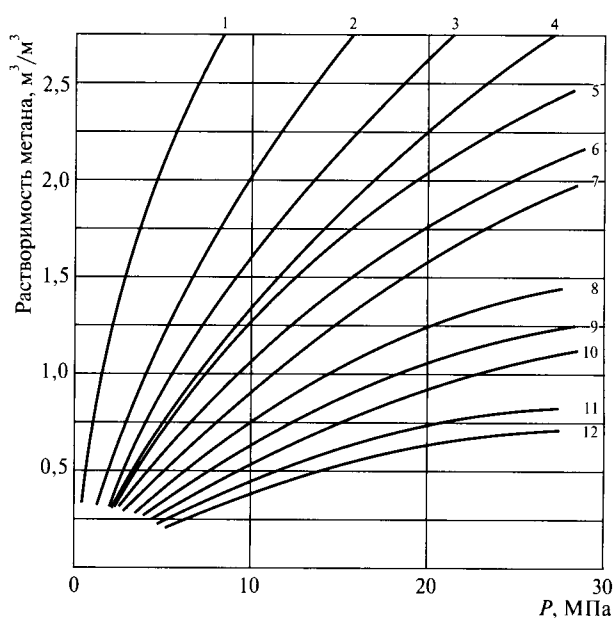


Рисунок 2.22 – Зависимость от давления растворимости метана в пластовой воде с условной соленостью NaCl 20 кг/м³ (кривые 1–4 при $T = 0$ °С, 15 °С, 40 °С и 80 °С); 100 кг/м³ (кривые 5–7 при $T = 20$ °С, 40 °С и 80 °С); 200 кг/м³ (кривые 8–10 при $T = 20$ °С, 40 °С и 80 °С) и 300 кг/м³ (кривые 11 и 12 при $T = 20$ °С и 80 °С)

2.2 Уравнения состояния природных газов и газоконденсатных смесей

2.2.1 Коэффициент сверхсжимаемости газа

Коэффициент сверхсжимаемости газа (Z) – это отношение объема газа при заданных значениях P и T (V) к объему этого газа ($V_{ид}$), определенному при идентичных P и T по законам идеального газа. Коэффициент Z газа характеризует отклонение объема реального газа от объема идеального газа. Уравнение, связывающее основные параметры газа – объем, давление и температуру, называется уравнением состояния газа.

Уравнение состояния идеального газа получено из условия отсутствия межмолекулярных взаимодействий и без учета объема самих молекул и имеет вид

$$V_{\text{ид}} = \frac{nRT}{P}, \quad (2.104)$$

где n — число молей газа;

R — универсальная газовая постоянная;

T и P — температура и давление газа.

Универсальная газовая постоянная (R) выражает работу одного моля газа при повышении его температуры на 1° и в системе СИ имеет размерность Дж/(кмоль·град.).

Из определения коэффициента сверхсжимаемости газа следует, что

$$Z = \frac{V}{V_{\text{ид}}}, \quad (2.105)$$

тогда

$$V = \frac{nZRT}{P}. \quad (2.106)$$

Величина коэффициента Z зависит от состава газа, давления, температуры и может быть определена графическим и аналитическим способами. Способ определения Z выбирается исходя из требуемой точности. Наиболее простым способом является графический. Для метана используется графическая зависимость Z от приведенного давления $P_{\text{пр}}$ и приведенной температуры $T_{\text{пр}}$ (рисунок 2.23). На рисунках 2.24–2.26 приведена зависимость Z от давления и температуры для N_2 , CO_2 и H_2S .

При более высоком содержании в газе высококипящих углеводородов C_{5+} и полярных компонентов коэффициент Z следует определять с учетом ацентрического фактора по формуле

$$Z = Z^{(0)} + \omega_{\text{см}} Z^{(1)}, \quad (2.107)$$

где $Z^{(0)}$, $Z^{(1)}$ — коэффициенты, определяемые из графиков зависимостей $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ от приведенных параметров $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ (рисунки 2.27 и 2.28);

$\omega_{\text{см}}$ — ацентрический фактор, определяемый по известному составу газа по формуле

$$\omega_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n \omega_i x_i, \quad (2.108)$$

где ω_i — ацентрический фактор i -го компонента, определяемый из таблицы 2.1 или по формуле (2.9).

Псевдокритические параметры ($P_{\text{п.кр}}$ и $T_{\text{п.кр}}$), необходимые для определения $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$, с помощью которых находят $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ (рисунки 2.27 и 2.28) определяются в зависимости от состава газа. Если в газе повышенное количество высококипящих углеводородов и полярных

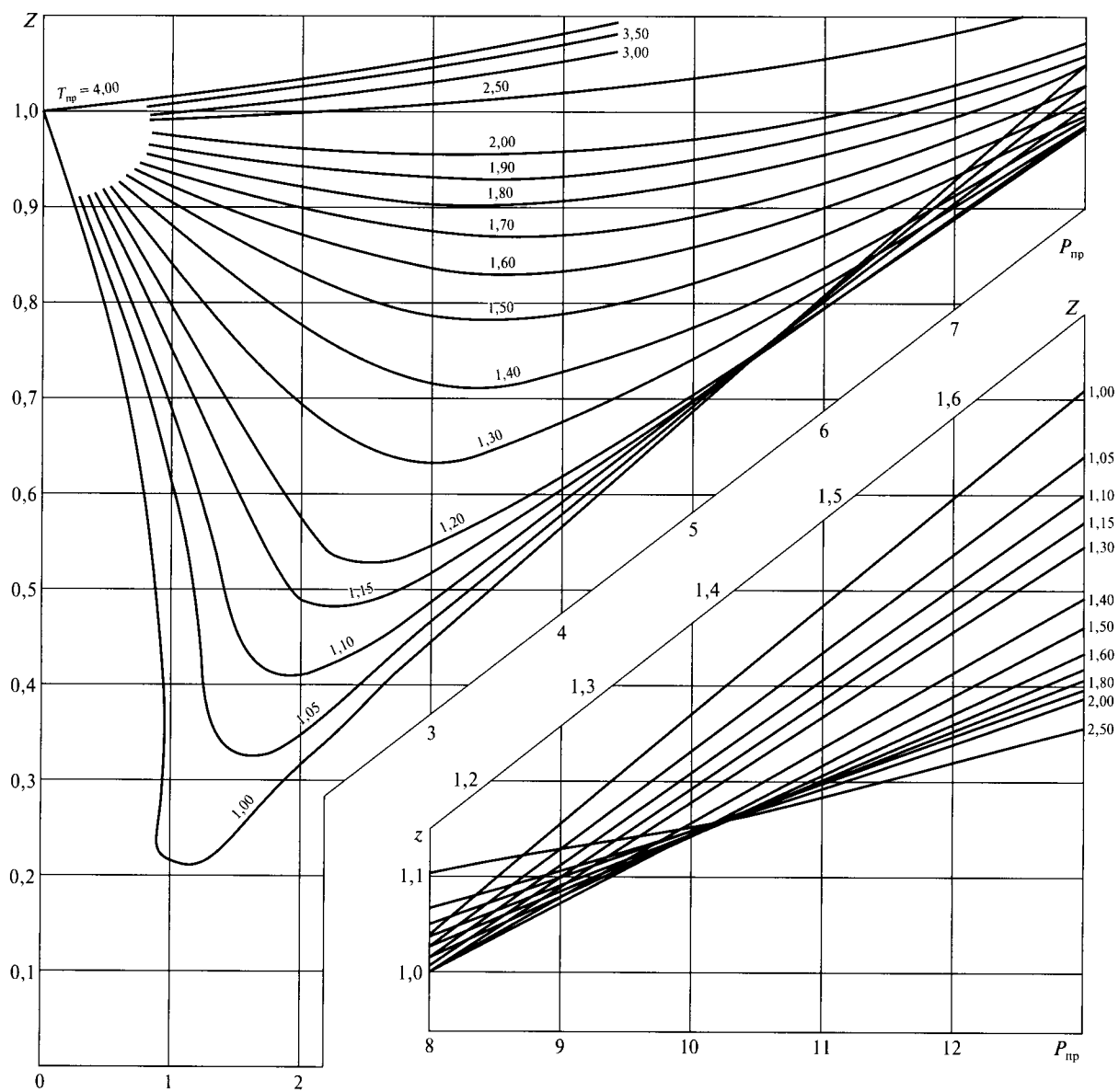


Рисунок 2.23 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z метана от приведенных давления и температуры

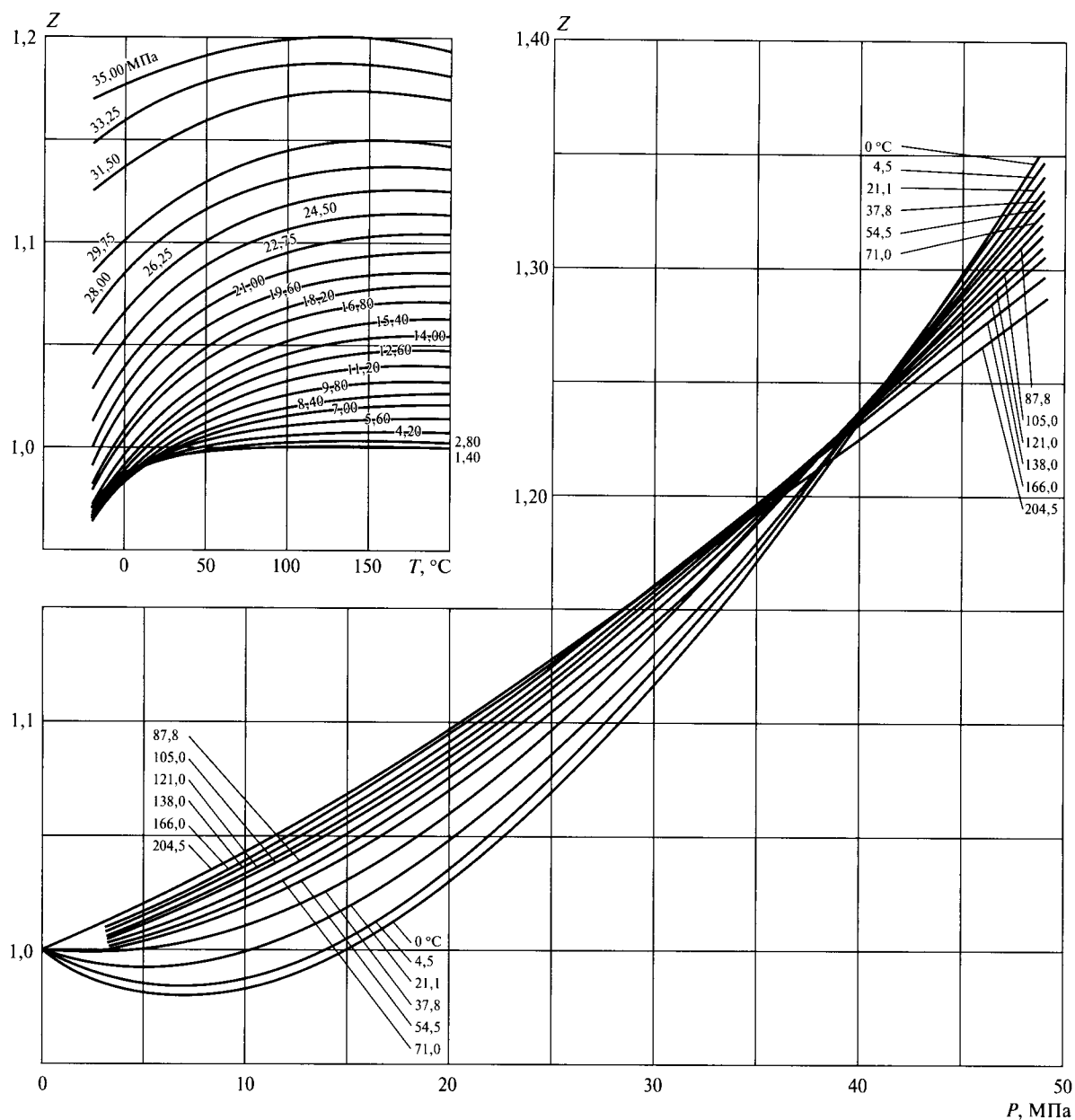


Рисунок 2.24 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z азота от давления и температуры

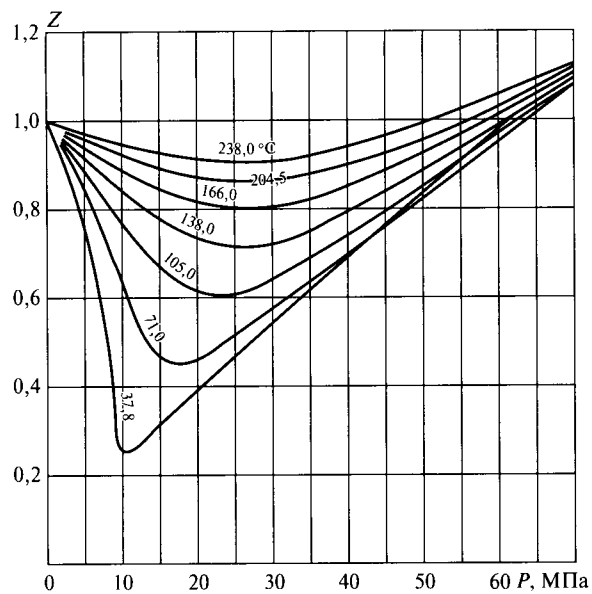


Рисунок 2.25 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z углекислого газа от давления и температуры

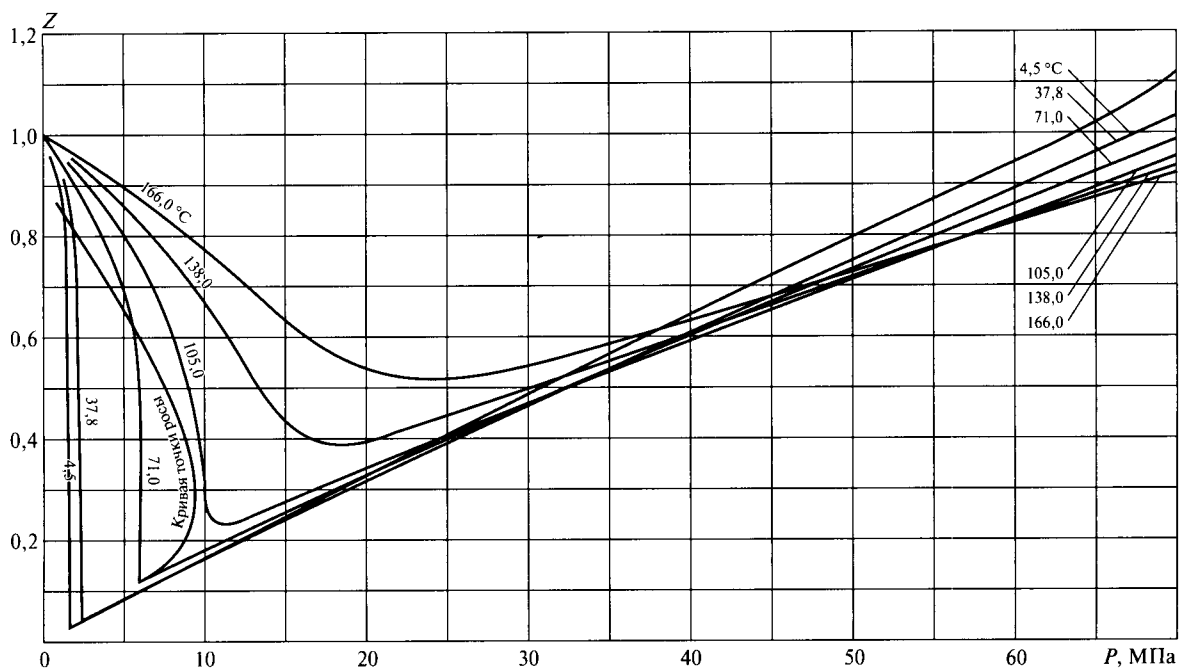


Рисунок 2.26 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z сероводорода от давления и температуры

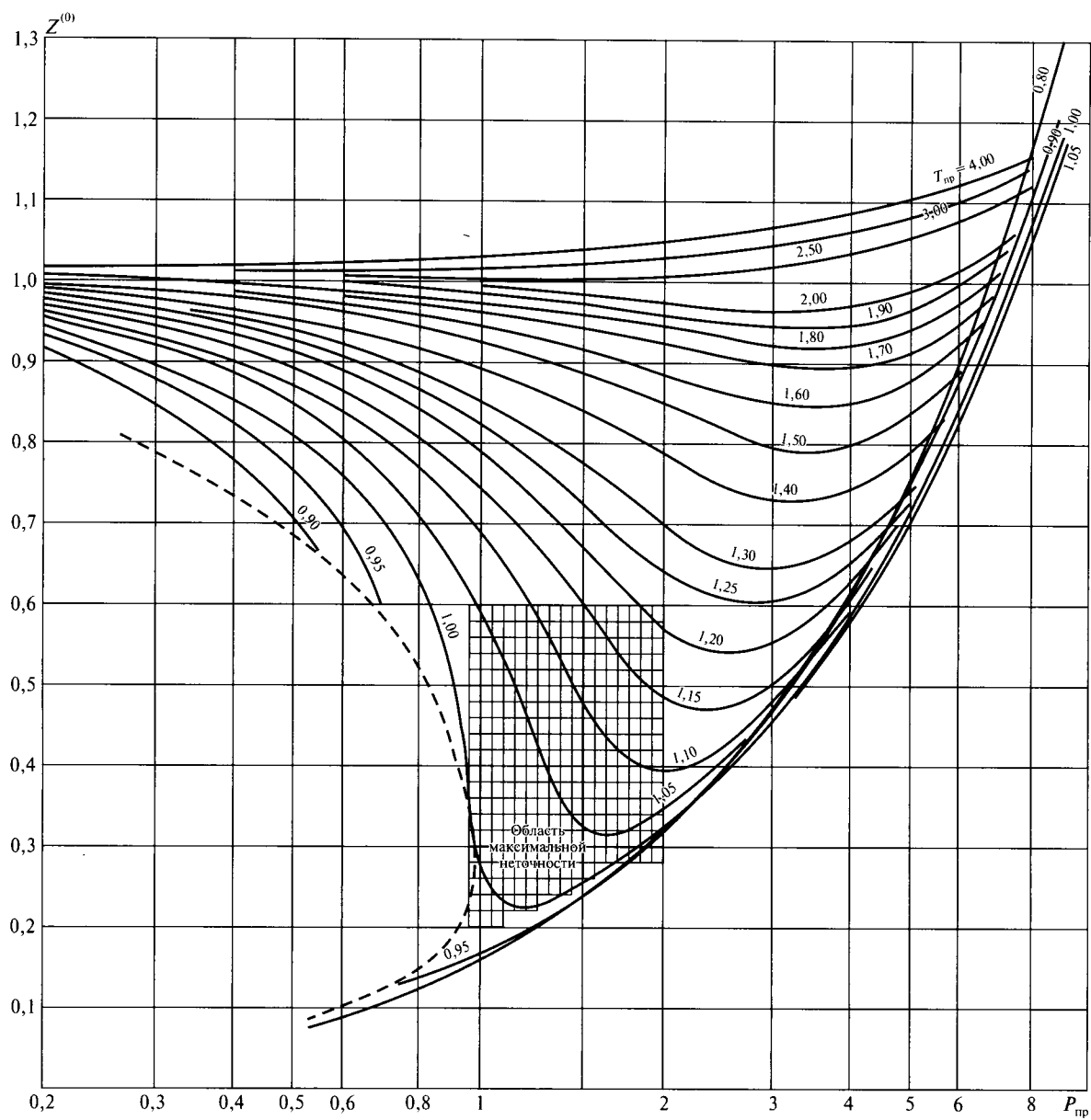


Рисунок 2.27 – Зависимость коэффициента $Z^{(0)}$ простых веществ от приведенных давления и температуры

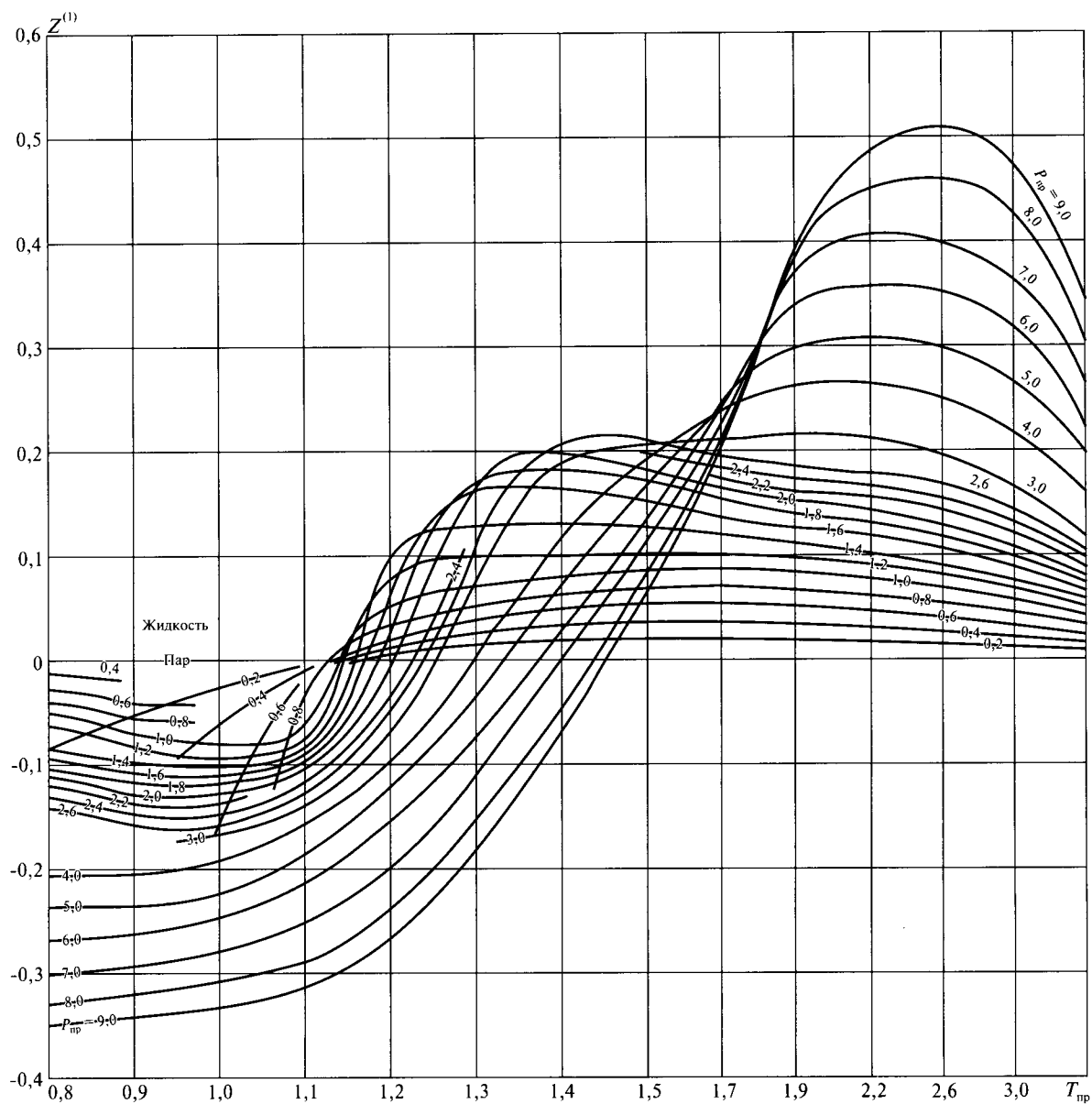


Рисунок 2.28 – Зависимость коэффициента $Z^{(1)}$ от приведенных давления и температуры

веществ более 5 %, то используются формулы (2.3), (2.4) и (2.5). При наличии в газе полярных компонентов (сероводорода, воды и других) величины $P_{п.кр}$ и $T_{п.кр}$ определяются также по формулам

$$P_{пк} = T_{пк} \sum_{i=1}^n \frac{x_i Z_{ki}}{J^2}; \quad T_{пк} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j (T_{ki} T_{kj})^{0,5} (1 - \xi_{ij})^2; \quad (2.109)$$

$$J^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \left[0,5 \left(\frac{Z_{ki} Z_{kj}}{P_{ki}} \right)^{\frac{1}{3}} + 0,5 \left(\frac{Z_{kj} Z_{ki}}{P_{kj}} \right)^{\frac{1}{3}} (1 - \xi_{ij}) \right]^3; \quad (2.110)$$

$$\xi_{ij} = 0,25 \alpha_i^* (\beta_j^*)^2 \left(\frac{T_{kj}}{T_{ki}} \right)^{0,5}, \quad (2.111)$$

где α_i^* – поляризуемость неполярных молекул, определяемая по формуле

$$\alpha^* = 2,277 \cdot 10^{-19} \left(\frac{\alpha_i P_{ki}}{Z_{ki} T_{ki}} \right), \text{ м}^3, \quad (2.112)$$

α_i – поляризуемость неполярного i -го компонента;

β_j^* – приведенный электрический момент диполя полярных молекул, определяемый по формуле

$$\beta_j^* = 28,342 \cdot 10^{29} \left(\frac{\beta_j}{T_{kj}} \right) \left(\frac{P_{kj}}{Z_{kj}} \right)^{0,5}, \quad (2.113)$$

где β_j – приведенный электрический момент диполя j -й полярной молекулы.

Значения коэффициентов $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ могут быть вычислены по следующим приближенным формулам, описывающим графические зависимости, приведенные на рисунке 2.29а, б:

$$Z^{(0)} = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=1}^5 a_{ij-1} P_{пп}^i (\ln T_{пп})^{j-i}; \quad (2.114)$$

$$Z^{(1)} = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=1}^5 b_{ij-1} T_{пп}^i (\ln P_{пп})^{j-i}, \quad (2.115)$$

где a_{ij-1} , b_{ij-1} – коэффициенты, определяемые по табличным данным, значения которых приведены в таблицах 2.15 и 2.16.

Если в газе содержится более 5 % CO_2 , то значение Z рассчитывается следующим образом:

- по формулам (п. 2.1) вычисляются псевдокритические давление $P_{п.кр}$ и температура $T_{п.кр}$;

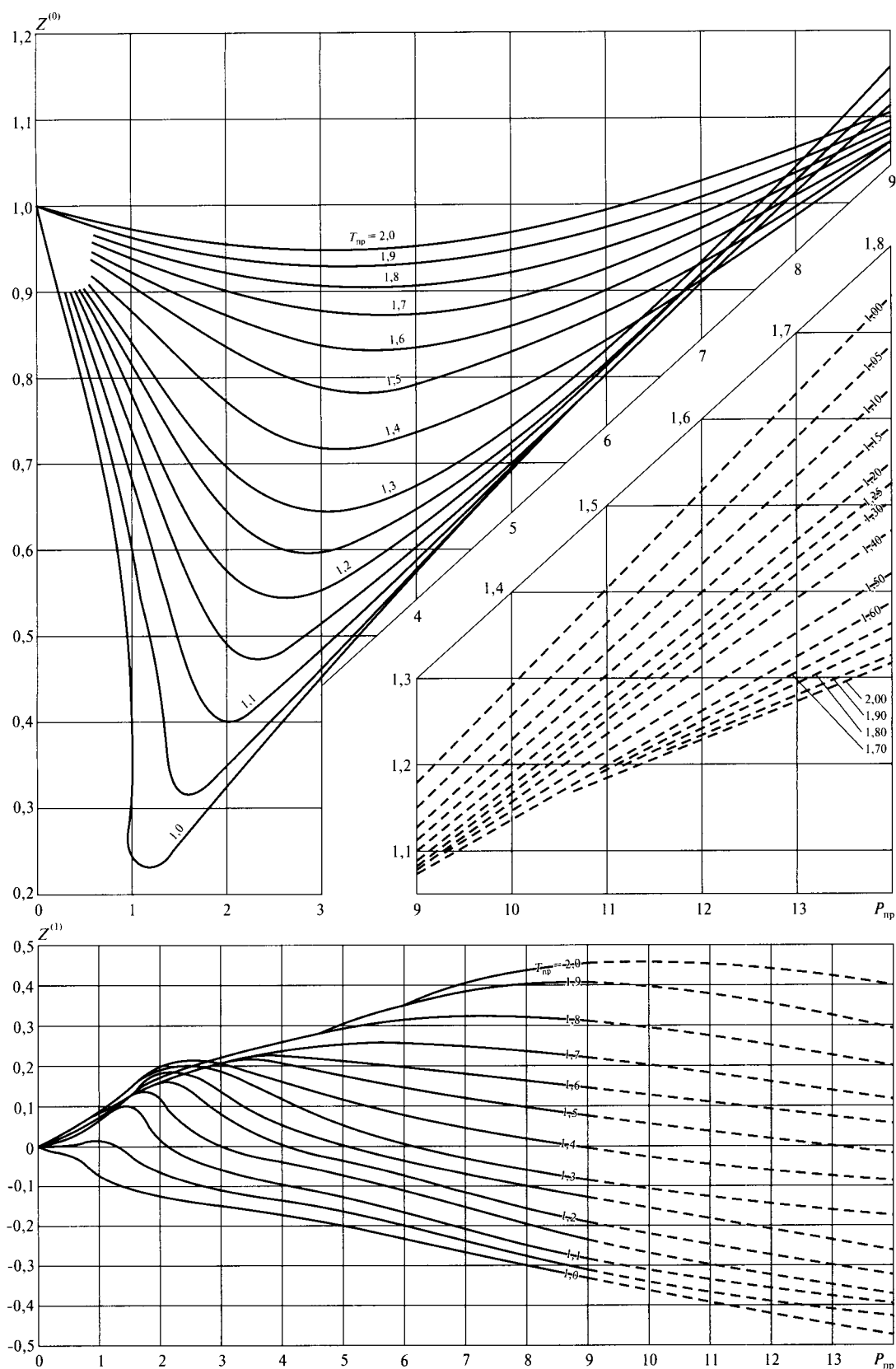


Рисунок 2.29 – Зависимость коэффициента $Z^{(0)}$ со сферической формой молекул (а) и коэффициента $Z^{(1)}$ с несферической формой молекул (б) от приведенных давления температуры

Таблица 2.15 – Значения коэффициента a_{ij-1} в формуле (2.114)

i	J					
	0	1	2	3	4	5
0	0,986028	0,164611	0,291911	-1,144999	0,609442	0
1	-0,362992	0,582224	0,222584	-0,226665	-0,361378·10 ⁻¹	—
2	0,119989·10 ⁻¹	0,210721	0,389290·10 ⁻¹	0,304513·10 ⁻¹	—	—
3	0,342341·10 ⁻¹	0,183026·10 ⁻¹	-0,685522·10 ⁻²	—	—	—
4	-0,684662·10 ⁻²	-0,246605·10 ⁻³	—	—	—	—
5	0,387380·10 ⁻³	—	—	—	—	—

Таблица 2.16 – Значения коэффициента b_{ij-1} в формуле (2.115)

i	J					
	0	1	2	3	4	5
0	-0,328373	0,666710	0,601826·10 ⁻²	-0,866196·10 ⁻²	0,560253·10 ⁻²	0
1	0,350508	-0,188771·10 ⁻¹	-0,149765	-0,151139·10 ⁻¹	0,757125·10 ⁻³	—
2	-0,171917	0,177251·10 ⁻¹	0,107350	0,442447·10 ⁻²	—	—
3	0,248316	-0,618610	-0,175277·10 ⁻¹	—	—	—
4	-0,133605	0,710867·10 ⁻¹	—	—	—	—
5	0,196087·10 ⁻¹	—	—	—	—	—

- вычисляется ацентрический фактор смеси, исключая из нее CO₂, по формуле

$$\omega_{\text{угл}} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} x_i \omega_i}{\sum_{i=1}^{n-1} x_i}, \quad (2.116)$$

по известной величине $\omega_{\text{угл}}$ и концентрации CO₂ в газе из графиков (рисунок 2.30а и б) определяется величина ε , являющаяся температурной поправкой для используемой при расчетах псевдокритической температуры. На рисунке 2.31 приведена зависимость температурной поправки ε от концентрации в смеси CO₂ и H₂S. При наличии в газе CO₂ и H₂S значение ε рассчитывается также и по формуле

$$\varepsilon = 528 \omega_{\text{угл}} (A - A^2) + 5(B^{0,5} - B^2), \quad (2.117)$$

где A – суммарные мольные доли CO₂ и H₂S в газе;

B – мольная доля H₂S.

Зная $P_{\text{п.кр}}$, $T_{\text{п.кр}}$ и ω , вычисляют новые псевдокритические параметры

$$P_{\text{пк}}^* = P_{\text{пк}} \frac{T_{\text{пк}}^*}{T_{\text{пк}}}; \quad T_{\text{пк}}^* = T_{\text{пк}} - \varepsilon. \quad (2.118)$$

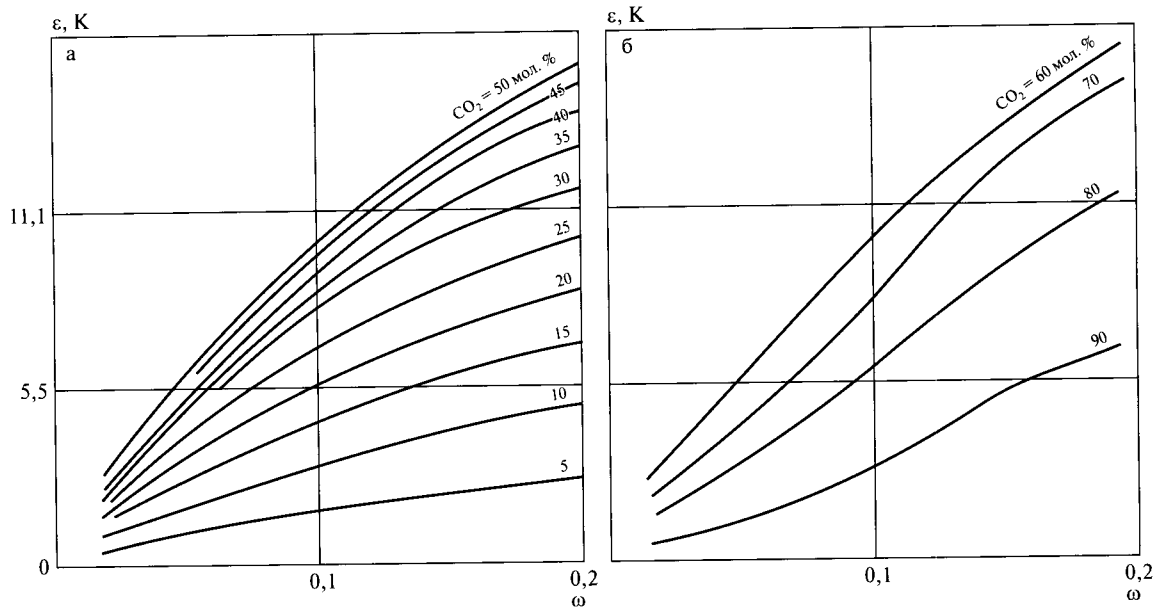


Рисунок 2.30 – Зависимость температурной поправки ε от концентрации в смеси CO_2 и ацентрического фактора ω

По известным величинам заданных P и T и вычисленным $P_{\text{п.кр}}^*$ и $T_{\text{п.кр}}^*$ рассчитывают приведенные параметры:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{п.кр}}^*}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{п.кр}}^*}. \quad (2.119)$$

Используя графики, приведенные на рисунке 2.29а и б, определяют $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$, а затем, используя формулу (2.107), вычисляют значение Z .

При наличии в газе CO_2 и H_2S коэффициент сверхсжимаемости Z определяется аналогичным образом, с той лишь разницей, что при вычислении ацентрического фактора $\omega_{\text{угл}}$ по формуле (2.116) из состава газа исключается не только CO_2 , но и H_2S .

Для газов, содержащих CO_2 и H_2S , расчеты выполняются следующим образом:

- по формулам (п. 2.1) рассчитываются значения $P_{\text{п.кр}}$ и $T_{\text{п.кр}}$;
- по графикам из рисунка 2.30 находят поправочный коэффициент ε ;
- вычисляются новые псевдокритические параметры по формулам

$$P_{\text{пк}}^* = \frac{P_{\text{пк}} T_{\text{пк}}^*}{T_{\text{пк}} + x_{\text{H}_2\text{S}}(1 - x_{\text{H}_2\text{S}})\varepsilon}, \quad (2.120)$$

где $x_{\text{H}_2\text{S}}$ – мольная доля сероводорода в смеси;

$$T_{\text{пк}}^* = T_{\text{пк}} - \varepsilon. \quad (2.121)$$

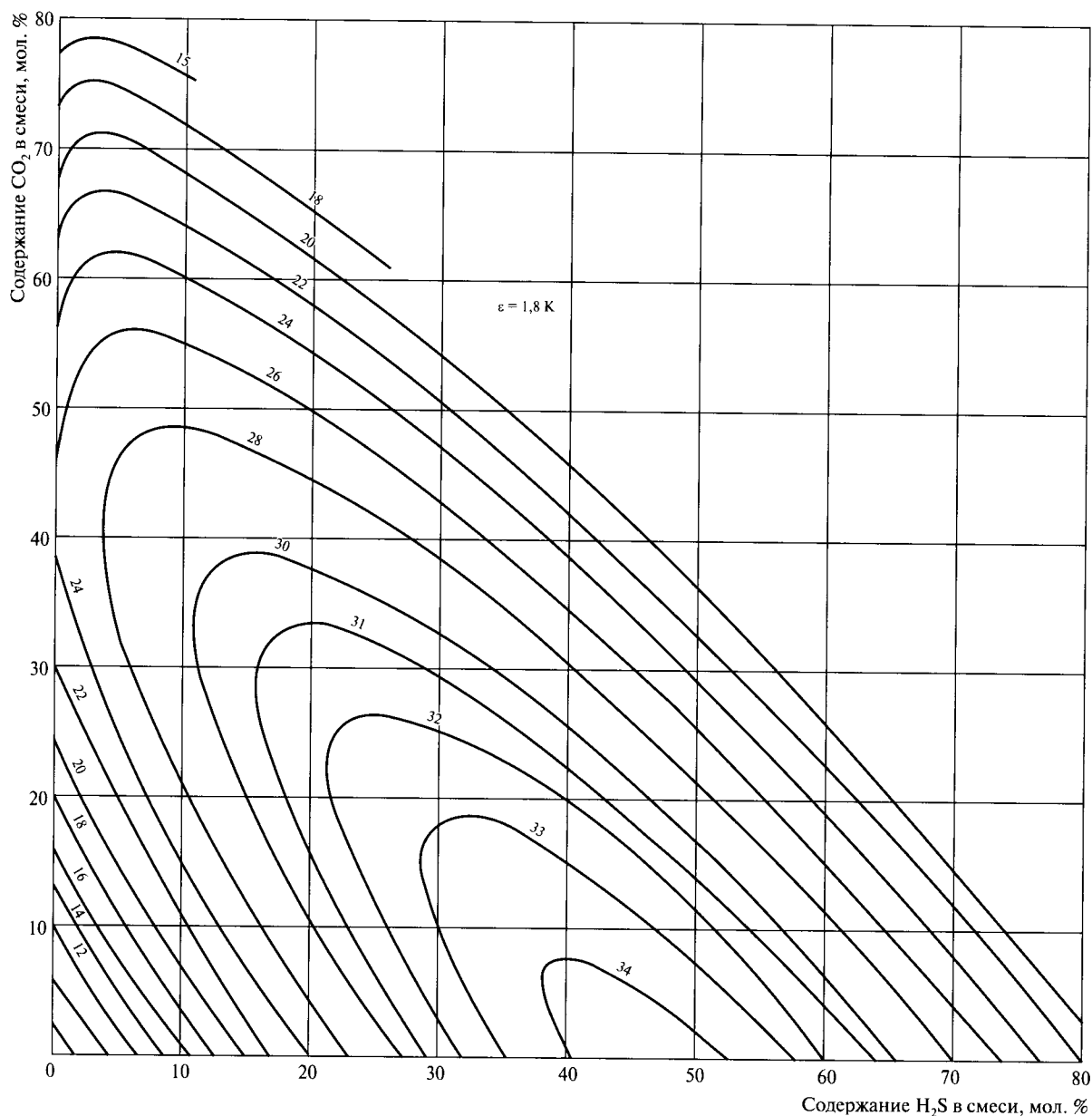


Рисунок 2.31 – Зависимость температурной поправки ε от концентрации в смеси CO_2 и H_2S

Используя формулу (2.119), рассчитывают величины $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$, а затем по этим приведенным параметрам, используя рисунок 2.29, находят коэффициенты $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$. По известным $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ вычисляют Z .

При более точных расчетах коэффициент Z природных газов определяется по кубическим уравнениям состояния газов, наиболее широкое распространение среди которых получили уравнения Соаве, Редлиха – Квонга, Пенга – Робинсона. Кроме кубических уравнений состояния предложены также многоконстантные вириальные уравнения состояния, к которым относятся уравнения Бенедикта – Вебба – Рубина, Старлинга и др. Для этих методов расчета присутствие в газе кислых компонентов практически не влияет на величину погрешности при определении Z , если расчеты ведутся с учетом коэффициентов взаимодействия.

Для определения коэффициента сверхсжимаемости Z кубические уравнения состояния решаются относительно Z . Имеющее достаточно высокую точность уравнение Редлиха – Квонга для определения Z записывается в виде

$$Z^3 - Z^2 + Z[a_{cm} + b_{cm}^2 P - b_{cm}]P - a_{cm} b_{cm} P^2 = 0, \quad (2.122)$$

где

$$a_{cm} = \sum x_i a_i; \quad b_{cm} = \sum x_i b_i; \quad (2.123)$$

$$a_i = 0,4275 R^2 T_{ki}^{2,5} P_{ki}. \quad (2.124)$$

Уравнение (2.122) дает необходимую точность для газообразных компонентов и их смесей. Наличие в смеси компонентов в жидком состоянии, а также молекул различного строения резко увеличивает погрешность расчетов. В этой ситуации повышение точности расчетов величины Z возможно путем введения поправки ΔZ на Z .

Наиболее точно коэффициент сверхсжимаемости Z определяется из уравнения состояния Пенга – Робинсона, имеющего относительно Z вид

$$Z^3 - (1 - A)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (2.125)$$

где

$$A = \frac{aP}{R^2 T}; \quad B = \frac{bP}{RT}; \quad (2.126)$$

$$a = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j (1 - C_{ij})(a_i a_j)^{0,5}; \quad b = \sum_{i=1}^n x_i b_i; \quad (2.127)$$

$$a_i = 0,45724 \frac{R^2 T_{ki}^2 \alpha_i}{P_{ki}}; \quad b_i = 0,0778 \frac{RT_{ki}}{P_{ki}}; \quad (2.128)$$

$$\alpha_i = [1 + m_i (1 - T_{при}^{0,5})]^2; \quad m_i = 0,37464 + 1,54226 \omega_i - 0,26992 \omega_i^2. \quad (2.129)$$

Значения коэффициента C_{ij} в формуле (2.127) приведены в таблице 2.17.

2.2.2 Фазовое состояние и основные параметры природных газов

В зависимости от термодинамических условий и состава природные газы находятся в однофазном или двухфазном состоянии. При изменении термодинамических условий происходят фазовые переходы, что приводит к образованию жидкой фазы из газообразной и газообразной фазы из жидкой. В условиях термодинамического равновесия происходит равновесный массообмен компонентов между фазами. Распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с упругостью насыщенных паров

Таблица 2.17 – Значения коэффициента C_{ij} в формуле (2.127)

Компоненты газа	C_{ij}						
	N_2	CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$n-C_4H_{10}$
N_2	0	0	0,130	0,025	0,010	0,090	0,095
CO_2	—	0	0,135	0,105	0,130	0,125	0,115
H_2S	—	—	0	0,070	0,085	0,080	0,075
CH_4	—	—	—	0	0	0,010	0,025
C_2H_6	—	—	—	—	—	0,005	0,010
C_3H_8	—	—	—	—	—	0	0
$n-C_4H_{10}$	—	—	—	—	—	—	0
$n-C_5H_{12}$	—	—	—	—	—	—	—
$n-C_6H_{14}$	—	—	—	—	—	—	—
$n-C_7H_{16}$	—	—	—	—	—	—	—
$n-C_8H_{18}$	—	—	—	—	—	—	—
$n-C_9H_{20}$	—	—	—	—	—	—	—
$n-C_{10}H_{22}$	—	—	—	—	—	—	—

Окончание таблицы 2.17

Компоненты газа	C_{ij}					
	$n-C_5H_{12}$	$n-C_6H_{14}$	$n-C_7H_{16}$	$n-C_8H_{18}$	$n-C_9H_{20}$	$n-C_{10}H_{22}$
N_2	0,100	0,110	0,115	0,120	0,120	0,123
CO_2	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
H_2S	0,070	0,060	0,060	0,060	0,060	0,055
CH_4	0,030	0,030	0,035	0,040	0,040	0,045
C_2H_6	0,010	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
C_3H_8	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
$n-C_4H_{10}$	0,005	0,005	0	0	0,005	0,005
$n-C_5H_{12}$	0	0	0	0	0	0
$n-C_6H_{14}$	—	0	0	0	0	0
$n-C_7H_{16}$	—	—	0	0	0	0
$n-C_8H_{18}$	—	—	—	0	0	0
$n-C_9H_{20}$	—	—	—	—	0	0
$n-C_{10}H_{22}$	—	—	—	—	0	0

углеводородов и их мольными концентрациями. При изменении равновесия в системе происходит перераспределение между фазами до выравнивания парциального давления каждого компонента в паровой и жидкой фазах.

Фазовая концентрация компонентов смеси определяется уравнениями:

$$x_i = \frac{\eta_i K_i}{V(K_i - 1) + 1}; \quad (2.130)$$

$$y_i = \frac{\eta_i}{V(K_i - 1) + 1}, \quad (2.131)$$

где x_i, y_i — мольные доли i -го компонента в исходной смеси газовой и жидкой фаз соответственно;

K_i — постоянные фазового равновесия. Коэффициенты распределения i -го компонента в паровую и жидкую фазы представляют собой выражение

$$K_i = \frac{x_i}{y_i}, \quad (2.132)$$

то есть отношение доли i -го компонента в газовой фазе к мольной доле этого компонента в жидкой фазе;

V — мольная доля паровой фазы в исходной смеси, определяемая по формуле

$$V = \frac{N_{\text{г}}}{N}, \quad (2.133)$$

где $N_{\text{г}}$ — число молей паровой фазы в исходной смеси;

N — общее число молей исходной смеси.

Значения констант фазового равновесия определяются экспериментально или расчетным путем.

В процессе разработки месторождения при снижении давления ниже давления начала конденсации происходит выделение конденсата. Как правило, по мере увеличения глубины залегания месторождений растет содержание углеводородов группы C_{5+B} в пластовой смеси, что ведет к увеличению ее критической температуры. С увеличением содержания C_{5+B} в газе ширина двухфазной области фазовой диаграммы увеличивается. Возможны случаи, когда смеси одинакового или очень близкого состава могут в зависимости от соотношения между пластовой и критической температурами проявлять себя как газоконденсатные, если пластовая температура выше критической, или как нефтегазовые, если пластовая температура ниже критической температуры смеси.

По обобщенным параметрам содержания в газе конденсата, приведенного к стандартным условиям, или по количеству газа, выделившегося в стандартных условиях из 1 м³ жидкой продукции, по плотности выделяющейся в сепараторе углеводородной жидкости и по ее цвету определить тип пластового флюида затруднительно. Поэтому в таких случаях без исследования фазового состояния смеси определить, является ли она нефтегазовой или газоконденсатной, не представляется возможным.

Ориентировочными критериями, позволяющими отнести пластовую систему к газоконденсатной, могут быть газовый фактор и плотность стабилизированного конденсата. Если

содержание конденсата не превышает $10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ газа или газовый фактор не выше $1100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ конденсата и плотность конденсата не превышает $800 \text{ кг}/\text{м}^3$, то такая система проявляет себя как газоконденсатная.

Фазовое поведение пластовых систем существенно влияет на технику, технологию и методику проведения исследований и обработки полученных результатов. Давление и температура, при которых происходит фильтрация смеси в пласте и ее движение в стволе скважины и промышленных сооружениях, соответствуют области существования газоконденсатной смеси в двухфазном состоянии, в том числе и в ретроградной зоне. Поэтому при газоконденсатных и газогидродинамических исследованиях и отборе проб пластовой смеси необходимо обеспечить достоверность получаемой информации с учетом фазовых переходов в системе пласт-газопровод.

Если при исследовании скважин давление оказывается ниже давления начала конденсации пластовой смеси, то в призабойной зоне выделяется жидкая фаза, которая может не выноситься из скважины. При этом происходит накопление конденсата в призабойной зоне, что приводит к обеднению добываемой смеси высококипящими углеводородами. В результате конденсатно-газовый фактор и свойства добываемой продукции, особенно фракционный состав конденсата, в процессе исследования скважины меняются. Дальнейшее снижение давления и температуры по стволу работающей скважины приводит к дополнительному выделению жидкой фазы, вынос на поверхность которой является обязательным условием для получения достоверной информации.

Отсутствие надежных методов и аппаратуры для отбора представительной пробы из двухфазного потока ведет к необходимости отбора пробы каждой из равновесных газовой и жидкой фаз, измерения их состава и соотношения для последующего расчета состава пластовой смеси.

2.2.3 Межфазное поверхностное натяжение

Межфазное поверхностное натяжение граничного слоя между жидкостью и газом — это сила, действующая в плоскости поверхности жидкой фазы, приходящаяся на единицу длины поверхностного слоя и направленная перпендикулярно этой длине. Единица измерения поверхностного натяжения σ , Н/м. Величина σ зависит от давления, температуры и состава газовой смеси.

Значение поверхностного натяжения отдельных компонентов приближенно определяется по эмпирической формуле

$$\sigma = [\Pi(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})]^4 \cdot 10^{-3}, \quad (2.134)$$

где $\rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{г}}$ — плотности жидкой и газовой фаз, $\text{кг}/\text{м}^3$;

Π — постоянная, названная парахором, представляющая собой относительный объем двух жидкостей с равным поверхностным натяжением. Парахор практически не зависит от

температуры и для индивидуальных компонентов может быть определен по молекулярной массе компонентов:

$$\Pi_i = 30 + 2,82M_i \quad (2.135)$$

в интервале изменения $16 \leq M_i \leq 114$ и

$$\Pi_i = 189 + 1,43M_i \quad (2.136)$$

в интервале изменения молекулярной массы $114 \leq M_i \leq 170$.

Парахоры жидкой или газовой смеси определяются по формуле

$$\Pi_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n \Pi_i x_i. \quad (2.137)$$

Для приближенных расчетов значение парахора отдельных компонентов может быть определено по формуле

$$\Pi = \frac{A_k^{3,911} V_k}{B}, \quad (2.138)$$

где A_k – параметр, определяемый по известным критическим параметрам по формуле

$$A_k = (10,2P_{\text{кр}})^{2/3} T_{\text{кр}}^{1,3} (0,133\alpha_k - 0,281), \quad (2.139)$$

где $P_{\text{кр}}, T_{\text{кр}}$ – критические давление и температура, соответственно в МПа и К;

V_k – мольный объем в критической точке, 10^{-6} м³/моль;

B – параметр, определяемый по табличным данным для каждого компонента, приведенный в таблице 2.18.

Значение коэффициента α_k определяется по известному ацентрическому фактору по формуле

$$\alpha_k = \frac{\omega + 1,179}{0,203} \quad (2.140)$$

или по эмпирическому выражению на основании известной температуры кипения $T_{\text{кип}}$ и критическому давлению $P_{\text{кр}}$ по формуле

$$\alpha_k = 0,9076 \frac{1 + T_{\text{пр}}^* \ln 10,2P_k}{1 - T_{\text{пр}}^*}, \quad (2.141)$$

где $T_{\text{пр}}^*$ – приведенная температура, соответствующая температуре кипения и равная

$$T_{\text{пр}}^* = T_{\text{кип}}/T_k;$$

P_k – критическое давление, МПа.

Таблица 2.18 – Значения парاخоров отдельных компонентов и параметра B в формуле (2.138)

Компонент	Метан	Этан	Пропан	<i>i</i> -бутан	<i>n</i> -бутан	<i>i</i> -пентан	<i>n</i> -пентан	Гексан	Гептан
Парахор П	73,2	112,2	181,5	190,2	225,0	219,2	268,2	307,2	346,2
B	3,409	3,63	3,681	–	3,687	–	3,695	3,726	3,781

Окончание таблицы 2.18

Компонент	Октан	Нонан	Декан	Ундекан	Додекан	Азот	Сероводород	Углекислый газ	Вода
Парахор П	385,2	424,2	463,2	502,2	60,0	82,4	82,4	85,0	52,4
B	3,852	3,865	3,855	3,641	3,815	3,414	–	3,505	4,310

Величина поверхностного натяжения зависит от температуры. Эта зависимость выражается формулой

$$\sigma(T) = \sigma_0(1 - T_{\text{пр}})^n, \quad (2.142)$$

где $T_{\text{пр}}$ – приведенная температура;

σ также определяется графически (рисунок 2.32).

Для предельных углеводородов нормального строения показатель степени $n \approx 1,259$ и $\sigma_0 = 54,292$ Н/м.

Для сравнения величин поверхностного натяжения при разных температурах (T_1 и T_2) используется формула

$$\sigma_1 = \sigma_2 \left(\frac{1 - T_{\text{пр}1}}{1 - T_{\text{пр}2}} \right)^{1,22}, \quad (2.143)$$

где $T_{\text{пр}1}$ и $T_{\text{пр}2}$ – приведенные температуры.

С увеличением давления и температуры поверхностное натяжение уменьшается и становится равным нулю в критической точке.

При атмосферном давлении поверхностное натяжение смесей определяется формулой

$$\sigma_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n \sigma_i x_i, \quad (2.144)$$

где x_i – мольная доля i -го компонента.

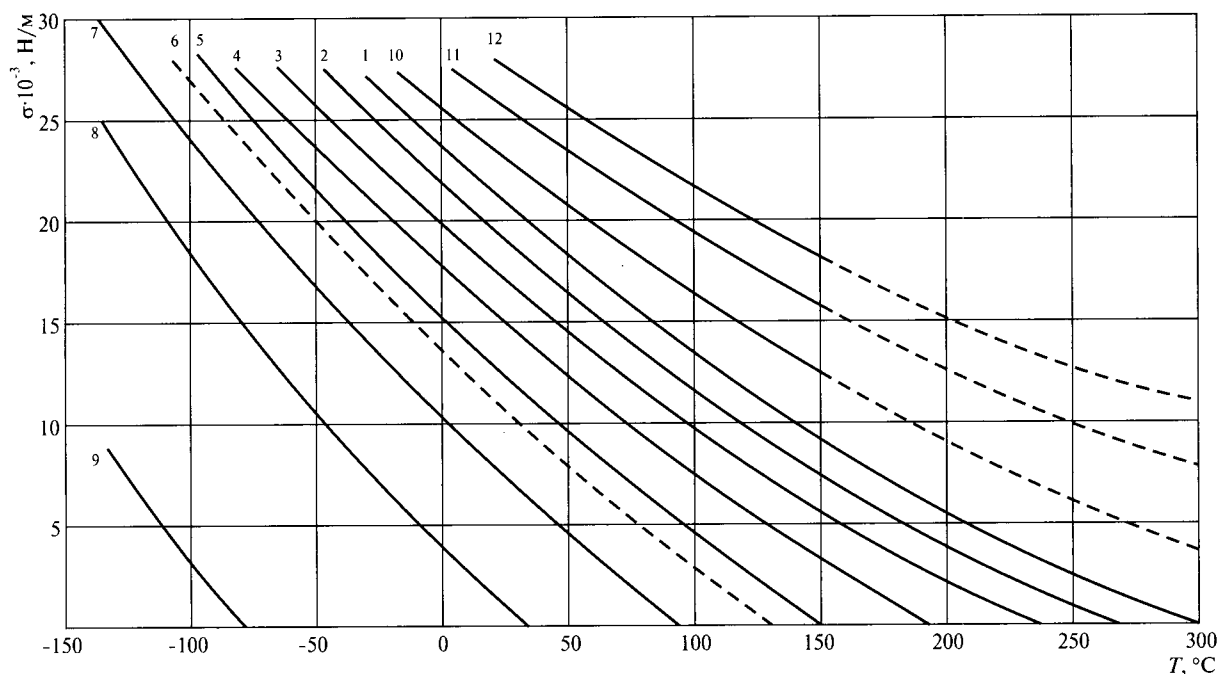


Рисунок 2.32 – Зависимость поверхностного натяжения углеводородов от температуры:
 1 – *n*-октан; 2 – *i*-гептан; 3 – *n*-гексан; 4 – *n*-пентан; 5 – *n*-бутан; 6 – *i*-бутан; 7 – пропан;
 8 – этан; 9 – метан; 10, 11, 12 – при молекулярной массе соответственно
 $M = 140, 180, 220$ кг/моль

При давлении выше атмосферного $\sigma_{см}$ определяется по формуле

$$\sigma_{см} = \left\{ \sum_{i=1}^n \Pi_i (y_i \rho_{жi} + x_i \rho_{гi}) \right\}^4, \quad (2.145)$$

где x_i, y_i – мольные доли газовой и жидкой фаз i -го компонента.

Если паракоры отдельных компонентов неизвестны, то поверхностное натяжение может быть определено по формуле

$$\sigma_{см}^{3,911} = \frac{\Pi_{ж} \rho_{ж}}{M_{ж}} - \frac{\Pi_{г} \rho_{г}}{M_{г}}, \quad (2.146)$$

индексы «ж» и «г» относятся к жидкой и газовой фазам. При этом значения $M_{ж}$ и $M_{г}$ определяют по известному составу:

$$M_{ж} = \sum_{i=1}^n M_i y_i; \quad M_{г} = \sum_{i=1}^n M_i x_i, \quad (2.147)$$

а паракоры смесей определяют следующим образом:

$$\Pi = \frac{A_{п.кр}^{3,911} V_{п.кр}}{B_{см}}, \quad (2.148)$$

где

$$A_{п.кр} = \frac{P_{п.кр}^{2/3}}{T_{п.кр}^{1/3}} (0,133\alpha_{п.кр} - 0,201). \quad (2.149)$$

Значение B для нормальных углеводородов с числом атомов углерода более 10 и фракций конденсата можно принимать равным $B = 3,821$. Для углеводородов с числом атомов углерода менее 10 значение B может быть рассчитано по формуле

$$B = 1,854426 \cdot Z_{кр.i} - 0,52402, \quad (2.150)$$

где $Z_{кр.i}$ — коэффициент сверхсжимаемости i -го компонента в критической точке. Значения $B_{см}$, $P_{п.кр}$, $T_{п.кр}$, $\alpha_{п.кр}$ в формулах (2.148, 2.149) вычисляются следующими формулами:

- для газовой фазы:

$$\begin{aligned} P_{п.кр} &= \sum_{i=1}^n P_{кр.i} x_i; \quad T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр.i} x_i; \quad \alpha_{п.кр} = \sum_{i=1}^n \alpha_{кр.i} x_i; \\ V_{п.кр} &= \sum_{i=1}^n V_{кр.i} x_i; \quad B_{см} = \sum_{i=1}^n B_i x_i; \end{aligned} \quad (2.151)$$

- для жидкой фазы:

$$\begin{aligned} P_{п.кр} &= \sum_{i=1}^n P_{кр.i} y_i; \quad T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр.i} y_i; \quad \alpha_{п.кр} = \sum_{i=1}^n \alpha_{кр.i} y_i; \\ V_{п.кр} &= \sum_{i=1}^n V_{кр.i} y_i; \quad B_{см} = \sum_{i=1}^n B_i y_i. \end{aligned} \quad (2.152)$$

2.3 Структура и свойства гидратов, методы определения равновесных термобарических параметров гидратообразования

2.3.1 Строение, состав и термодинамические характеристики газовых гидратов

При умеренных давлениях (до 10–30 МПа), характерных для промысловых систем, гидраты природных газов существуют вплоть до температур плюс 20 °С – 25 °С.

С точки зрения практических приложений в газовой промышленности основной интерес представляют две кубические структуры гидратов – КС-I и КС-II.

В настоящее время установлено, что индивидуальные газы CH_4 , CO_2 , H_2S , C_2H_6 , C_2H_4 образуют (при низких и умеренных давлениях) гидраты структуры КС-I, а газы Ar , Kr , O_2 , N_2 , C_3H_8 , $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ структуры КС-II. Природные газы газовых месторождений (при содержании пропана и изобутана менее 0,3–0,6 %), а также газы, содержащие значительное количество неуглеводородных компонентов (сероводорода, диоксида углерода и азота) образуют гидраты КС-I, тогда как для природных газов газоконденсатных месторождений характерно образование гидратов КС-II. В 1 м³ природного газового гидрата может содержаться до 164 м³ газа.

Состав индивидуального гидрата можно задать тремя способами: гидратным числом n , предполагая формулу гидрата $M \cdot nH_2O$; молярной долей x газа в гидратной твердой фазе, предполагая формулу гидрата $(1 - x)H_2O \cdot xM$ и степенями заполнения молекулами газов θ_1, θ_2 малых и больших полостей соответственно. Степени заполнения по определению могут меняться от нуля до единицы. Способы задания состава взаимосвязаны:

$$n = \frac{1-x}{x}; \quad n^I = \frac{23}{\theta_1^I + 3\theta_2^I}; \quad n^{II} = \frac{17}{2\theta_1^{II} + \theta_2^{II}}. \quad (2.153)$$

Что касается задания составов смешанных гидратов, то в этом случае также задают молярные доли компонентов либо величины степеней заполнения; гидратного числа n , то в формуле $M \cdot nH_2O$ под M понимается моль смеси газов (в газогидратной фазе). Следует отметить, что наиболее полную характеристику состава гидрата дают величины степеней заполнения полостей θ_1, θ_2 .

У смешанных гидратов (гидраты, образованные многокомпонентными газовыми смесями) величина n может варьироваться в широких пределах. Например, если в бинарной смеси метана и пропана изменять содержание метана от 0 до 100 мол. %, то n будет меняться от 17 до 6 (за счет изменения θ_1 от 0 до 0,9, в то же время θ_2 остается близкой к 1).

Газ сеноманских залежей месторождений Западной Сибири образует гидраты структуры КС-I с гидратным числом $n \sim 6$, поскольку этот газ состоит практически из чистого метана (содержание пропана менее 0,2–0,3 об. %).

Проведенный анализ совокупности экспериментальных данных показал, что кривые трехфазных равновесий для газов и газовых смесей (в основном углеводородных смесей) целесообразно представлять в форме

$$\ln pz = A_1 - \frac{B_1}{T}, \quad \text{или} \quad \ln f = A_2 - \frac{B_2}{T}, \quad (2.154)$$

здесь z – коэффициент сжимаемости индивидуального газа газовой смеси;

f – летучесть газа либо смеси газов (летучесть смеси газов определяется по соотношению $f = \sum_i f_i y_i$, где y_i молярная доля i -го компонента газовой смеси).

Отметим, что при давлениях до ~ 10 МПа эти две зависимости (2.154) практически равнозначны, так как $pz \approx f$ (речь идет, главным образом, о природных углеводородных смесях). Значения эмпирических коэффициентов в зависимости $\ln pz = A_1 - B_1/T$ приведены в таблице 2.19.

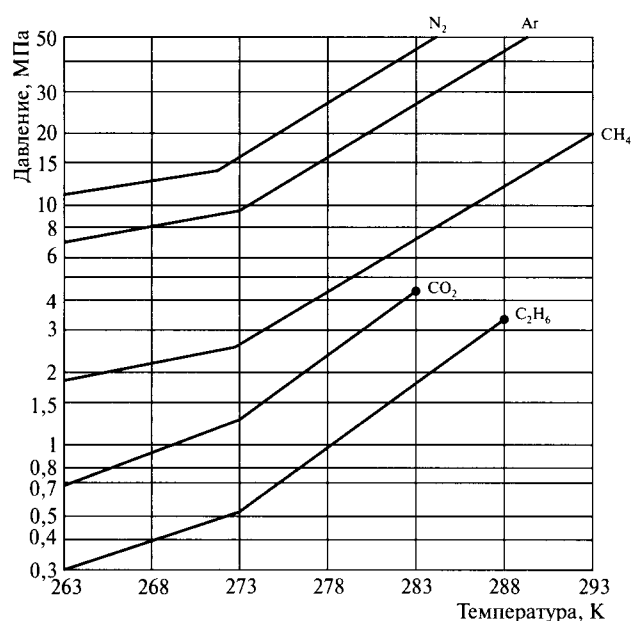
Для иллюстрации кривых трехфазных равновесий приводится рисунок 2.33.

2.3.2 Методы расчета условий гидратообразования природных газов

Ниже приведены некоторые из простых инженерных методов, наиболее точные и удобные для практического использования. Рассмотрим аналитические методы.

Таблица 2.19 – Значения эмпирических коэффициентов в зависимости $\ln pz = A_1 - B_1/T$

Гидратообразователь	A_1	B_1	Интервал температур, К
CH_4	8,486	2087,4	250–272,95
	26,718	7056,8	272,95–287
C_2H_6	12,054	3497,34	250–273,12
	30,176	8447,18	273,12–285
C_3H_8	10,98	3485	250–273,15
	53,05	14975	273,15–278
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	12,42	4000	250–273,15
	52,700	15000	273,15–275
CO_2	15,309	4153,46	253–273
	29,105	7921,94	273–282
H_2S	8,460	2960,86	250–272,75
	28,026	8306,86	272,75–290
N_2	10,488	2152,02	260–271,85
	26,286	6394,04	271,85–280



Газ-лед-гидрат (равновесие VIH при температурах ниже 273 К) и газ-вода-гидрат (равновесие VLH при температурах выше 273 К. Точки – точки квадрупольного (четырёхфазного) равновесия (начала конденсации газа)

Рисунок 2.33 – Кривые трехфазных равновесий для индивидуальных газов-гидратообразователей

Для предварительных грубых оценок можно воспользоваться упрощенной корреляцией условий гидратообразования нефтяных и природных газов с относительной плотностью газа, имеющей вид

$$\lg P = \beta + \alpha(t_r + kt_r^2), \quad (2.155)$$

где P – давление, бар;

t_r – температура гидратообразования, °С;

$\alpha = 0,035$.

Коэффициенты β и k определяются через относительную плотность газовой смеси:

ρ	k	β
0,60	0,005	1,00
0,65	0,006	0,90
0,70	0,0075	0,82
0,75	0,0087	0,76
0,80	0,0100	0,70
0,85	0,0114	0,66
0,90	0,0128	0,61
0,95	0,0144	0,57
1,00	0,016	0,54

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана аналитическая методика расчета равновесных параметров гидратообразования (термодинамическая корреляция термобарических параметров трехфазных равновесий VIH (газ-лед-гидрат) и VLH (газ-вода-гидрат) многокомпонентных газовых смесей для случаев образования газовых гидратов кубических структур I и II). В рамках этой методики на первом этапе расчета определяются (итерационно из аналитических соотношений) равновесные давления гидратообразования $P_{\text{см}}$ при двух заданных температурах, а на втором этапе — для других температур.

Для трехфазных равновесий газовых гидратов кубической структуры I соотношение для определения $P_{\text{см}}$ имеет вид

$$\left[1 + \left(\sum_i \alpha_i^I y_i \right) P_{\text{см}} \right]^{\frac{1}{3}} = \frac{1}{P_{\text{см}} \left[\sum_j \frac{y_j}{p_j^I} \right]}. \quad (2.156)$$

Для трехфазных равновесий газовых гидратов кубической структуры II:

$$\left[1 + \left(\sum_i \alpha_i^{II} y_i \right) P_{\text{см}} \right]^2 = \frac{1}{P_{\text{см}} \left[\sum_j \frac{y_j}{p_j^{II}} \right]}. \quad (2.157)$$

Здесь y_i — молярное содержание i -го компонента в газовой фазе (заданное на «безводной» основе); α_i , p_j — параметры, зависящие от температуры.

В таблице 2.20 приведены эмпирические параметры в формуле (2.156) для гидратов структуры KC-I, а в таблице 2.21 параметры формулы (2.157) для гидратов структуры KC-II. При этом параметры для температур ниже 273 К относятся к равновесию VIH, а выше 273 К — к VLH.

Таблица 2.20 – Параметры зависимости (2.156) для гидратов кубической структуры I

Температура, К	Параметры (в числителе α , в знаменателе ρ_i)					
	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	H ₂ S	N ₂	c-C ₃ H ₈
243,15	12,8/2,26	0/0,11	11/0,46	350/0,053	1,9/17,1	—
268,5	3,73/4,53	0/0,39	2,8/1,34	62,2/0,139	0,8/36,2	0/0,05959
273,15	3,03/5,03	0/0,51	2,2/1,89	45,7/0,166	0,7/43	0/0,072
283,15	2,03/17,2	0/1,7	1,39/8,76	25,5/0,57	0,4/137,3	0/0,255

Таблица 2.21 – Параметры зависимости (2.157) для гидратов кубической структуры II

Температура, К	Параметры (в числителе α , в знаменателе ρ_i)							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	CO ₂	H ₂ S	N ₂
243,15	0,85/97,3	0/0,524	0/0,0375	0/0,0194	0/0,22	6,74/5,65	350/6,2	1,89/759
268,15	2,8/173	0/1,55	0/0,1365	0/0,0854	0/0,97	1,81/14,37	62,3/8,4	0,8/1575
273,15	2,5/231	0/2,3	0/0,176	0/0,113	0/1,6	1,4/26,3	46,1/10,47	0,67/2323

Расчет равновесного давления гидратообразования по этой методике для многокомпонентной газовой смеси осуществляется в два этапа. На первом этапе определяется давление гидратообразования при двух реперных температурах. Далее с использованием зависимостей типа

$$\ln P = -\frac{A}{T} + B, \quad (2.158)$$

или (что несколько точнее)

$$\ln zP = -\frac{A_1}{T} + B_1 \quad (2.159)$$

находятся параметры A , B (или же A_1 , B_1), и затем по этим формулам равновесное давление рассчитывается при любой температуре (в интересующем диапазоне температур). Погрешность аналитического метода ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по температуре гидратообразования (при давлениях ниже 12 МПа) оценивается в $\pm 1,0^\circ\text{C}$.

Далее рассчитываются условия гидратообразования газов сеноманских залежей месторождений Западной Сибири. Ориентировочный состав сеноманского газа приведен в таблице 2.22 (вариации составов сеноманских газов практически не влияют на условия гидратообразования, поэтому можно пользоваться полученной ниже единой зависимостью).

Равновесные условия гидратообразования газа сеноманских залежей месторождений Западной Сибири представлены в таблице 2.23 и на рисунке 2.34.

Таблица 2.22 – Ориентировочный состав газа сеноманских залежей месторождений Западной Сибири

Компонент	Состав, об. %
Метан	98,38
Этан	0,5
Пропан	Следы
Двуокись углерода	0,1
Азот	1,0
Аргон	0,02

Таблица 2.23 – Равновесные условия гидратообразования газа сеноманских залежей месторождений Западной Сибири

Температура, К	Давление, МПа
273,15	2,58
274,15	2,84
275,15	3,12
276,15	3,44
277,15	3,8
278,15	4,19
279,15	4,63
280,15	5,12
281,15	5,66
282,15	6,28
283,15	6,98
284,15	7,72
285,15	8,55
286,15	9,50
287,15	10,59

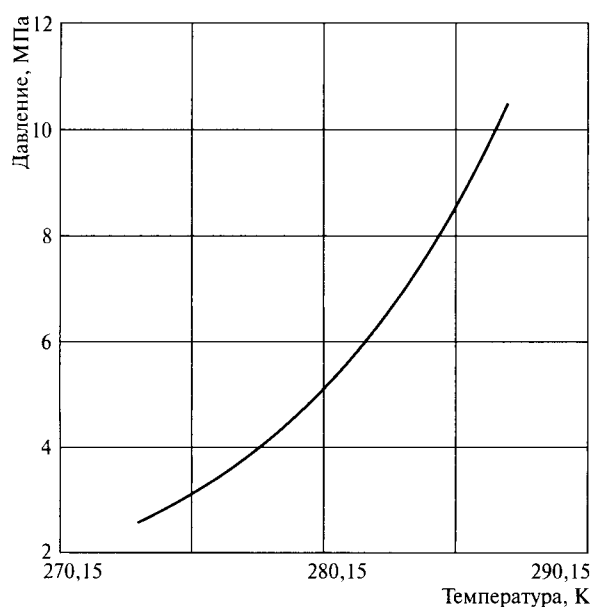


Рисунок 2.34 – Равновесные условия гидратообразования газа сеноманских залежей месторождений Западной Сибири

3 Определение пластовых и забойных термобарических параметров и дебитов газовых и газоконденсатных скважин

3.1 Определение абсолютного давления газа

В газовой отрасли при обработке результатов исследования скважин используется абсолютное значение давления P , которое определяется как сумма избыточного давления $P_{\text{И}}$ и барометрического $P_{\text{Б}}$: $P = P_{\text{И}} + P_{\text{Б}}$. Если избыточное давление $P_{\text{И}}$ измерено в Па, а барометрическое $P_{\text{Б}}$ в миллиметрах ртутного столба, то $P = P_{\text{И}} + \frac{P_{\text{Б}} \cdot 10^5}{750,06}$. Если избыточное давление $P_{\text{И}}$

измерено в ат (кгс/см²), а барометрическое $P_{\text{Б}}$ в миллиметрах ртутного столба, то $P = P_{\text{И}} + \frac{P_{\text{Б}}}{735,56}$. Барометрическое давление зависит от высоты местности над уровнем моря и распределения температуры воздуха по высоте над данной местностью. В таблице 3.1 приведены значения барометрического давления в зависимости от высоты местности над уровнем моря от 0 до 400 м при некоторых значениях средней температуры.

Таблица 3.1 – Значения барометрического давления

Высота, м	Температура, К	Барометрическое давление РБ, мм рт. ст.
0	288,15	760,0
100	287,5	751,0
200	286,85	742,1
300	286,2	733,3
400	285,55	724,6

3.2 Модели расчета давления на забое остановленной и работающей скважины

Внедрение новых технических средств получения информации о давлениях, температурах и дебитах при исследовании газовых и газоконденсатных скважин с высокой частотой регистрации измеряемых параметров, а также широкое применение электронной вычислительной техники для обработки полученной информации предъявляют новые требования к используемым при этом математическим моделям: они должны быть более адекватными исследуемым реальным состояниям и процессам. В противном случае оказываются недоиспользованными возникшие к настоящему времени новые средства получения и обработки информации при исследовании газовых скважин.

В первую очередь уточнение применяемых в настоящее время традиционных математических моделей должно касаться замены в них средних величин (средних коэффициентов сверхсжимаемости $z = z(P, T)$ как функций от давления и температуры, и температуры $T = T(x)$ по стволу скважины) на фактические значения этих величин.

Если применение традиционных математических моделей с осредненными значениями z и T для обработки результатов исследований скважин на месторождениях глубиной до 1200—1500 м, в составе газа которых преобладает метан, дают вполне удовлетворительные расчетные величины, совпадающие с непосредственными прямыми измерениями этих величин, то тоже самое нельзя утверждать для скважин, эксплуатирующих глубокозалегающие продуктивные пласты со сложным составом газа.

Инструкция не может учесть всего многообразия условий, с которыми сталкиваются специалисты, обрабатывающие результаты исследования скважин на разных месторождениях с различными термобарическими условиями. По этой причине в рекомендациях инструкции всегда оговариваются условия и диапазон применения той или иной модели. Если специалистам по исследованию скважин известны исходные предпосылки при разработке модели и принятые при этом упрощения, то они, в зависимости от конкретных условий, всегда могут улучшить модель и получить более точные расчетные величины.

Расчет давления на забое остановленной или работающей вертикальной скважины проводится по приближенным решениям уравнения энергии в механической форме для изотермического движения с квадратичным трением и с учетом высоты положения y (рисунок 3.1):

$$dy + \frac{dP}{\rho g} + \frac{VdV}{g} + \frac{\lambda}{d} \frac{V^2}{2g} dx = 0, \quad (3.1)$$

где P — давление газа в точке с координатой x ;
 ρ — плотность газа в той же точке;
 V — средняя по сечению трубы объемная скорость газа;
 d — внутренний диаметр трубы;

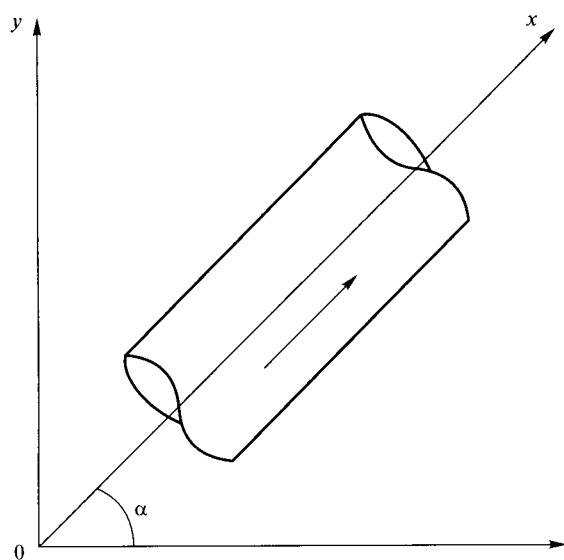


Рисунок 3.1 — Расположение осей системы координат

y – вертикальная координата ($y = x \sin \alpha$, α – угол оси трубы с горизонталью);

g – ускорение силы тяжести;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Для вертикальной скважины $dy = dx$. Уравнение (3.1) можно переписать в виде

$$dP = - \left(\rho g dx + \rho V dV + \frac{\lambda \rho V^2}{d} dx \right). \quad (3.2)$$

Из уравнения (3.2) следует, что потери давления состоят из трех слагаемых:

- первое слагаемое характеризует потерю давления на преодоление гравитационных сил;
- второе – потери на ускорение газа;
- третье – потери давления на трение, при котором механическая энергия переходит в тепловую.

Для вывода формул отбрасывается слагаемое $\rho V dV$. После такого упрощения для получения барометрической формулы, по которой рассчитывается забойное давление в остановленной скважине, используется уравнение

$$dP = -\rho g dx. \quad (3.3)$$

Для вывода формулы Адамова, предназначенной для определения давления в работающей скважине, используется уравнение

$$dP = - \left(\rho g dx + \frac{\lambda \rho V^2}{d} dx \right). \quad (3.4)$$

Замыкающим для уравнения (3.1) является уравнение состояния в виде

$$\rho = \frac{P}{zT} \frac{\rho_{ст} z_{ст} T_{ст}}{P_{ст}}, \quad (3.5)$$

где z , T – соответственно коэффициент сверхсжимаемости и абсолютная температура газа. Индекс «ст» относится к физической величине при нормальных условиях, принятых в газовой отрасли.

Для решения уравнения (3.4) используется закон сохранения массы в виде

$$Q = Q_{ст} \frac{\rho_{ст}}{\rho}, \quad (3.6)$$

где Q – дебит скважины.

Использование формул (3.5) и (3.6) преобразует дифференциальные уравнения (3.3) и (3.4) к виду

$$dP = -\alpha_1 \frac{P}{zT} dx; \quad (3.7)$$

$$dP = - \left(\alpha_2 \frac{P}{zT} + \alpha_3 \frac{zT}{P} \right) dx, \quad (3.8)$$

где $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ — константы.

В уравнениях (3.7) и (3.8) коэффициент сверхсжимаемости z является функцией давления P и температуры T , то есть $z = z(P, T)$, а температура газа в лифтовой трубе зависит от глубины (от координаты x) $T = T(x)$.

Известная барометрическая формула и формула Адамова являются решениями соответственно уравнения (3.7) и (3.8) при z и T , принятыми в виде констант $z_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ без оценки допускаемых при этом погрешностей.

В настоящее время на многих месторождениях накоплен большой фактический материал по распределению температуры вдоль ствола остановленных и работающих скважин. Такие измерения нередко проводятся в одной и той же скважине как при ее работе, так и несколько раз после ее остановки. Фактическое распределение температуры по стволу работающей скважины и ее изменение после остановки имеет исключительную ценность для уточнения как барометрической формулы, так и формулы Адамова.

Ни один расчетный способ, особенно для месторождений севера Западной Сибири, где в разрезе имеется многолетнемерзлые породы, не может дать таких точных результатов по распределению температуры, какие могут быть получены прямым ее измерением.

Основное дифференциальное уравнение (3.1) описывает изотермическое движение газа, в то время как в реальных условиях от забоя и до устья скважины происходит постоянный отток тепла из скважины в окружающие ее горные породы. Измерение фактического изменения температуры как функции от координаты x , подстановка этой функции $T(x)$ в уравнения (3.7) и (3.8), а также в функциональную зависимость $z = z(P, T) = z(P, T(x))$ повышает точность формул для вычисления забойных давлений по устьевым в остановленных и работающих скважинах за счет учета таким способом не поддающихся расчету с приемлемой для практики погрешностью перетоков тепла от скважины в окружающие горные породы.

Как уже было сказано, при выводе барометрической формулы и формулы Адамова осредняется коэффициент сверхсжимаемости газа z , зависящий от давления P и температуры T , которая, в свою очередь, тоже принимается средней для всего ствола скважины.

При небольшой по отношению к забойному давлению разности между забойным и устьевым давлением, а также разности в забойных и устьевых температурах к забойной температуре такое усреднение допустимо, но при возрастании этих отношений ошибки в определении забойных давлений должны возрастать. Далее излагается один из подходов к оценке погрешностей при указанных выше осреднениях. Необходимо подчеркнуть, что этот подход стал возможным

только при широком применении электронно-вычислительных машин в повседневной работе специалистов.

Если координатную ось Ox направить по оси вертикальной скважины в сторону от центра земли и за начало отсчета принять точку на забое скважины, в которой давление газа равно P_3 (забойное давление), то в сечении на глубине x давление будет равно $P = P(x)$ и плотность газа $\rho = \rho(P)$. На глубине $x + dx$ давление будет $P + dP$, причем по уравнению (3.7)

$$dP = -\rho g dx. \quad (3.9)$$

Чтобы найти значение давления P_3 на глубине L , достаточно проинтегрировать дифференциальное уравнение (3.1) в пределах по давлению от P_3 до P_y и по координате от 0 до L , при этом предварительно необходимо плотность газа ρ выразить через давление P .

Для дальнейшего вывода используется уравнение состояния реального газа в форме

$$PV = \frac{G}{M_B} zRT, \quad (3.10)$$

где P — давление газа;

V — его объем;

G — масса газа;

M_B — молярная масса газа;

z — коэффициент сверхсжимаемости, зависящий от давления P и температуры T :
 $z = z(P, T)$;

R — универсальная газовая постоянная;

T — абсолютная температура газа.

Здесь и далее указаны размерности всех величин в системе СИ. Уравнение (3.10) может быть переписано в виде

$$P = \frac{\rho}{M_B} zRT, \quad (3.11)$$

где ρ — плотность газа.

Для стандартных условий уравнение (3.11) принимает вид

$$P_{ст} = \frac{\rho_{ст}}{M_B} z_{ст} R T_{ст}. \quad (3.12)$$

В газовой отрасли за нормальные (стандартные) условия принято состояние газа при температуре $T_{ст} = 293,15$ К и $P_{ст} = 1,01325 \cdot 10^5$ Па (20 °С и 760 мм рт. ст.).

Из уравнений (3.11) и (3.12) следует:

$$\rho = \frac{P}{zT} \frac{\rho_{ст} z_{ст} T_{ст}}{P_{ст}}. \quad (3.13)$$

Константами в уравнении (3.13) являются только величины, отмеченные индексом «ст». При расчете забойного давления P_3 по устьевому в формуле (3.1) переменные $z = z(P, T)$ и $T = T(x)$, где x – вертикальная координата на оси скважины, заменялись некоторыми средними постоянными значениями $z_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$. В этом случае формула (3.13) принимает вид

$$\rho = C_1 P, \quad (3.14)$$

где
$$C_1 = \frac{\rho_{\text{ст}} z_{\text{ст}} T_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}} z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}} = \text{const.}$$

При строгом подходе $z_{\text{ст}}$ не является константой, так как зависит от состава природного газа, но его значение близко к единице, и поэтому условно принимается постоянным.

Значение ρ из уравнения (3.14) подставляется в дифференциальное уравнение (3.9), которое оказывается уравнением с разделяющимися переменными:

$$dP = -C_1 P g dx; \quad (3.15)$$

$$\int_{P_3}^{P_y} \frac{dP}{P} = -C_1 g \int_0^L dx. \quad (3.16)$$

Из этого следует, что

$$P_3 = P_y e^{C_1 g L}. \quad (3.17)$$

Безразмерная величина $C_1 g L$ обозначается в предшествующих инструкциях по исследованию скважин через S :

$$S = \frac{z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g}{P_{\text{ст}}} \frac{\rho_{\text{ст}} L}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}. \quad (3.18)$$

В этих же инструкциях вместо плотности газа при нормальных условиях используется его относительная плотность по воздуху $\rho_{\text{отн}}$:

$$\rho_{\text{ст}} = \rho_{\text{возд}} \rho_{\text{отн}}, \quad (3.19)$$

где $\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха при нормальных условиях, равная 1,205 кг/м³;
 $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху.

С использованием $\rho_{\text{отн}}$ формула (3.18) запишется в виде

$$S = \frac{z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g \rho_{\text{возд}}}{P_{\text{ст}}} \frac{\rho_{\text{отн}} L}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}. \quad (3.20)$$

Далее вычисляется постоянный множитель в формуле (3.20) $z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g \rho_{\text{возд}} / P_{\text{ст}}$, имеющий размерность в системе СИ – К/м, при следующих исходных данных:

$$z_{\text{ст}} = 1,0; T_{\text{ст}} = 293,15 \text{ К}; g = 9,80665 \text{ м/с}^2; \rho_{\text{возд}} = 1,205 \text{ кг/м}^3; P_{\text{ст}} = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g \rho_{\text{возд}} / P_{\text{ст}} = 0,03419 \text{ К/м}.$$

Формулы (3.17) и (3.18) в окончательном виде будут иметь вид, в котором они приводятся во всех инструкциях по исследованию скважин:

$$P_3 = P_y e^S; \quad (3.21)$$

$$S = \frac{0,03419 \rho_{\text{отн}} L}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}. \quad (3.22)$$

При $z_{\text{ст}} = 0,998$ числовой коэффициент будет равен 0,03412.

Дифференциальное уравнение (3.15), записанное с использованием уравнения состояния (3.13), без усреднений будет иметь вид

$$dP = -C_2 g \frac{P}{zT} dx, \quad (3.23)$$

где $C_2 = \rho_{\text{ст}} z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} / P_{\text{ст}}$.

В дифференциальном уравнении (3.23) температура газа T должна зависеть от координаты x , так как она изменяется по стволу скважины. На практике функциональная зависимость T от x , как правило, известна из прямых замеров температуры по стволу скважины глубинными термометрами. Пусть $T = f_1(x)$.

Что касается коэффициента сверхсжимаемости z , то он зависит от давления и температуры $z(P, T)$. В тех диапазонах давлений и температур, которые по результатам глубинных исследований известны для конкретной скважины, всегда можно с высокой точностью аппроксимировать коэффициент сверхсжимаемости в виде произведения двух функций, одна из которых зависит только от P , а другая только от T : $z = f_2(P) f_3(T)$. Такая аппроксимация позволяет при решении разделить переменные в уравнении (3.23). Так как $T = f_1(x)$, то $z = f_2(P) f_3(T) = f_2(P) f_3(f_1(x)) = f_2(P) f_4(x)$.

Уравнение (3.22) принимает вид

$$dP = -C_2 g \frac{P}{f_2(P) f_4(x) f_1(x)} dx. \quad (3.24)$$

Его решением является функция $P_3 = P(L)$:

$$\int_{P_3}^{P_y} \frac{f_2(P) dP}{P} = -C_2 g \int_0^L \frac{dx}{f_4(x) f_1(x)}. \quad (3.25)$$

Если интегралы в левой и правой частях уравнения (3.25) не выражаются через известные функции, то значения этих интегралов легко могут быть найдены численными методами.

В частном случае, когда $f_1(x) = \text{const} = T_{\text{ср}}$ и $f_2(P)f_4(x) = \text{const} = z_{\text{ср}}$, получается барометрическая формула (3.17).

Сопоставление результатов расчетов по формуле (3.25) как более точных с результатами расчетов по формуле (3.17) позволяет оценить погрешность при использовании последней и установить те пределы по давлению и распределению температуры по стволу скважины, в которых применение формулы (3.17) дает приемлемые для практики результаты.

Следует отметить, что по уравнению (3.25) можно получить самые различные формулы для определения P_3 , если, конечно, интегралы выражаются через известные функции. В противном случае сначала численным методом находится значение правой части уравнения (3.25), а затем, также численно, находится величина P_3 , при которой левый собственный интеграл равен правому. Для этого удобно переставить пределы интегрирования по давлению.

Аналогичный анализ можно сделать относительно формулы для определения давления на забое работающей скважины. Начало координат, как и в предыдущем случае, фиксируется на забое скважины, и ось Ox направляется по оси скважины от центра земли. По формуле Дарси – Вейсбаха потери давления на трение при турбулентном движении жидкости или газа по круглой трубе с диаметром d определяются по формуле

$$h = \lambda \frac{l}{d} \frac{V^2}{2g}, \quad (3.26)$$

где h – потери на трение, определяемые высотой столба движущихся по трубе жидкости или газа;

l – длина трубы;

d – внутренний диаметр трубы;

V – скорость жидкости (газа);

λ – коэффициент гидравлического сопротивления (безразмерная величина).

Чтобы выразить потери на трение в виде перепада давления, достаточно левую и правую части равенства (3.26) умножить на ρg . Тогда формула (3.26) примет вид

$$\Delta P = \lambda \frac{l}{d} \frac{\rho V^2}{2}, \quad (3.27)$$

где ΔP – перепад давления на длине l .

Если установившийся дебит скважины при нормальных (стандартных) условиях равен $Q_{\text{ст}}$ при плотности газа для тех же условий $\rho_{\text{ст}}$, то массовый расход в любом сечении лифтовых

труб остается постоянным и равным $Q_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}}$, следовательно, объемный расход Q при плотности газа ρ можно определить из соотношения

$$Q = Q_{\text{ст}} \frac{\rho_{\text{ст}}}{\rho}. \quad (3.28)$$

В сечении, где газ имеет плотность ρ , скорость газа V будет равна

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4Q_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}}}{\rho \pi d^2}, \quad (3.29)$$

$$V^2 = \frac{16Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}}^2}{\rho^2 \pi^2 d^4}. \quad (3.30)$$

Следовательно, формула (3.27) с использованием найденного значения для V^2 может быть записана в виде

$$\Delta P = \lambda l \frac{8Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}}^2}{\rho^2 \pi^2 d^5}. \quad (3.31)$$

Далее в формулу (3.31) подставляется ρ по формуле (3.13):

$$\Delta P = \lambda l \frac{8Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}}}{\pi^2 d^5} \frac{zT}{P} \frac{P_{\text{ст}}}{z_{\text{ст}} T_{\text{ст}}}, \quad (3.32)$$

или, введя обозначение $C = 8\rho_{\text{ст}}/(\pi^2 z_{\text{ст}} T_{\text{ст}}) = \text{const}$, формулу (3.32) можно записать в виде

$$\Delta P = C \frac{\lambda Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}} z T}{\pi^2 d^5 P} l. \quad (3.33)$$

В формуле (3.33) величина $Q_{\text{ст}}$ определяется режимом работы скважины, d — конструкцией лифта, z является функцией переменных давления P и температуры T газа в каждом сечении по длине лифта. Температура T , в свою очередь, зависит от расстояния x до рассматриваемого сечения от начала координат, которое зафиксировано на забое скважины.

Дифференциальное уравнение (3.8) с использованием формулы (3.33), учитывающей потери давления на трение, принимает вид

$$dP = - \left(\frac{P}{zT} \frac{\rho_{\text{ст}} z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g}{P_{\text{ст}}} + C \frac{\lambda Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}} z T}{d^5 P} \right) dx. \quad (3.34)$$

В общем случае при $z = z(P, T)$ и $T = T(x)$ нелинейное уравнение первого порядка (3.34) в квадратурах не разрешается. По этой причине для получения простой аналитической формулы для определения забойного давления по устьевому при известных дебите скважины $Q_{\text{ст}}$ и температурах газа на забое T_z и устье T_y произведение zT в формуле (3.34) заменяется в суще-

ствующих руководствах по исследованию скважин на постоянную величину $z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}$. В этом случае уравнение (3.34) заменяется на уравнение с разделяющимися переменными:

$$dP = - \left(C_1 P + \frac{C_2}{P} \right) dx, \quad (3.35)$$

где $C_1 = \frac{\rho_{\text{ст}} z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} g}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} P_*}$; $C_2 = \frac{8 P_{\text{ст}}}{\pi^2 z_{\text{ст}} T_{\text{ст}}} \frac{\lambda Q_{\text{ст}}^2 \rho_{\text{ст}} z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}{d^5}$.

Далее производится разделение переменных и интегрирование по давлению от P_3 до P_y , а по координате x от 0 до L :

$$\int_{P_3}^{P_y} \frac{dP}{C_1 P + \frac{C_2}{P}} = - \int_0^L dx,$$

из чего следует, что

$$\frac{1}{2C_1} \ln \frac{C_1 P_y^2 + C_2}{C_1 P_3^2 + C_2} = -L. \quad (3.36)$$

Из равенства (3.36) находится выражение для P_3 :

$$P_3 = \left[P_y^2 e^{2C_1 L} + \frac{C_2}{C_1} (e^{2C_1 L} - 1) \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (3.37)$$

где

$$\frac{C_2}{C_1} = \lambda \frac{8 P_{\text{ст}}^2 \lambda Q_{\text{ст}}^2 z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{\pi^2 z_{\text{ст}}^2 T_{\text{ст}}^2 g d^5}. \quad (3.38)$$

В выражении (3.38) множитель $8 P_{\text{ст}}^2 / (\pi^2 z_{\text{ст}}^2 T_{\text{ст}}^2 g)$ является постоянным коэффициентом, имеющим в системе СИ размерность $(\text{кг}^2 / (\text{м}^3 \text{с}^2 \text{К}^2))$ и численно равный $9,9143 \cdot 10^3$. В существующих инструкциях, как уже было отмечено, произведение $C_1 L$ обозначается через S . С учетом сказанного, формула (3.37) окончательно запишется в виде

$$P_3 = \left[P_y^2 e^{2S} + 9,9143 \cdot 10^3 \frac{\lambda Q_{\text{ст}}^2 z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{d^5} (e^{2S} - 1) \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (3.39)$$

Для того чтобы оценить погрешность, допускаемую при определении забойного давления по устьевому в работающей скважине, необходимо в уравнение (3.35) подставить C_1 и C_2 , заменив в них константы $z_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ функциями $z = z(P, T)$ и $T = T(x)$, и численно решить это уравнение одним из известных способов.

Но существуют весьма полезные частные решения уравнения (3.34), если задавать температуру в виде функции от координаты x : $T = T(x)$ (начало координат берется на забое скважины). В распоряжении исследователей нередко имеется информация о фактическом распределении температуры по стволу работающей скважины, измеренная глубинным термометром. В этом случае и коэффициент сверхсжимаемости также может быть задан как функция от глубины. Приближенно коэффициент сверхсжимаемости z может быть представлен как некоторое его значение, усредненное по давлению, и умноженное на функцию от температуры $z = \bar{z}_{\text{ср}} f(T)$. В свою очередь, температура является функцией координаты x , то есть $z = \bar{z}_{\text{ср}} f(T) = \bar{z}_{\text{ср}} f[T(x)] = \bar{z}_{\text{ср}} f(x)$. В этом случае уравнение (3.34) может быть записано следующим образом:

$$\frac{dP^2}{dx} + \frac{2C_1^*}{\bar{z}_{\text{ср}} f(x) T(x)} P^2 = -2C_2^* \bar{z}_{\text{ср}} f(x) T(x), \quad (3.40)$$

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

Уравнение (3.40) представляет собой линейное дифференциальное уравнение первого порядка относительно квадрата давления $P = P(x)$ и имеет общее решение:

$$P^2(x) = e^{-F} \left(P_3^2 - 2C_2^* \int_0^x \bar{z}_{\text{ср}} f(x) T(x) e^F dx \right), \quad (3.41)$$

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

$$F(x) = 2C_1^* \int_0^x \frac{dx}{\bar{z}_{\text{ср}} f(x) T(x)}.$$

В формуле (3.41) интеграл следует вычислить от нуля до L , то есть найти значение $P(L) = P_y$ и полученное уравнение разрешить относительно P_3 :

$$P_3^2 = P_y^2 e^F + 2C_2^* \int_0^L \bar{z}_{\text{ср}} f(x) T(x) e^F dx, \quad (3.42)$$

где в первом слагаемом в правой части интеграл F вычисляется в пределах от нуля до L . Аппроксимирующие функции $f(x)$ и $T(x)$ удобнее выбирать такими, чтобы интегралы от них выражались через известные функции. При $f(x) = 1$ и $T(x) = T_{\text{ср}}$ из формулы (3.42) получается формула (3.39), приводимая в инструкции [1].

Как уже было отмечено, по формуле (3.41) можно находить забойное давление, если считать также функцией координаты x не только температуру $T = T(x)$, но и коэффициент сверхсжимаемости $z = z(x)$ по стволу скважины. Сделать это можно следующим образом.

Вначале следует построить аппроксимирующую функцию $z = z(P, T)$ в виде произведения двух функций, одна из которых зависит только от P , а другая только от T . В последней заменить T на функцию $T = T(x)$. Сложнее заменить функцию от P функцией от x , так как для этого необходимо знать распределение давления по стволу скважины. Для первого приближения можно воспользоваться распределением давления по неподвижному столбу газа, а затем сделать несколько последовательных приближений, уточняющих это распределение.

Решение в виде формулы (3.41) легко поддается программированию и результаты вычисления забойного давления, безусловно, будут более точными, чем по формуле Адамова (3.39) при условии, конечно, одинаковых значений коэффициентов гидравлического сопротивления λ в обеих формулах.

Наиболее надежные значения коэффициента гидравлического сопротивления могут быть получены одновременным замером давлений на забое и устье скважин и решением уравнений (3.39) или (3.41) относительно коэффициента λ .

3.3 Расчет потерь давления в клапанах-отсекателях

В отечественной практике в основном используются клапаны-отсекатели с дросселирующим устройством. Потери давления в клапанах-отсекателях такого типа значительно выше, чем в клапанах-отсекателях с дистанционным управлением и с напорной камерой, и могут достигать 1,0 МПа и более в зависимости от диаметра дросселирующего устройства клапана-отсекателя, дебита скважины и др.

Потери давления в клапанах-отсекателях типа КА определяются по формуле

$$P_1^2 - P_2^2 = 2,85 \cdot 10^{-12} \xi Q^2 z \rho_{\text{отн}} \frac{T}{D_2^3}, \quad (3.43)$$

где P_1, P_2 — давления соответственно до и после клапана-отсекателя, МПа;
 ξ — коэффициент сопротивления, определяемый по формуле

$$\xi = 0,5 \left[1 - \frac{D_2^2}{D_1^2} \right]^{\frac{3}{4}} + \left[1 - \frac{D_2^2}{D_3^2} \right]^2, \quad (3.44)$$

где D_1, D_3 — внутренние диаметры лифтовых труб до и после клапана-отсекателя, м;

D_2 — диаметр проходного сечения клапана-отсекателя, м;

Q — дебит скважины, тыс. м³/сут;

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

z — коэффициент сжимаемости при среднем давлении $P_{\text{ср}} = (P_1 + P_2)/2$ и средней температуре $T_{\text{ср}} = (T_1 + T_2)/2$.

Так как потери давления на клапане-отсекателе незначительны, при определении z обычно в качестве средних давления и температуры можно использовать значения P_1 , T_1 или P_2 и T_2 как средние. Для повышения точности расчетов необходимо использовать метод итераций, то есть по известному давлению P_1 или P_2 вычисляют приближенные значения z и ΔP , а затем путем последовательного приближения уточняют значение z , пока очередное его значение не совпадет с предшествующим. Значение коэффициента сопротивления ξ при равенстве внутренних диаметров лифтовых труб до и после клапана-отсекателя, то есть при D_1/D_3 , определяется из графика, показанного на рисунке 3.2, в зависимости от отношения D_2/D_1 .

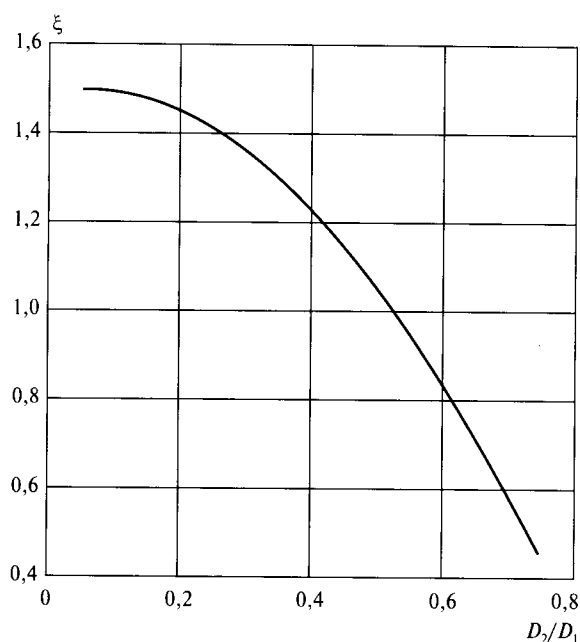


Рисунок 3.2 – Зависимость коэффициента сопротивления клапана-отсекателя КА ξ от отношения D_2/D_1

Пример – Определить потери давления в клапане-отсекателе типа КА при известных исходных данных: $Q = 1600$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$; $\rho_{\text{отн}} = 0,56$; $T = 300$ К; $P_2 = 10,13$ МПа; $D_2 = 0,050$ м; $D_1 = D_3 = 0,1503$ м.

По графику на рисунке 3.2 по известному $D_2/D_1 = 0,05/0,1503 = 0,333$ определяют $\xi = 1,248$. В первом приближении принимают $P_{\text{ср}} = P_2$ и $T_{\text{ср}} = T$. Тогда $z = 0,84$ и в первом приближении

$$P_1 = [10,13^2 + 2,85 \cdot 10^{-12} \cdot 1,248 \cdot 1600^2 \cdot 0,84 \cdot 300 \cdot 0,56 / 0,05^3]^{1/2} = 10,62 \text{ МПа}.$$

Потери давления после первого приближения будут равны $\Delta P = P_{1\text{пр}} - P_2 = 10,62 - 10,13 = 0,49$ МПа. Для уточнения расчета определяют новое значение z_2 при $P_{\text{пр}} = (P_{1\text{пр}} + P_2)/2$, $T_{\text{пр}} = T/T_{\text{к}}$ и $z_2 = 0,835$.

Тогда $P_1 = [10,13^2 + 2,85 \cdot 10^{-12} \cdot 1,248 \cdot 1600^2 \cdot 0,835 \cdot 300 \cdot 0,56 / 0,05^3]^{1/2} = 10,61$ МПа, и потери давления составят $\Delta P = 10,61 - 10,13 = 0,48$ МПа.

Определение потерь давления в клапанах-отсекателях зарубежных фирм

а) Потери давления в клапанах-отсекателях типа А-3 и А-4 фирмы «Камко». Эти потери определяются по формуле

$$P_1 = P_2 + \frac{Q^2}{10,2^2 P_2 C^2}, \quad (3.45)$$

где C — коэффициент расхода клапана, определяемый из графика на рисунке 3.3;

P_1, P_2 — давление соответственно до и после клапана-отсекателя. Потери давления определяются как разность давлений до и после клапана: $\Delta P = P_1 - P_2$.

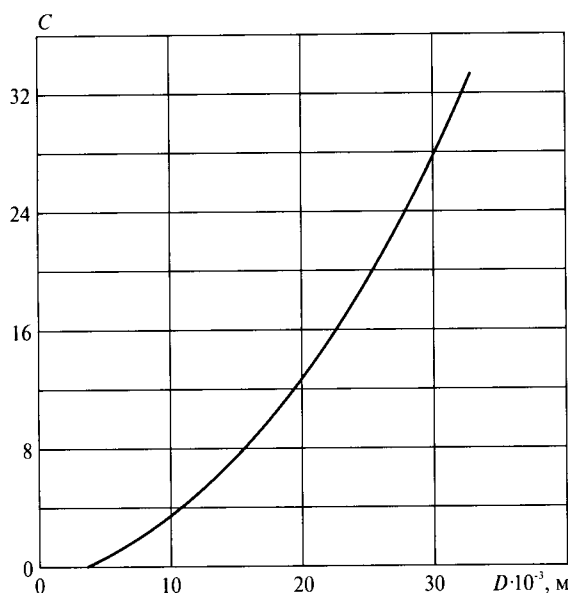


Рисунок 3.3 — Зависимость коэффициента расхода C от диаметра клапанов типов А-3 и А-4

Пример — Определить потери давления ΔP в клапане-отсекателе А-3 при исходных данных:
 $Q = 365$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$; $P_2 = 14,8$ МПа; диаметр проходного сечения клапана $D = 0,01905$ м.

Для заданного D (рисунок 3.3) определяют $C = 11,707$.

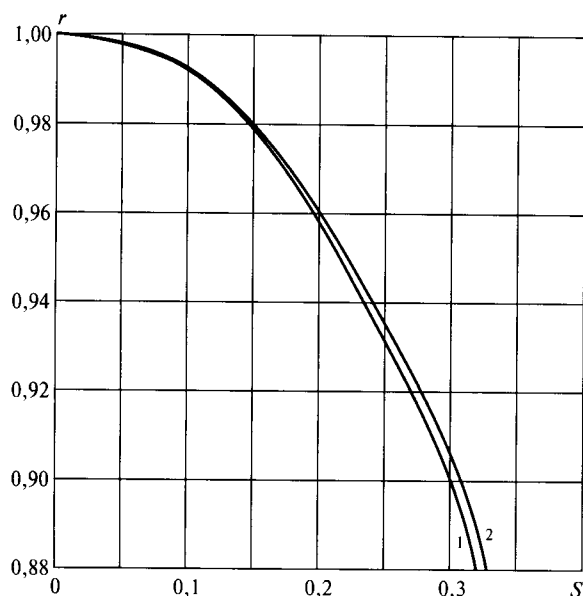
$$P_1 = 14,8 + 365^2 / (10,2^2 \cdot 14,8 \cdot 11,707^2) = 15,43 \text{ МПа и } \Delta P = 0,63 \text{ МПа.}$$

При диаметре клапана $D = 0,0334$ м определяют $C = 34,8$, и тогда $P_1 = 14,8 + 365^2 \div 10,2^2 \cdot 14,8 \cdot 34,8^2 = 14,871$ МПа и $\Delta P = 0,071$ МПа.

б) Потери давления в клапане-отсекателе типа А-6 определяются по формуле

$$\Delta P = (1-r)P_1, \quad (3.46)$$

где $r = P_2/P_1$ — отношение давления после клапана к давлению до клапана, определяемое в зависимости от параметра S из рисунка 3.4, полученного по формуле



1 – $K = 1,27$; 2 – $K = 1,50$

Рисунок 3.4 – Зависимость r от S для различных значений показателя адиабаты K

$$S = \left[\frac{K(r^{2K} - r^{1+\frac{1}{K}})}{K-1} \right]^2, \quad (3.47)$$

где K – показатель адиабаты.

Графическая зависимость S от r построена для различных значений показателя адиабаты K . Величина S вычисляется по формуле

$$S = 2,026 \cdot 10^{-7} Q \sqrt{\rho_{\text{отн}} \cdot z_{\text{ср}} \frac{T_{\text{ср}}}{P_1 F}}, \quad (3.48)$$

где Q – дебит скважины, тыс. м³/сут;

$\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность;

$z_{\text{ср}}$ – коэффициент сверхсжимаемости для средних $P_{\text{ср}} = (P_1 + P_2)/2$ и $T_{\text{ср}} = (T_1 + T_2)/2$. При практических расчетах величину z можно определить исходя из известных P_1 и T_1 или P_2 и T_2 ;

F – площадь проходного сечения клапана $F = \pi d^2/4$;

D – диаметр проходного сечения клапана, м.

Пример – Определить потери давления на клапане типа А-6 при исходных данных $D = 10,795 \cdot 10^{-3}$ м; $Q = 2140$ тыс. м³/сут; $\rho_{\text{отн}} = 0,722$; $T = 327,4$ К и $P_1 = 19,085$ МПа.

Площадь F будет равна $F = \pi (10,795 \cdot 10^{-3})^2/4 = 84,78 \cdot 10^{-6}$ м².

Значение z приближенно вычислим для P_1 и T_1 , при которых $z = 0,82$, тогда $S = 2,026 \cdot 10^{-7} \cdot 2140 \cdot (0,722 \cdot 0,82 \cdot 327,4)^{0,5} / 19,085 \cdot 84,78 \cdot 10^{-6} = 0,15$.

По известному $S = 0,15$ из графика определяют $r = 0,976$. Тогда потери давления составят $\Delta P = 19,085(1 - 0,976) = 0,458$ МПа.

в) Потери давления на предохранительном клапане типа РКА-03

Принцип действия предохранительного клапана типа РКА-03 идентичен принципу действия клапана-отсекателя типа А фирмы «Камко». Конструктивная особенность РКА-03 позволяет изменить его проходное сечение путем смены диафрагм от 0,025 до 0,052 м. Каждая диафрагма имеет соответствующий ей коэффициент пропорциональности между перепадом давления ΔP и квадратом дебита скважины Q . Значения этих коэффициентов для различных диаметров диафрагм D и входного давления газа в клапан P показаны на рисунке 3.5 и определяются формулами

$$\xi = \frac{\Delta P}{Q^2} \text{ и } \Delta P = 0,0987\xi Q, \quad (3.49)$$

где $\Delta P = P_1 - P_2$ — перепад давления, МПа;

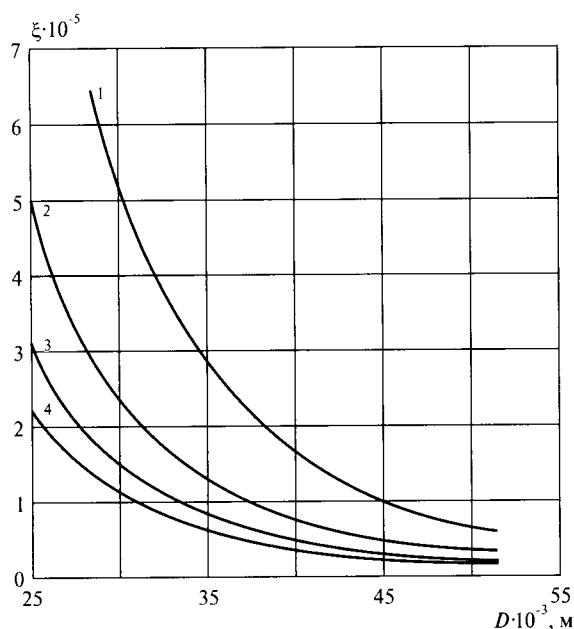
P_1, P_2 — давление соответственно до и после клапана РКА-03.

Исходя из этого, нетрудно установить связь между коэффициентами сопротивления клапанов РКА-03 и А-3, А-4 по формуле

$$\xi_{\text{РКА}} = \frac{1}{P_2 C_{\text{А-3, А-4}}^2}, \quad (3.50)$$

где P_2 — давление после диафрагмы, МПа.

Пример — Определить потери давления в клапане РКА-03 при следующих исходных данных:
 $D = 0,03334 \text{ м}$; $P_1 = 10,13 \text{ МПа}$; $Q = 906 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$; коэффициент ξ , определяемый путем интерполяции из рисунка 3.5, равен $\xi = 0,872 \cdot 10^{-5}$.



1–4 — $P_1 = 3,0; 6,0; 9,0$ и $12,0 \text{ МПа}$
соответственно

Рисунок 3.5 — Зависимость коэффициента пропорциональности ξ между $\Delta P = P_1 - P_2$ и Q_2 при различных значениях P_1 от диаметра диафрагмы

Тогда $\Delta P = 0,0987 \cdot 0,872 \cdot 10^{-5} \cdot 906^2 = 0,7$ МПа и давление после клапана P_2 будет равно $P_2 = (10,13 + (10,13^2 - 0,04104 \cdot 906^2 / 34,8^2)^{0,5}) / 2 = 9,39$ МПа, а потери давления при этом составят $\Delta P = 10,13 - 9,39 = 0,74$ МПа, что показывает на близость результатов расчетов потерь давления в клапанах РКА-03 и А-4 фирмы «Камко».

г) Потери давления на предохранительном клапане типа МОХ фирмы «Отис»

В частности, предохранительный клапан типа МОХ-38150 имеет наружный диаметр $D_m = 0,095$ м, внутренний без штуцера $D_v = 0,0908$ м и длину $L = 0,396$ м. В нем можно установить штуцеры следующих размеров:

$D = (15,08 + 0,794 \cdot n) \cdot 10^{-3}$ м, где n – целое число, меняющееся от 0 до 31. Потери давления в клапане 22-МОХ-38150 определяются по формуле

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 0,636 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{z_1 P T_1 Q^2}{D^4 P_1} = \xi Q^2, \quad (3.51)$$

где ξ – коэффициент пропорциональности;

Q – дебит газа, тыс. м³/сут;

$\rho_{отн}$ – относительная плотность;

T_1 – температура газа под клапаном, К;

D – диаметр штуцера, м;

P_1 – давление до клапана, МПа.

Пример – Определить потери давления в клапане типа 22-МОХ-38150 при исходных данных:

$D = 0,0254$ м; $Q = 430$ тыс. м³/сут; $P_1 = 10,13$ МПа; $T_1 = 303$ К; $\rho_{отн} = 0,6$; $z = 1,0$

$$\Delta P = 0,636 \cdot 10^{-5} \cdot 0,6 \cdot 430^2 \cdot 303 / 10,13 \cdot (0,0254)^4 = 0,514 \text{ МПа.}$$

д) Потери давления в клапане типа РКД

Предохранительный клапан типа РКД работает под действием давления зарядки напорной камеры клапана. Давление зарядки зависит от давления на глубине установки клапана P и задавочного давления срабатывания (закрывания). Давление на глубине установки клапана P можно приближенно определить по формуле

$$P_{L_k} = P_y (L_k \cdot 0,82 \cdot 10^{-4} + 1), \quad (3.52)$$

где L_k – глубина установки клапана, м;

P_y – устьевое давление на скважине, МПа.

Давление срабатывания клапана $P_{зк}$ выбирают по необходимому проценту снижения давления на глубине установки клапана P_{L_k} . Например, если принять давление срабатывания клапана равным 10 % снижения P_{L_k} , то $P_{зк} = P_{L_k} \cdot (1 - 0,1)$. Если требовалось бы закрытие клапана при снижении P_{L_k} на 20 %, то давление закрытия было бы $P_{зк} = P_{L_k} \cdot (1 - 0,2)$ и т.д.

Зная давление срабатывания клапана, определяют давление зарядки напорной камеры на глубине установки клапана по формуле

$$P_{\text{зар}} = P_{\text{зк}} \alpha + 0,81, \quad (3.53)$$

где α — объемный коэффициент напорной камеры, равный 0,9665.

Пересчет полученного давления зарядки клапана с условий рабочей глубины на поверхностные условия проводится с помощью графиков, показанных на рисунках 3.6 (при зарядке азотом) и 3.7 (при зарядке природным газом). Для определения давления зарядки клапана на устье скважины с использованием рисунков 3.6 и 3.7 должны быть известны давление и температура на рабочей глубине клапана, температура зарядки на устье и применяемый для зарядки газ (азот или природный газ).

Пример — Определить давление зарядки клапана на устье азотом при $L_k = 1000$ м и $P_y = 10,13$ МПа, $T_y = 263$ К и $T = 293$ К для давления срабатывания клапана при 10 %-ном снижении P_{L_k} .

Определяется P_{L_k} :

$$P_{L_k} = 10,13 \cdot (1000 \cdot 0,82 \cdot 10 \cdot 10^{-4} + 1) = 10,96 \text{ МПа},$$

при этом давление срабатывания будет равно

$$P_{\text{зк}} = P_{L_k} \cdot (1 - 0,1) = 10,96 \cdot 0,9 = 9,86 \text{ МПа}.$$

Тогда давление зарядки на рабочей глубине L будет равно

$$P_{\text{зар}} = P_{\text{зк}} \cdot 0,9665 + 0,810 = 9,533 + 0,81 = 10,34 \text{ МПа}.$$

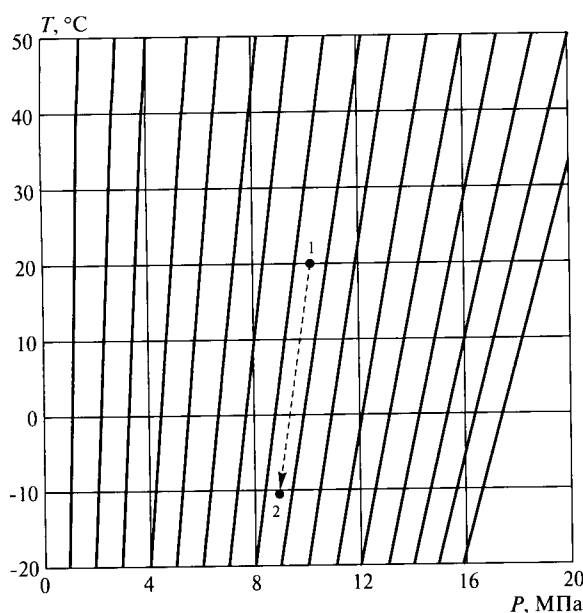


Рисунок 3.6 — График для определения давления зарядки клапана азотом

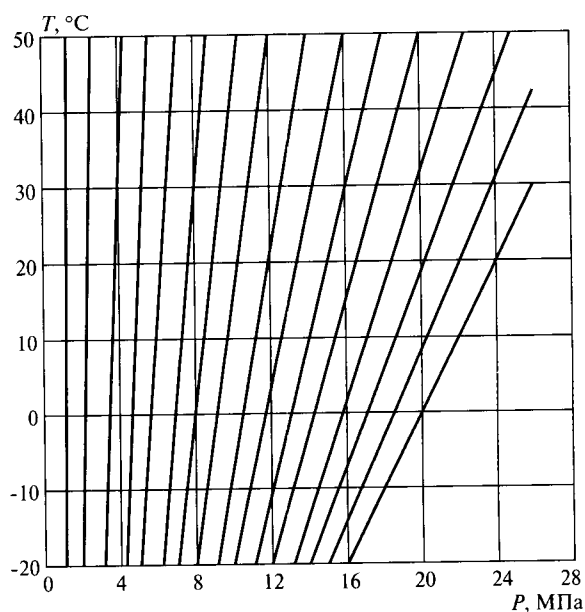


Рисунок 3.7 — График для определения давления зарядки клапана природным газом

На рисунке 3.6 при $P_{\text{зар.Л}} = 10,34$ МПа и $T = 393$ К находим точку 1. От этой точки параллельно ближайшим кривым опускаемся до линии $T = 263$ К и находим точку 2. Из точки 2 по вертикали спускаемся до оси абсцисс и находим $P_{\text{зар.у}} = 8,9$ МПа.

Основные потери давления в клапанах типа РКД связаны с сужением проходного сечения седла клапана. Поэтому потери давления оценивают исходя из значения коэффициента сопротивления седла клапана. Коэффициент пропорциональности между разностью квадратов давлений до клапана P_1^2 и после него P_2^2 , то есть ΔP^2 и квадратом дебита скважины Q^2 , равен $C = 16,8 \cdot 10^{-6}$.

Пример – Определить потери давления в клапане типа РКД при $P_2 = 10,13$ МПа, $Q = 2000$ тыс. м³/сут.

Для данного типа клапанов формула расчета имеет вид

$$P_1^2 - P_2^2 = CQ^2. \quad (3.54)$$

При заданных значениях C , P_2 и Q получим

$$P_1^2 = [10,13^2 + 16,8 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2]^{0,5} = 10,45.$$

Тогда потери давления в клапане будут равны

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 10,45 - 10,13 = 0,32 \text{ МПа}.$$

3.4 Расчет давления и температуры стационарного неизотермического движения

газоводяных и газоконденсатонефтяных систем по стволу скважины с учетом фазовых переходов

Движение газожидкостных смесей в стволе скважины происходит при значительном изменении термобарических условий по ее глубине: изменение давления может достигать нескольких десятков МПа, а температуры – нескольких десятков градусов. Именно поэтому подъем добываемой продукции по лифтовым трубам сопровождается существенным изменением теплофизических свойств и соотношения фаз добываемой смеси по длине трубы, что приводит к формированию различных структур течения в стволе скважины. Особое значение эти факторы приобретают при наличии массообмена между фазами.

Одной из основных особенностей движения в стволе скважины газоконденсатонефтяной системы является то, что при определенных термобарических условиях часть пути смесь может находиться в однофазном газообразном (газоконденсатная смесь) или однофазном жидком (нефтяная смесь) состоянии, а затем – в двухфазном парожидкостном состоянии. Переход от однофазного к двухфазному движению соответствует созданию в стволе скважины термобарических условий начала конденсации смеси в ретроградной области (газоконденсатная смесь) или начала разгазирования (нефтяная смесь).

Математическое моделирование базируется на применении осредненных дифференциальных уравнений сохранения количества движения, энергии и неразрывности для смеси. Для

каждой структуры течения сохраняются свои количественные и качественные свойства: истинное газосодержание, скорости и плотности фаз, сглаженные гидравлические сопротивления, реальные соотношения связей между гидравлическими величинами.

В силу стационарности движений газожидкостной смеси массовый дебит скважины $G_{см}$ остается неизменным по всей длине трубы и при практических расчетах задается следующим образом.

В случае движения двухфазной системы без фазовых переходов (газ-вода) массовый расход каждой фазы постоянен, следовательно, массовый дебит скважины равен сумме заданных массовых расходов газа и воды.

При движении системы с массообменом между фазами массовый дебит скважины определяется на основе комплексного использования данных газоконденсатных исследований и расчета парожидкостного равновесия при известных дебите скважины по газу сепарации $Q_{гс}$, давлении P_c и температуре T_c сепарации:

$$G_{см} = Q_{гс} \frac{M_{гс} + \frac{LM_{жс}}{V}}{24,05}. \quad (3.55)$$

где $G_{см}$ — массовый дебит скважины, т/сут;

$Q_{гс}$ — дебит газа сепарации, тыс. м³/сут;

$M_{гс}, M_{жс}$ — молекулярные массы газа и жидкости сепарации соответственно;

V, L — молярные доли газа и жидкости сепарации соответственно, причем $V + L = 1$.

Определение распределения давления и температуры в скважине при установившемся движении газожидкостной смеси сводится к решению системы двух обыкновенных дифференциальных уравнений сохранения количества движения и энергии смеси. При этом переменными принимаются давление и температура движущегося флюида. В качестве замыкающих эту систему соотношений используются:

- уравнение состояния для определения теплофизических характеристик фаз. Наиболее апробированным для многокомпонентных систем, включающих H_2S , CO_2 и N_2 , является уравнение состояния Пенга — Робинсона;

- корреляционные соотношения для расчета вязкости и теплопроводности;

- функциональные зависимости для определения истинного газосодержания, а также эмпирические зависимости для определения структуры течения и коэффициентов гидравлического сопротивления при различных структурах.

В случае моделирования процесса движения многокомпонентной системы с массообменом между фазами к указанным замыкающим соотношениям добавляется условие локального

термодинамического равновесия — равенство летучестей компонентов смеси в газовой и жидкой фазах (давление и температура в фазах в рассматриваемой точке приняты одинаковыми).

Граничные условия устанавливаются как известные давление и температура на одном из концов фонтанных труб. Для расчета распределения температуры в скважине необходимо знать геотермический градиент и коэффициенты теплопроводности и температуропроводности горных пород.

4 Обработка и интерпретация результатов газогидродинамических исследований газовых и газоконденсатных скважин

4.1 Исследование скважин при установившейся фильтрации газа

Исследование скважин при установившейся фильтрации является основным методом исследования скважин. Только в результате исследования скважин этим методом можно достоверно определить продуктивность скважины, ее потенциальные возможности, определить условия безгидратной и безводной эксплуатации, максимальную допустимую депрессию на пласт, температурный режим работы скважины. Комплексное использование результатов исследования скважин при установившихся режимах с результатами исследования скважин при неустановившихся режимах позволяет определить некоторые характеристики пласта за пределами призабойной зоны. Только по результатам исследования скважин на установившихся режимах можно достоверно оценить результаты работ по интенсификации, степень воздействия работ по капитальному ремонту скважины на призабойную зону, определить газоконденсатную характеристику месторождения.

В последнее время благодаря техническому прогрессу в создании средств измерения расхода, давления, температуры и в области передачи информации существенно усовершенствованы процессы контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений и эксплуатацией подземных хранилищ газа. В связи с этим многие задачи исследования скважин можно решать в процессе контроля за разработкой залежи.

Абсолютно установившегося режима фильтрации газа и 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 неустановившийся приток, при котором изменение давления и дебита в течение определенного промежутка времени существующими наиболее точными приборами не фиксируется. Поэтому в промысловых условиях установившимся режимом фильтрации считается такой, при котором измеряемый параметр «перестает» изменяться.

Многочисленными исследованиями установлено, что фильтрация газа в пласте осуществляется по нелинейному закону фильтрации, связывающему скорость фильтрации с приложенным градиентом давления.

Нелинейность связана с дополнительными потерями, обусловленными свойствами пористой среды — в основном извилистостью поровых каналов.

Отклонение от линейного закона фильтрации приводит к тому, что зависимость разницы квадратов давлений (пластового и забойного) от дебита газа является нелинейной. Эта зависимость близка к параболической зависимости и с достаточной степенью точности может быть выражена формулой

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2. \quad (4.1)$$

Эта формула нашла широкое применение в практике обработки результатов исследования скважины, анализа, при проектировании разработки газовых месторождений, математическом моделировании фильтрационных процессов. Отметим, что в зарубежной литературе часто принимается степенная зависимость разности квадратов давлений от расхода.

Приток газа при нелинейном двучленном законе фильтрации газа к скважине описывается формулой (4.1), в которой a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от фильтрационно-емкостных свойств пласта, несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, свойств газа. Для модельного случая вскрытия однородного пласта вертикальной скважиной аналитически они описываются формулами

$$a = \frac{3,68\mu(P,T)z(P,T)P_{\text{ст}}T_{\text{пл}}}{k(P)hT_{\text{ст}}} \left[\ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} \right) + C_1 + C_2 \right]; \quad (4.2)$$

$$b = \frac{0,0000068\rho_{\text{ст}}z(P,T)P_{\text{ст}}T_{\text{пл}}}{lh^2T_{\text{ст}}} \left[\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} + C_3 + C_4 \right], \quad (4.3)$$

- где μ — коэффициент вязкости, мПа·с;
 z — коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.;
 $P_{\text{ст}}$ — значение стандартного давления, МПа;
 $T_{\text{ст}}$ — значение стандартной температуры, К;
 $T_{\text{пл}}$ — значение пластовой температуры, К;
 k — проницаемость пласта, мкм²;
 h — толщина пласта, м;
 l — коэффициент макрошероховатости пласта, мкм;
 $\rho_{\text{ст}}$ — плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

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, безразмерный и 1/м соответственно;

R_k, R_c – радиусы контура питания и скважины соответственно, м.

В области фильтрации газа от контура питания до забоя скважины давление меняется от $P_{пл}$ до P_3 , а температура от $T_{пл}$ до T_3 .

При небольших депрессиях на пласт изменениями μ и z от давления и температуры можно пренебречь. Если забойное давление отличается от пластового существенно (на несколько МПа), то влияние давления на μ и z будет значительным. Изменение температуры газа от контура до забоя и ее влияние на μ и z несущественны. Поэтому следует учесть только влияние давления на реальные свойства газа. От изменения давления зависят, в особенности в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах, проницаемость пласта и коэффициент макрошероховатости. Однако параметры пласта меньше подвержены изменениям от давления, чем свойства газа. Поэтому в большинстве случаев считается, что они от давления не зависят.

Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия могут быть оценены по формулам

$$C_1 = \frac{1}{h} \ln(\bar{h}) + \frac{1-\bar{h}}{h} \ln\left(\frac{\delta}{R_c h}\right) \quad (4.4)$$

и

$$C_3 = \frac{1}{h_{вск}}, \quad (4.5)$$

где \bar{h} – относительное вскрытие пласта скважиной, доли ед.;

$$\bar{h} = \frac{h_{вск}}{h}, \quad (4.6)$$

где $h_{вск}$ – толщина пласта, вскрытая скважиной, м;

$$\delta = 1,6(1 - \bar{h}^2). \quad (4.7)$$

Количественно коэффициент C_1 при вскрытии от 1 (полное вскрытие) до 0,5 изменяется от 0 до 4–8.

Оценка коэффициентов C_2 и C_4 может быть произведена по формулам

$$C_2 = \frac{h}{n R_{кав}} \quad (4.8)$$

и

$$C_4 = \frac{h^2}{3n^2 R_{\text{кав}}^3}, \quad (4.9)$$

где $R_{\text{кав}}$ — радиус каверны (полусферы за цементным камнем) после перфорации обсаженной эксплуатационной колонной скважины, м;

n — количество отверстий, образовавшихся в колонне после перфорации.

Отметим, что для анизотропных пластов аналитические выражения для коэффициентов C_1 , C_2 , C_3 и C_4 существенно усложняются.

Если скважина совершенна по степени и характеру вскрытия, то C_1 , C_2 , C_3 и C_4 равны нулю.

Определенную методическую трудность вызывает определение величины R_k — контура питания. Для реальных условий понятие контура питания довольно условно. Как правило, под R_k понимается половина расстояния между эксплуатационными скважинами. Ошибка в определении R_k несущественно влияет на величину коэффициента a .

Многочисленные исследования посвящены способам, позволяющим по некоторым значениям параметров газа и условиям в пласте рассчитывать параметр a . При сложной схеме потока (линий тока) газа в пласте (например, для случая неоднородного пласта) коэффициент может быть определен математическим моделированием. Однако определить фильтрационно-емкостные свойства пласта по найденным в процессе исследования коэффициентам a и b практически не представляется возможным. Можно оценить только некоторое значение гидропроводности пласта kh/μ , на величину которой оказывает существенное влияние состояние призабойной зоны пласта.

На коэффициент фильтрационного сопротивления по характеру вскрытия C_1 существенное влияние оказывает состояние призабойной зоны. Поэтому вводят общий коэффициент несовершенства скважины S и выражение (4.2) представляют в виде

$$a = \frac{3,68\mu(P,T)z(P,T)P_{\text{ст}}T_{\text{пл}}}{k(P)hT_{\text{ст}}} \ln \left(\frac{R_k}{R_{\text{с.пр}}} \right), \quad (4.10)$$

где $R_{\text{с.пр}}$ — приведенный радиус скважины, м.

$$R_{\text{с.пр}} = R_{\text{с}} e^{-C}. \quad (4.11)$$

4.2 Технология исследования скважины на установившихся режимах фильтрации

4.2.1 Параметры и зависимости, определяемые по результатам исследований скважин на установившихся режимах фильтрации

Основными результатами исследований на установившихся режимах фильтрации являются:

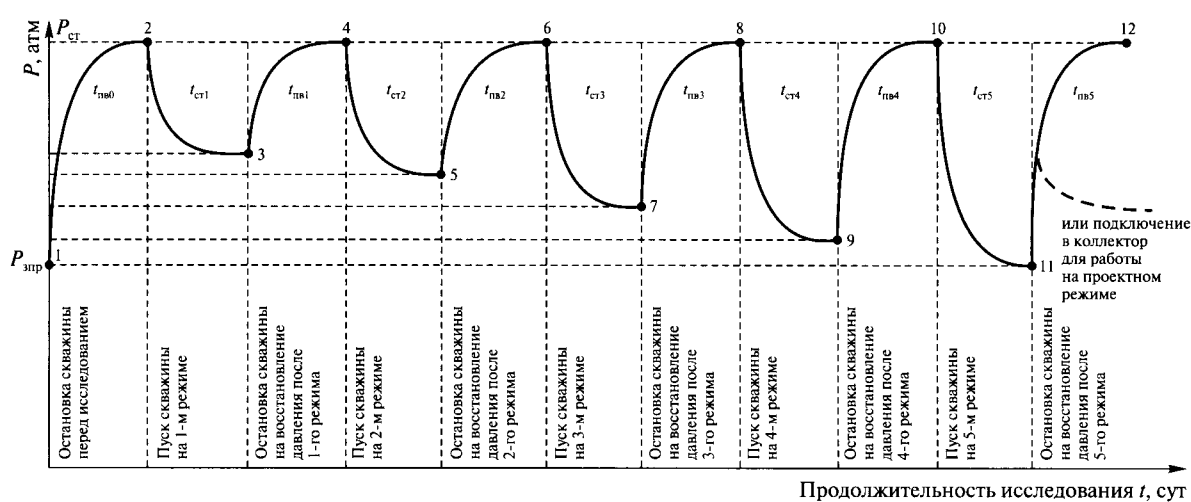
- определение коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b и их сопоставление с этими же коэффициентами, определенными из кривых стабилизации забойного давления и дебита;
- установление зависимости между депрессией на пласт (давлением на устье) и дебитом, используемой при обосновании технологического режима работы скважины;
- получение зависимости между параметрами технологического режима (депрессия на пласт, дебит газа, давление на устье) и количеством жидких и твердых примесей в продукции скважины при различных режимах (депрессиях на пласт);
- установление зависимости между дебитом, забойным и устьевым давлением для оценки потерь давления по стволу при заданной (существующей) конструкции скважины;
- определение (оценка) параметров пласта, в частности проницаемости k и гидропроводности kh/μ , по известной величине a .

4.2.2 Технология исследований

Последовательность выполнения операций при исследовании скважины на установившихся режимах фильтрации схематично показана на рисунке 4.1.

Программа проведения исследований включает следующие шаги:

- 1) если скважина перед началом исследования на установившихся режимах фильтрации работала в газосборную сеть либо отрабатывалась в атмосферу, ее следует остановить. Перед



1–12 — точки (моменты времени) замеров давления, температуры и дебита скважин

Рисунок 4.1 — Последовательность операций при исследовании скважины на установившихся режимах фильтрации

остановкой скважины необходимо фиксировать забойное (устьевое) давление, температуру газа на устье (буфере) и дебит скважины. Эти данные необходимы для обработки КВД;

2) с момента остановки скважины снять КВД до полного восстановления давления на устье, то есть до давления $P_{\text{стат}}$;

3) затем пустить скважину в работу на первом режиме, устанавливаемом диафрагмой (сужающим устройством) либо регулируемым штуцером. С момента пуска скважины до полной стабилизации давления и дебита снять кривые стабилизации забойного давления и дебита;

4) в конце работы скважины на первом режиме, когда давление и дебит на этом режиме стабилизировались, зафиксировать время окончания стабилизации и зарегистрировать соответствующие этому моменту времени давление на устье, забойное давление и дебит газа, а также температуру на устье в качестве установившихся параметров первого режима исследования;

5) затем остановить скважину для восстановления давления и в процессе восстановления давления снять КВД. Продолжительность процесса восстановления должна быть равной продолжительности стабилизации забойного давления после пуска скважины в работу;

6) в дальнейшем работы по пунктам 3–5 повторить на нескольких режимах прямого хода, то есть с увеличением дебита (диаметра диафрагмы) и обратного хода (при меньшем дебите по сравнению с максимальным);

7) по окончании процесса стабилизации на последнем режиме исследования остановить скважину для восстановления давления, снять КВД до достижения давления на устье $P_{\text{стат}}$;

8) включить скважину в промысловый коллектор с параметрами утвержденного технологического режима.

Таким образом, при исследовании скважины на нескольких установившихся режимах будут получены параметры (давления, дебит) этих режимов, а также кривые восстановления и стабилизации давления и дебита на этих режимах.

При планировании верхнее значение расхода (депрессии) при первичных исследованиях скважины определяется на основании опыта эксплуатации (исследования) других скважин, аналогичных по своим свойствам, и должно на 20 % превышать предполагаемый рабочий дебит скважины. Это значение указывается в программе исследования. В процессе исследования определяется величина максимального дебита (максимальной депрессии) при исследовании скважины, что отражается в отчетных материалах по исследованию скважины.

При последующих текущих исследованиях величины максимального расхода (депрессии) не должны превосходить значений, установленных по результатам проведения первичных исследований.

При определении верхнего значения расхода газа (депрессии) учитывается техническая возможность достижения необходимого расхода (депрессии). При наличии технической воз-

возможности верхнее значение расхода (депрессии) должно не менее чем на 20 % превышать предполагаемое значение расхода (депрессии) при последующем установлении технологического режима скважины.

При проведении контрольных, а также опорных базовых исследований определяется величина максимально допустимого расхода (депрессии) для последующих исследований.

4.2.3 Техника и технология при исследовании скважины с выпуском газа в атмосферу

Для проведения исследований скважина должна быть оборудована для измерения расхода газа, жидкости, давления и температуры, а также измерения объема выносимой с продукцией скважины твердой породы. Применяемые приборы для измерения расхода газа, конденсата, воды и требования к ним приведены в разделах 9 и 10 части I и разделе 6 части II настоящих рекомендаций.

Для измерения расхода газа и жидкости скважины оборудуются сепараторами (сепарационными установками типа «Надым-2» или другой конструкции). Расход газа и жидкости измеряется на выходе сепарационной установки (после сепарации).

Для определения выноса горных пород на устье скважины должны быть смонтированы породоуловители, специальные сепараторы или датчики песка.

При проведении первичных и текущих исследований, если при работе скважины на технологическом режиме не было отмечено выноса горной породы и воды, установка оборудования, предназначенного для измерения этих величин, не обязательна.

При проведении первичных исследований должно осуществляться измерение давления на забое скважины глубинными приборами. При измерении давления глубинными приборами скважина должна быть оснащена соответствующим оборудованием.

Если имеется возможность измерения давления на забое по неподвижному столбу газа, то можно ограничиться этим методом в том случае, если до проведения исследования незапарованной скважины, после продувки, а также при остановке скважины перед переходом на другой режим показания манометров на буфере и затрубном пространстве отличаются между собой на величину, не превышающую их погрешности.

При проведении текущих исследований допустимо определение забойных давлений по движущемуся столбу газа расчетным методом.

4.2.4 Техника и технология при исследовании скважины с выпуском продукции в газопровод

При исследовании скважины в газопровод дебит газа может определяться путем:

- измерения расхода газа на устье скважины при монтаже специального оборудования;
- измерения расхода газа на рабочей линии;
- измерения расхода газа при работе скважины на замерной линии контрольного сепаратора УКПГ (УППГ).

Требование и технология измерения забойного давления такая же, как и при исследовании скважины в атмосфере. Должна быть обязательной регистрация изменения давления и температуры на устье скважины, а также расхода газа и давления на входе в сборный пункт. Время работы регистрирующей аппаратуры должно быть строго согласовано (синхронизировано).

При проведении первичных исследований пластовое давление определяется после полного его восстановления. Если в течение 24 часов не происходит полного его восстановления, то пластовое давление можно определить расчетным методом.

Если программой предусматривается на некоторых режимах с большими дебитами выпуск газа в атмосферу, длительность одного режима должна быть в пределах 20–30 минут. Всего при первичных исследованиях должно быть 5–6 режимов, из которых один режим должен быть получен при обратном ходе.

При проведении текущих исследований скважин необходимо в течение суток обеспечить работу скважины с постоянным расходом, который не отличался бы от среднего дебита скважины при ее работе за месяц (квартал) более, чем на 10 %. При работе скважины с постоянным расходом измеряется давление на устье скважины и в затрубном пространстве. После скважина останавливается для определения пластового давления. Изменение давления на устье скважины при ее остановке должно быть зафиксировано приборами, осуществляющими запись. По барометрической формуле определяется пластовое давление. Допустимо для определения пластового давления использовать расчетный метод.

Забойное давление при работе скважины может определяться:

- с помощью глубинных приборов;
- расчетом по измерениям давлений на затрубном пространстве;
- расчетом по измерениям давлений на устье.

Если забойное давление определяется по величине давления на устье скважины расчетным путем, то необходимо провести исследование не менее чем на двух режимах.

4.3 Обработка результатов исследования скважины на установившихся режимах фильтрации

4.3.1 Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления

Определение коэффициентов a и b является одной из основных задач исследования скважин на установившихся режимах фильтрации.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b зависят:

- от состава и свойств газа и газоконденсатной смеси;

- фазовых переходов в процессах исследования и эксплуатации скважин;
- механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды;
- анизотропии пласта;
- термобарических параметров пористой среды и газа;
- конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
- качества вскрытия продуктивного разреза.

В формуле притока газа к скважине (4.1) при известных по результатам замеров и расчетов значениях пластового и забойного давления и дебита имеются два неизвестных коэффициента сопротивления — a и b . Для аналитического определения этих коэффициентов необходимы данные по давлениям и дебиту как минимум на двух установившихся режимах исследования.

Коэффициенты a и b определяются графически или аналитически.

Графический метод (способ) определения коэффициентов a и b показан на рисунке 4.2. Для этого по данным исследований рассчитываются значения $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$ для каждого режима исследования. Затем строится зависимость между $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$ и Q , называемая индикаторной кривой, которая согласно уравнению притока (4.1) должна проходить через начало координат. Перестроение данных в координатах $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 / Q$ от Q (рисунок 4.2, линия 2) позволяет определить из графика коэффициент a как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как наклон (в литературе называется также тангенсом угла наклона) прямой, проведенной по полученным точкам.

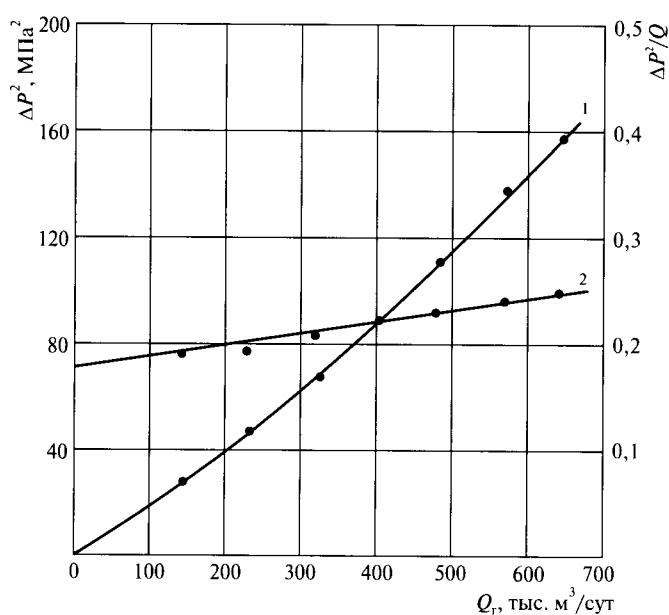


Рисунок 4.2 — Зависимость ΔP^2 (1) и $\Delta P^2 / Q$ (2) от Q

При значительном числе точек (режимов исследования скважин) коэффициенты фильтрационных сопротивлений могут быть определены методом наименьших квадратов (рекомендуется при числе режимов, превышающем 10). Формулы для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по этому методу имеют вид

$$a = \frac{\frac{\sum \Delta P^2}{\sum Q^2} - \frac{\sum Q \sum \Delta P^2}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}; \quad (4.12)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta P^2 - \frac{\sum Q \sum \Delta P^2}{Q}}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}, \quad (4.13)$$

где N – общее число режимов.

В тех случаях когда пластовое давление неизвестно, результаты исследования могут быть обработаны в координатах $(P_{3,i}^2 - P_{3,n}^2)/(Q_n - Q_i)$ от $(Q_n + Q_i)$. Здесь i – порядковый номер режима исследования, n – номер одного из режимов исследования, желательно режима с максимальным дебитом. Коэффициенты a и b при этом могут быть определены как графически, так и численно. Для определения коэффициентов a и b численным методом при неизвестном пластовом давлении следует пользоваться формулами

$$a = \frac{\sum \frac{P_{3,i}^2 - P_{3,n}^2}{Q_n - Q_i} \sum (Q_n + Q_i)^2 - \sum (Q_n + Q_i) \sum \frac{P_{3,i}^2 - P_{3,n}^2}{Q_n - Q_i} \frac{Q_n + Q_i}{Q_n - Q_i}}{N \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n - Q_i)]^2}; \quad (4.14)$$

$$b = \frac{N \sum \frac{(P_{3,i}^2 - P_{3,n}^2)(Q_n - Q_i)}{Q_n + Q_i} - \sum (Q_n + Q_i) \sum \frac{P_{3,i}^2 - P_{3,n}^2}{Q_n - Q_i}}{N \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n - Q_i)]^2}, \quad (4.15)$$

где N – число режимов, уменьшенное на единицу.

4.3.2 Факторы, влияющие на форму индикаторных кривых

Формула (4.1), описывающая приток газа к скважине, идентична формуле параболы, проходящей через начало координат. Если кривая не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют один или несколько параметров. Часть этих параметров измеряется, а другая определяется.

К измеряемым параметрам относятся пластовое и забойные давления и дебиты скважины на различных режимах.

Искажающими форму индикаторных кривых факторами, прежде всего, являются погрешности, допускаемые при измерении (определении) пластового и забойного давлений и

дебита на различных режимах, вызванные недовосстановлением давления или нестабилизацией давления и дебита.

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

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пл.зам}} + \delta. \quad (4.16)$$

Для величины измеренного пластового давления уравнение притока будет иметь вид

$$P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2 + C_{\text{пл}}, \quad (4.17)$$

где

$$C_{\text{пл}} = 2P_{\text{пл.зам}}^2 \cdot \delta + \delta^2. \quad (4.18)$$

Формула для обработки результатов в этом случае имеет вид

$$\frac{P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 + C_{\text{пл}}}{Q} = a + bQ. \quad (4.19)$$

Если неизвестно истинное значение пластового давления, то следует сначала результаты исследования скважины обработать в координатах $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2)$ от Q (рисунок 4.3). При этом индикаторная кривая отсечет на оси ординат отрезок, равный $C_{\text{пл}}$. Далее можно рассчитать δ , а коэффициенты фильтрационных сопротивлений определить графически из зависимости, построенной в координатах $(P_{\text{пл.зам}}^2 - P_3^2 + C_{\text{пл}})/Q$ от Q (рисунок 4.4, результаты обработки по формуле (4.19) показаны линией 2).

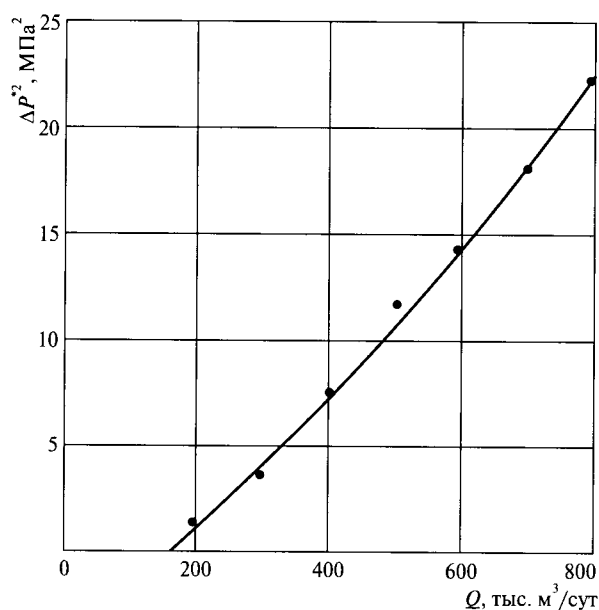


Рисунок 4.3 – Зависимость $\Delta P^{*2} = P_{\text{пл}}^{*2} - P_3^2$ от Q

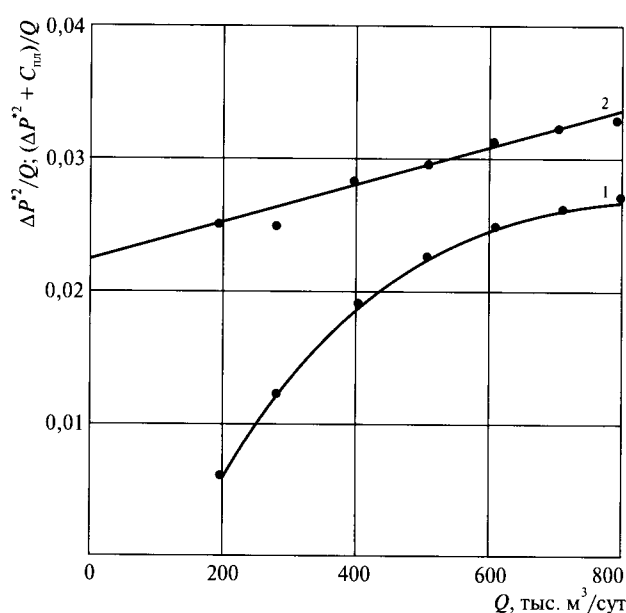


Рисунок 4.4 – Зависимость $\Delta P^{*2}/Q$ (1) и $(\Delta P^{*2} + C_{\text{пл}})/Q$ (2) от Q

Из зависимости, показанной на рисунке 4.4 видно, что при неправильном определении пластового давления индикаторная диаграмма не является прямой, а ее обработка (попытка описать прямой точки линии 1) приведет к занижению коэффициента a (возможно, до физически нереальных отрицательных значений) и завышению коэффициента b .

Аналогично выглядит индикаторная диаграмма в случае, если забойное давление на всех режимах завышено. Оба эти случая приводят к получению индикаторной кривой, показанной на рисунке 4.3.

При определении коэффициентов фильтрационного сопротивления 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 диаграмма $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)$ 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 сопротивлений в этом случае часто допустимо подбором (путем последовательных приближений) такого коэффициента $C_{\text{пл}}$, при котором индикаторная линия в координатах $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 + C_{\text{пл}})/Q$ от Q будет прямой.

4.3.3 Особенности определения коэффициентов фильтрационного сопротивления при использовании устьевых замеров

В ряде случаев, когда, например, неизвестен коэффициент гидравлического сопротивления по стволу, целесообразнее обработку результатов исследования производить по значениям давления, замеренным на устье скважины, используя при этом формулу

$$P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S} = aQ + bQ^2 + \theta Q^2, \quad (4.20)$$

где

$$\theta = \frac{1,324 \cdot 10^{-12} \lambda z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}^2}{d^5} (e^{2S} - 1), \quad (4.21)$$

где λ — безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления;

d — внутренний диаметр лифтовых труб, м;

Q — дебит скважины, приведенный к стандартным условиям, тыс. м³/сут;

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

S – показатель, определяемый по формуле

$$S = \frac{0,03415 \bar{\rho} L}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}, \quad (4.22)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа, доли ед.;

L – глубина скважины по вертикали, м;

$z_{\text{ср}}$ – значение коэффициента сверхсжимаемости газа для средних значений давления и температуры по стволу скважины от забоя до устья, доли ед.;

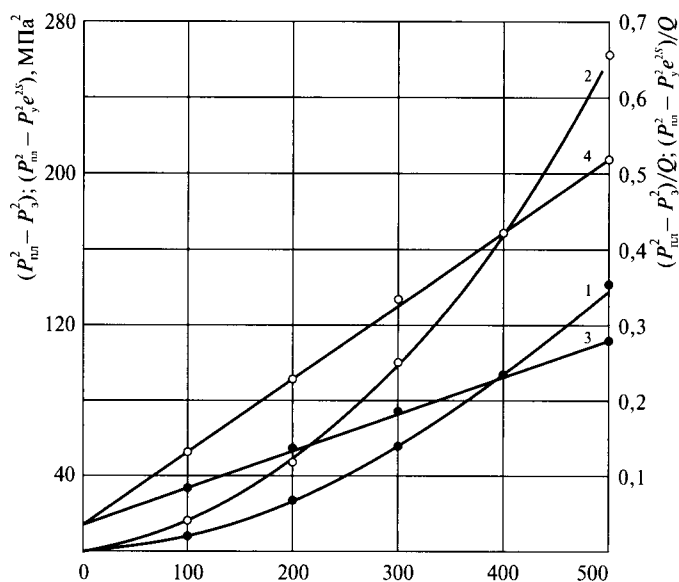
$T_{\text{ср}}$ – среднее значение температуры газа по стволу скважины, К.

Обработка данных в координатах $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^{2S})/Q$ от Q позволяет определить из графика коэффициент a как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и сумму коэффициентов b и θ как наклон прямой, проведенной по полученным точкам.

На рисунке 4.5 приведено сопоставление гипотетических индикаторных диаграмм для случаев замера на забое и на устье. Видно, что при равенстве определяемого значения коэффициента a (линии 3 и 4 отсекают один и тот же отрезок на оси ординат) линия 4 по сравнению с линией 3 идет круче, то есть нелинейный коэффициент больше, чем характерный для пласта.

Таким образом, в результате обработки определяются коэффициенты a и $(b + \theta)$. Для известной конструкции скважины значение θ можно оценить по формуле (4.21) и с некоторым приближением определить коэффициент b .

Фактически по результатам исследований запакерованных скважин значения коэффициента фильтрационного сопротивления a при обработке в указанных выше координатах $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$ от Q и $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^{2S})/Q$ от Q различаются. Это объясняется тем, что коэффициент гидравлического сопротивления, принимаемый при обработке постоянным, на самом деле за-



1, 2 – зависимость $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$ от Q ;
3, 4 – $(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)/Q$ и $(P_{\text{пл}}^2 - P_y^{2S})/Q$ от Q
Рисунок 4.5 – Обработка результатов
исследования при неизвестном
коэффициенте сопротивления труб

висит от дебита. Поэтому эти значения не могут быть использованы для определения фильтрационных характеристик пласта (гидропроводности, проницаемости).

4.3.4 Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления с учетом очищения забоя скважины

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 уносу 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 кривой.

Экспериментально установлено, что для выноса частиц пород скорость потока должна быть более 2 м/с. Характер изменения высоты пробки, образованной из кварцевого песка произвольной формы и диаметром от $0,05 \cdot 10^{-3}$ до $0,2 \cdot 10^{-3}$ м показан на рисунке 4.6. В литературе часто указывается, что скорость должна быть более 4 м/с. Судя по рисунку 4.6, при скорости 5 м/с пробка с данным составом песка полностью очищается.

На рисунке 4.7 показана зависимость относительного дебита газовой скважины с пробкой $\bar{Q} = Q_{\text{пр}}/Q_{\text{без.пр}}$ от относительной высоты пробки для соотношения проницаемости пробки $k_{\text{пр}}$ и пласта $k_{\text{пл}}$, равного $k_{\text{пр}}/k_{\text{пл}} = 1; 50$ и 200 .

При проведении исследований скважины с выносом песка на установившихся режимах важно оценить предельную величину дебита, выше которой вынос песка прекращается (пробка разрушена), а коэффициенты фильтрационных сопротивлений определять по режимам, полученным после разрушения пробки.

Величину предельного дебита и зависящую от нее величину скорости потока на забое (на башмаке лифтовых труб) следует использовать при проектировании разработки и установлении технологического режима работы данной скважины.

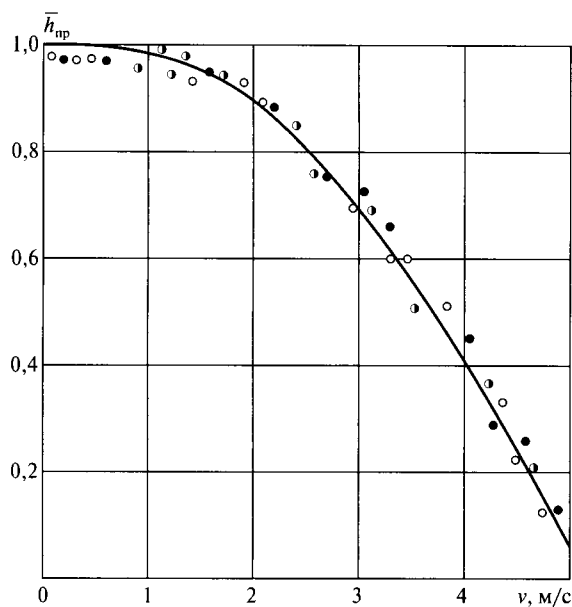


Рисунок 4.6 – Зависимость относительной высоты пробки от скорости потока газа (различными значками показаны различные фракции песка)

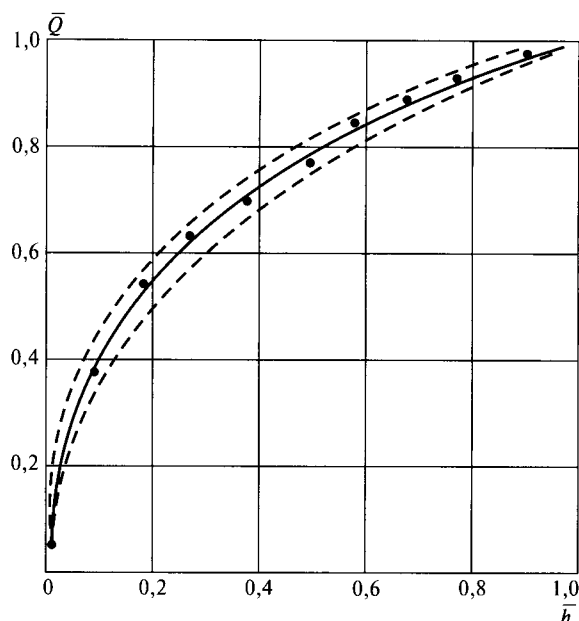


Рисунок 4.7 – Зависимость относительного дебита скважины с песчаной пробкой от высоты пробки $\bar{h} = (h - h_{пр})/h$ при $k_{пр} = 200k_{пл}$ (1), $k_{пр} = 50k_{пл}$ (2), $k_{пр} = k_{пл}$ (3)

4.3.5 Определение свободного и абсолютно свободного дебита газовых скважин

Понятия свободный и абсолютно свободный дебиты введены с целью оценки потенциально возможной производительности скважин. Кроме того, эти количественные оценки используются в ряде стран для установления технологического режима работы скважины – дебита, принимаемого на уровне 10 % – 15 % от величины абсолютно свободного дебита.

Формулы для определения свободного и абсолютно свободного дебитов в газовых скважинах имеют вид

$$Q_{аб.св} = \frac{-a + [a^2 + 4b(P_{пл}^2 - P_{ст}^2)]^{1/2}}{2b} \quad (4.23)$$

и

$$Q_{св} = \frac{-a + [a^2 + 4(b + \theta)(P_{пл}^2 - P_{ст}^2 e^{2S})]^{1/2}}{2(b + \theta)}, \quad (4.24)$$

где $Q_{аб.св}$ – абсолютно свободный дебит, тыс. м³/сут;

$Q_{св}$ – свободный дебит, тыс. м³/сут.

Как видно, свободный дебит определяется условием равенства давления на устье стандартному (атмосферному), то есть характеризует возможный дебит полностью открытой в атмосферу скважины с учетом ее конструкции. Абсолютно свободный дебит в большей мере ха-

рактизует свойства пласта, вскрытого скважиной, так как определяется при гипотетических условиях равенства забойного давления стандартному (атмосферному) без учета потерь давления при подъеме на поверхность.

4.4 Особенности проведения исследований при установившихся режимах фильтрации

4.4.1 Опорные и точечные текущие исследования

Текущие исследования можно подразделить на два вида — опорные и точечные. К опорным исследованиям следует относить исследования, проведенные при установившейся фильтрации на нескольких режимах исследования (не менее 5). При проведении опорных исследований необходимо провести исследование скважины при неустановившемся режиме (снятие КВД, применение экспресс-метода или других способов).

К точечным исследованиям относятся исследования, проведенные при установившейся фильтрации на 1–2 режимах или при неустановившейся фильтрации.

При проведении текущих точечных исследований полученные данные сопоставляются с индикаторной кривой, полученной ранее при контрольных исследованиях или при опорных исследованиях. Если данные точечных исследований (разница квадратов пластовых и забойных давлений) для соответствующего расхода отличаются более чем на 10 %, результаты их не могут быть признаны удовлетворительными и скважина должна быть исследована по технологии опорных исследований.

Опорные исследования должны проводиться на каждой эксплуатационной скважине не реже одного раза в 3 года.

Проведение точечных исследований может осуществляться по типовому регламенту на проведение таких исследований, утвержденному главным инженером организации.

Если в процессе разработки произошло резкое изменение условия притока газа к скважине, то необходимо провести текущие исследования по технологии опорных исследований.

4.4.2 Оценка текущих продуктивных характеристик скважины по данным ее эксплуатации

Широкое внедрение новых современных методов регулирования и управления работой скважины, оборудование промыслов совершенной контрольно-измерительной аппаратурой, применение новейших методов передачи информации позволяют использовать данные эксплуатации скважины для решения задач, стоящих при исследованиях скважин.

Одной из важнейших задач исследования скважин является получение связи между давлениями на устье или забое скважины и ее дебитом. При стабильной работе скважины на рабочем технологическом режиме такая связь отражается в регистрируемых системой контроля (мониторинга) показаниях датчиков давления, температуры и расхода. В этом случае процесс эксплуатации скважины можно рассматривать как непрерывный процесс исследования. Проблема заключается в умении и правильной интерпретации получаемых данных системы контроля.

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

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 по индикаторной линии, построенной по данным эксплуатации скважин, заключается в следующем.

Из имеющихся данных эксплуатации скважин выбирают несколько (минимум шесть-восемь) периодов ее работы с различными технологическими режимами, которые принимаются в качестве режимов исследования скважины. Для каждого из выделенных режимов определяются величины пластового, забойного давления и дебита. Пластовое давление рассчитывается по известному статическому давлению на устье скважины. Забойное давление, как правило, рассчитывается по неподвижному столбу газа в затрубном пространстве.

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).

Выбранные режимы обрабатываются по двучленной формуле (4.1).

Сопоставление с результатами ранее проведенных исследований позволяет оценить стабильность рабочей характеристики скважины и подтвердить, что:

- не происходит разрушения призабойной зоны;
- газonosный пласт не обводняется контурной или подошвенной водой в области дренирования рассматриваемой скважины;
- насыщенность жидкостью призабойной зоны пласта практически не изменяется.

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

4.4.3 Особенности исследования скважин, вскрывших многопластовые залежи

Исследование скважин, вскрывших многопластовые залежи, с определением расхода газа в поверхностных условиях не позволяет дифференцировать условия притока газа из отдельных пропластков.

При проведении режимных исследований скважин допустимо определение значений пластового давления после остановки скважины и стабилизации давления при наличии межпластовых перетоков газа. Забойное давление может определяться по технологии измерения забойных давлений скважин, вскрывших однопластовую залежь. Пластовое давление на забое работающих скважин должно быть определено на одной и той же гипсометрической отметке в пределах вскрытия пласта-коллектора. Индикаторная характеристика определяется методом, применяемым при анализе результатов исследования скважин, вскрывших однопластовые залежи.

При определении условий притока газа из отдельных пропластков необходимо осуществить измерение расхода газа глубинными дебитомерами (ротационного, термического или других типов). Глубинные измерения дебитов отдельных пропластков (межпластовые перетоки) должны осуществляться и при замере статического давления.

Определение числа режимов и времени работы на них производится так же, как и для обычных скважин.

Аналитически показано, что при существовании двучленного закона для каждого из пластов многопластовой залежи суммарный приток газа из пластов с различной характеристикой и одинаковым пластовым давлением описывается двучленной формулой. Зависимость для скважины, эксплуатирующей одновременно несколько пластов, является кривой, направленной выпуклостью вверх и отсекающей на оси ординат отрезок A_1 .

Теоретически общие коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B будут определяться из выражений

$$A = \frac{\sum \frac{a_i}{b_i}}{\left[\sum \sqrt{\frac{1}{b_i}} \right]^2}; \quad B = \frac{1}{\left[\sum \sqrt{\frac{1}{b_i}} \right]^2}. \quad (4.25)$$

Индикаторная линия, построенная при известном суммарном дебите всех пластов Q и равенстве пластовых и забойных давлений, лежит между двумя прямыми, описываемыми уравнениями

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = A_1 + BQ \quad \text{и} \quad \frac{\Delta P^2}{Q} = A + BQ. \quad (4.26)$$

Форма индикаторной линии, снятой в скважине, вскрывшей несколько газоносных горизонтов с различными коэффициентами фильтрационного сопротивления, показана на рисунке 4.8.

Методика обработки результатов исследований с дебитомером двух пластов с различными пластовыми давлениями и параметрами пласта заключается в следующем.

В закрытой скважине, вскрывшей два пласта, из-за разности пластовых давлений происходит межпластовый переток газа. При этом дебит скважины на поверхности Q_c равен нулю, давление на забое равно некоторой величине P_0 , перетоки из одного пласта в другой при этом достигают максимума.

Для каждого из пластов справедлив двучленный закон:

$$\begin{aligned} P_{пл2}^2 - P_0^2 &= a_2 Q_{п.маx} + b_2 Q_{п.маx}^2; \\ P_0^2 - P_{пл1}^2 &= a_1 Q_{п.маx} + b_1 Q_{п.маx}^2, \end{aligned} \quad (4.27)$$

где P_0 – некоторое забойное давление в остановленной скважине;
 $P_{пл.1}$, $P_{пл.2}$ – пластовое давление первого и второго пластов, соответственно;
 a_1 , a_2 , b_1 , b_2 – коэффициенты фильтрационного сопротивления первого и второго пластов;
 $Q_{п.маx}$ – максимальный дебит газа, перетекающего из пласта с высоким давлением в пласт с низким давлением в остановленной скважине.

При пуске скважины в зависимости от ее дебита на устье забойное давление становится ниже P_0 . Величины Q_c при этом можно выбирать такими, при которых $P_{пл1} < P_3 < P_0$. Тогда дебит газа из пласта с высоким давлением будет

$$Q_2 = Q_{пj} + Q_{cj}, \quad (4.28)$$

где Q_2 – дебит из пласта с высоким давлением;
 $Q_{пj}$ – дебит перетекающего в первый пласт газа на режиме (определяется по данным глубинных измерений);
 Q_{cj} – дебит на устье скважины на том же режиме.

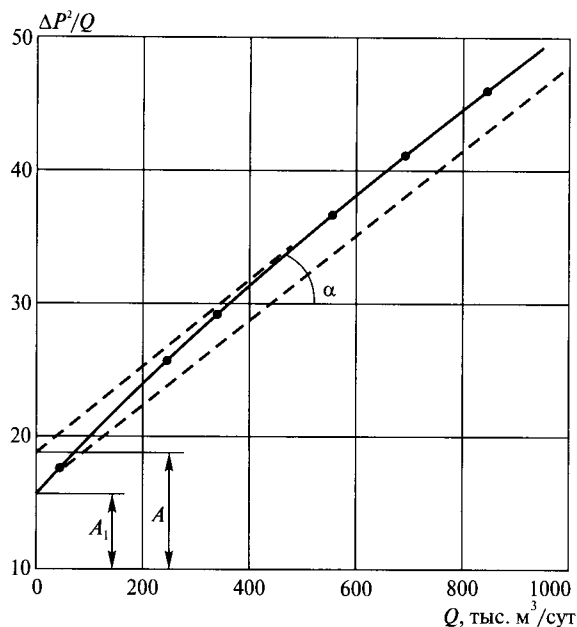


Рисунок 4.8 – Результаты обработки индикаторной линии скважины, вскрывшей несколько газоносных пластов с одинаковым пластовым давлением и различными параметрами

Устанавливая несколько режимов и определяя дебит по наземным и глубинным замерам на каждом режиме, можно получить индикаторную линию для пласта Q_2 , описываемую формулой

$$P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{з}j}^2 = a_2 Q_2 + b_2 Q_2^2, \quad (4.29)$$

где Q_2 определяется по данным наземных и глубинных замеров, затем определить параметры второго пласта a_2 и b_2 .

Имея по глубинным замерам соответствующую величину на каждом режиме $Q_{\text{п}j}$, по формуле

$$P_{\text{з}j}^2 - P_{\text{пл}1}^2 = a_1 Q_{\text{п}j} + b_1 Q_{\text{п}j}^2 \quad (4.30)$$

можно определить параметры первого пласта a_1 и b_1 .

Проведя исследования на нескольких режимах с измерением дебитов каждого пласта, нетрудно построить индикаторные кривые и определить параметры пластов.

Зная коэффициенты a_1, a_2, b_1, b_2 и дебиты отдельных пропластков, по глубинным замерам можно определить пластовые давления.

При наличии трех и более пластов принцип обработки индикаторных кривых остается таким же, как и при двух пластах, если известны их дебиты и пластовые давления.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования показывают, что:

- индикаторные линии, снятые в скважине, вскрывшей два пласта, по своей форме не всегда позволяют определить момент включения в работу пласта с низким давлением;
- при существенной разнице в коэффициентах фильтрационного сопротивления отдельных пластов общие коэффициенты A и B , определенные из графика индикаторной линии, по своей величине близки к параметрам пласта с низкими коэффициентами сопротивления.

4.4.4 Предупреждение образования гидратов при исследовании скважин

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

Возможность образования гидратов в процессе исследования скважины на различных режимах значительно выше, чем при эксплуатации на заданном режиме, что связано с необходимостью изменения давления и дебита в большом диапазоне при исследовании.

Образование гидратов в призабойной зоне пласта, в стволе скважины, шлейфе, штуцерах приводит к осложнениям при исследовании и большим погрешностям в полученных результатах.

Исследования без осложнений с применением и без применения ингибиторов гидратообразования должны быть проведены исходя из глубины залегания и района расположения залежи, обуславливающих пластовое давление и температуру, с учетом состава газа и его влагосодержания, наличия и характеристик зоны многолетней мерзлоты.

Условия образования гидратов определяются равновесным давлением и температурой гидратообразования P_p и T_p . Возможность образования гидратов в призабойной зоне и по стволу скважины на различных режимах в процессе исследования можно исключить только при условии, что на всех предполагаемых режимах при исследовании устьевые давления и температуры будут выше, чем P_p и T_p .

В зависимости от характеристики месторождения гидраты в призабойной зоне и в стволе скважины могут образоваться на всех или только на отдельных режимах.

В условиях возможного образования гидратов качественное исследование скважин (исключая специальные исследования) методом установившихся отборов достигается только при условии применения ингибиторов или забойных нагревателей. К основным ингибиторам, применяемым в газовой промышленности, относятся метиловый спирт (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) и т.д. Расход ингибитора определяется исходя из влагосодержания газа. Характеристика и эффективность ингибиторов меняются в зависимости от их концентрации в растворе.

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

Понижение равновесной температуры для метанола, этиленгликоля (ЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) определяется по формуле

$$\Delta t = \frac{KC_2}{M(100 - C_2)}, \quad (4.31)$$

где C_2 — весовая концентрация отработанного ингибитора, %;

M — молекулярная масса;

K — коэффициент, определяемый экспериментально.

Значения M и K для метанола, ЭГ и ДЭГ:

Ингибитор	M	K
Метанол	32	1295
ЭГ	62	1220
ДЭГ	106	2430

Понижение равновесной температуры при применении хлористого кальция можно определить по эмпирической формуле

$$\Delta T = 0,0275C_2^2. \quad (4.32)$$

Количество ингибитора, вводимого в скважину, определяют исходя из влагосодержания газа в пластовых и устьевых условиях, дебита скважины и необходимой концентрации ингибитора.

Для своевременного предупреждения гидратообразования важно правильно обосновать норму его расхода.

В настоящее время, как правило, на установках регенерации получают метанол с концентрацией 96 % и ниже. Расход ингибиторов гидратообразования можно определить по формуле

$$G = \frac{W_{H_2O}C_2}{C_1 - C_2} + \frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} [g_{и} + g_{к}], \quad (4.33)$$

где G – расход ингибитора, кг/1000 м³;

W_{H_2O} – влагосодержание газа, кг/1000 м³;

C_1 – начальная концентрация ингибитора, масс. %;

C_2 – концентрация ингибитора, требующаяся для предупреждения гидратообразования, масс. %;

$g_{и}$ – количество ингибитора, переходящее в газовую фазу, кг/1000 м³;

$g_{к}$ – количество ингибитора, растворенное в углеводородном конденсате, кг/1000 м³.

Концентрацию ингибитора, обеспечивающую требуемое снижение температуры гидратообразования, можно определить графически из рисунка 4.9, а количество ингибитора, переходящего в газовую фазу, по формуле

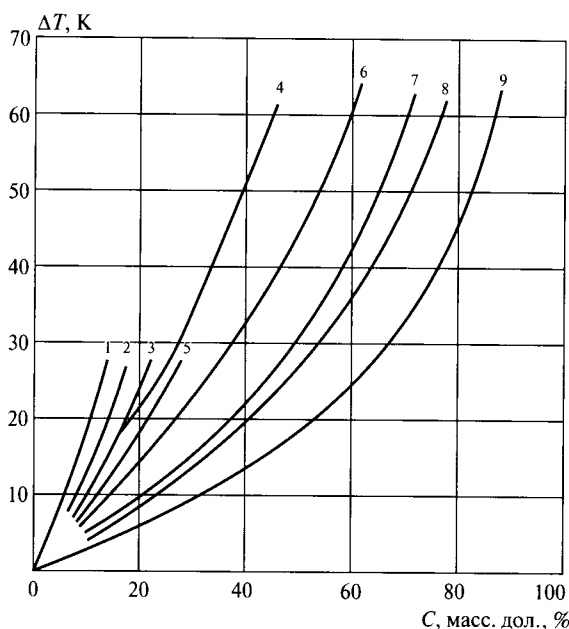
$$g_{к} = 0,001\alpha C_2, \quad (4.34)$$

где α – коэффициент распределения (отношение содержания метанола в газовой фазе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в растворе), определяемый по формуле

$$\alpha = 1,97 \cdot 10^{-2} P^{-0,7} \exp(6,54 \cdot 10^{-2} T - 11,128), \quad (4.35)$$

где P – давление в системе, МПа;

T – температура, К.



1 – LiCl; 2 – MgCl₂; 3 – NaCl; 4 – NH₄OH;
5 – CaCl₂; 6 – CH₃OH; 7 – ЭГ; 8 – ДЭГ; 9 – ТЭГ

Рисунок 4.9 – Зависимость понижения температуры гидратообразования природного газа с $p = 0,6$ от массовой концентрации ингибиторов

Количество ингибитора в конденсате определяется формулой

$$g_k = 0,01 C_k q_k, \quad (4.36)$$

где C_k – растворимость ингибитора в конденсате, масс. %;
 q_k – удельный выход сырого конденсата, кг/1000 м³.

Пример – Определить расход 96 масс. % метанола для предупреждения гидратообразования при следующих условиях: давление $P = 10$ МПа, температура $T = 278$ К, температура гидратообразования $T_g = 292$ К, количество воды в газе $W_{H_2O} = 0,2$ кг/1000 м³, количество сырого конденсата $q_k = 20$ кг/1000 м³, растворимость метанола в конденсате $C_k = 0,2$ масс. %.

Необходимое снижение температуры гидратообразования определяется по формуле

$$\Delta T = T_g - T = 292 - 278 = 14 \text{ К.}$$

Минимальная концентрация метанола, обеспечивающая $\Delta T = 14$ К и определяемая из рисунка 4.9, составляет 26 масс. %.

Коэффициент распределения, вычисляемый по формуле (4.35), равен

$$\alpha = 1,97 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-0,7} \cdot \exp(6,54 \cdot 10^{-2} \cdot 292 - 11,128) = 11,357.$$

Определяем количество метанола, переходящего в газовую фазу и растворяющегося в конденсате:

$$g_u = 0,31 \text{ кг/1000 м}^3, g_k = 0,04 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Расход 96 %-ного ингибитора в килограммах на 1000 м³ газа определяют по формуле

$$G = \frac{0,2 \cdot 26}{96 - 26} + \frac{100 - 26}{96 - 26} (0,31 + 0,04) \approx 0,45 \text{ кг/1000 м}^3.$$

В случае исследования скважины в условиях, когда в ее продукции имеется минерализованная вода, необходимо подобрать такую концентрацию метанола (в масс. %), при которой не будет происходить выпадение кристаллической соли из-за наличия ингибитора:

Концентрация метанола	98,6	95,6	93,9	90,7	88,0	85,4	82,8	80,1
Содержание соли	15	16	17	18	19	20	21	22

Следует учесть, что минерализованные воды в определенной степени сами могут предупреждать гидратообразование газов (рисунок 4.10).

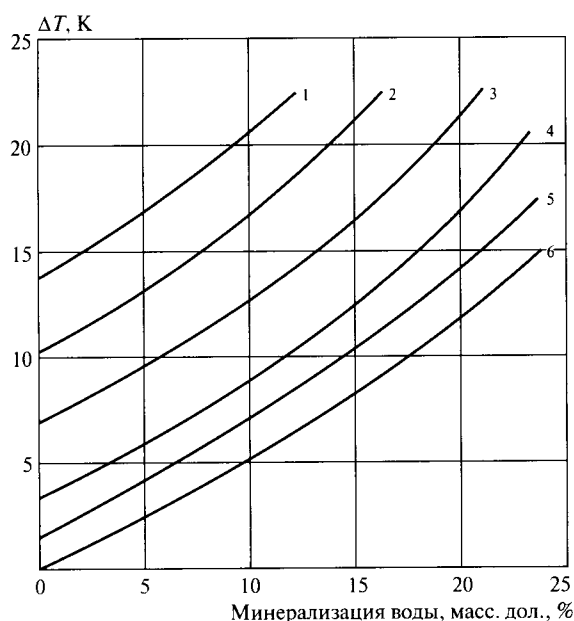
Пример – Определить расход метанола в условиях приведенного выше примера. Степень минерализованности воды – 16 масс. %.

Из рисунка 4.10 определяем концентрацию метанола в смеси с минерализованной водой 16 масс. %, которая обеспечивает снижение температуры гидратообразования на 14 °С; $C_2 = 10$ масс. %.

Из приведенных выше концентраций водного раствора метанола следует, что при степени минерализации 16 масс. % и начальной концентрации метанола 96 % могут выпадать кристаллы соли. Поэтому начальную концентрацию метанола снижаем до 80 масс. %. Используя формулу (4.33), определяем требуемый расход 80 масс. % раствора:

$$G = \frac{0,2 \cdot 26}{80 - 10} + \frac{100 - 10}{80 - 10} (0,31 + 0,04) \approx 0,49 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Таким образом, расход 80 масс. % метанола для предупреждения гидратообразования минерализованной водой с концентрацией 16 масс. % составляет около 0,5 кг/1000 м³ газа.



1–6 – содержание CH_3OH , масс. %:
1 – 25; 2 – 20; 3 – 15; 4 – 10,5; 5 и 6 – 0
Рисунок 4.10 – Понижение температуры гидратообразования природного газа от минерализации воды в зависимости от содержания метанола в пластовой воде

4.4.5 Особенности исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой

Основная особенность исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, — возможность преждевременного обводнения скважин за счет образования конусов воды. Интенсивность подъема и время прорыва конуса подошвенной воды в скважину зависят от депрессии, однородности пласта по разрезу, проницаемости, толщины, трещиноватости, свойств насыщающего его пластового флюида, конструкции скважины, степени вскрытия пласта. Применяемые на практике приближенные методы определения допустимой депрессии на пласт получены для существенно упрощенной постановки процесса конусообразования, что значительно снижает точность оценки возможности обводнения скважины при ее работе на расчетном режиме.

Для оценки допустимой депрессии на пласт в исследуемой скважине можно пользоваться приближенными формулами

$$\Delta P_{\text{доп}} \leq \frac{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})gh^2}{3} \left[\frac{1}{\sqrt{h_{\text{вс}}^2 - R_{\text{с}}^2}} - \frac{\sqrt{3}}{h} \right] \sqrt{\frac{k_{\text{г}}}{k_{\text{в}}}} - 0,42gh(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}), \quad (4.37)$$

или

$$\Delta P_{\text{доп}} \leq \{0,1(h - h_{\text{вс}})(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})g[2P_{\text{пл}} - 0,1(h - h_{\text{вс}})(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})g]\}^{1/2}, \quad (4.38)$$

где $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{г}}$ — соответственно плотности воды и газа в пластовых условиях;

$h, h_{\text{вс}}$ — газоносная и вскрытая толщины пласта;

$k_{\text{г}}, k_{\text{в}}$ — горизонтальная и вертикальная проницаемости;

$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление.

По найденным значениям $\Delta P_{\text{доп}}$, зная пластовое давление $P_{\text{пл}}$, вычисляют забойное давление $P_{\text{з}}$. Определенную по одной из формул допустимую депрессию следует равномерно делить на предполагаемое число режимов, на которых будет исследована скважина. Депрессия на каждом режиме вычисляется из равенства $\Delta P_i = i\Delta P_{\text{доп}}/n$, где $i = 1, 2, 3, \dots, n$ — номер режима; n — общее заданное число режимов. Так, например, на первом режиме $\Delta P_1 = 1 \cdot \Delta P_{\text{доп}}/n$, а на последнем $\Delta P_i = n\Delta P_{\text{доп}}/n = \Delta P_{\text{доп}}$.

Для незначительной допустимой депрессии контроль режимов становится технически невыполнимым. В таких случаях разделение на режимы осуществляется по дебиту $Q_{\text{доп}}$, полученному при работе скважины с допустимой депрессией $\Delta P_{\text{доп}}$, используя формулу $Q_i = iQ_{\text{доп}}/n$.

Пример — Если дебит скважины при ее работе с допустимой депрессией $\Delta P_{\text{доп}}$ был $Q_{\text{доп}} = 900$ тыс. м³/сут и исследование предполагают проводить на 6 режимах, то на первом режиме $Q_1 = 1 \cdot 900/6 = 150$ тыс. м³/сут, на втором $Q_2 = 2 \cdot 900/6 = 300$ тыс. м³/сут и т.д.

4.4.6 Исследование горизонтальных скважин

При исследовании горизонтальной скважины, как правило, требуется больший период времени для стабилизации потока газа. Это вызвано геометрией потока, характером притока газа и большим по сравнению с вертикальной скважиной объемом эффективного дренирования пласта. Более длительный период стабилизации может быть связан также с тем, что применение горизонтальных скважин предпочтительно в пластах с низкими фильтрационными характеристиками.

Обработка и интерпретация результатов исследования на неустановившихся режимах фильтрации осуществляется по сложным формулам притока. В практике оценки добычных возможностей горизонтальных скважин применяются различные подходы и приближенные формулы, указанные в Инструкции 1980 г. [1] и методических разработках [1, 34–37], которые зависят от принятой модели пласта и различных допущений при выводе формул. Точное решение задачи о стационарном притоке газа к ГС с учетом двучленного закона фильтрации в настоящее время отсутствует.

Возможны различные подходы к аналитическому определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b по известным свойствам пласта и геометрии потока. Например, для схематизации притока в фрагменте пласта, приведенной на рисунке 4.11, коэффициенты фильтрационного сопротивления a_r , b_r описываются формулами

$$a_r(t_p) = \frac{\mu z P_{ат} T_{пл}}{2 L_r k T_{ст}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right]; \quad (4.39)$$

$$b_r = \frac{P_{ст} P_{ат} T_{пл} z}{8 L_r^2 l T_{ст}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right], \quad (4.40)$$

где μ – коэффициент вязкости газа;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$T_{пл}$, $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры газа;

k – проницаемость пласта;

l – коэффициент макрошероховатости пористой среды;

L_r – длина горизонтального участка ствола;

h_1 – толщина, определяемая равенством $h_1 = h/2 - R_c$ (h – общая толщина пласта; R_c – радиус скважины);

R_k – расстояние до контура фрагмента.

Формулы (4.39) и (4.40) получены для постоянного по длине ствола забойного давления и полного вскрытия полосообразного фрагмента пласта длиной, равной $L_{фр} = L_r$.

Другой подход, предложенный специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ», основан на модельных представлениях о пласте и фильтрационных потоках, представленных на рисунках 4.12 и 4.13.

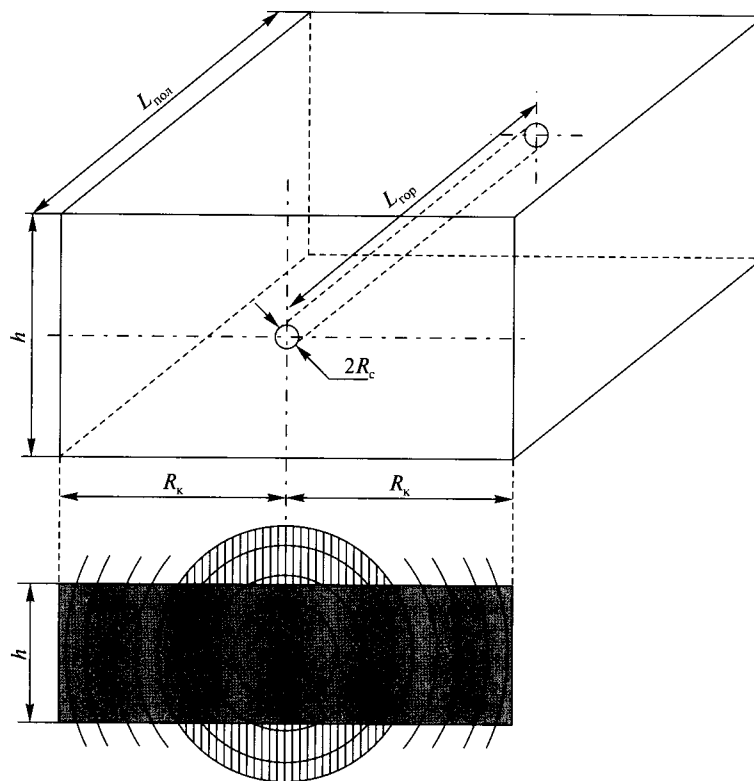


Рисунок 4.11 – Схема зоны дренирования пласта горизонтальным стволом

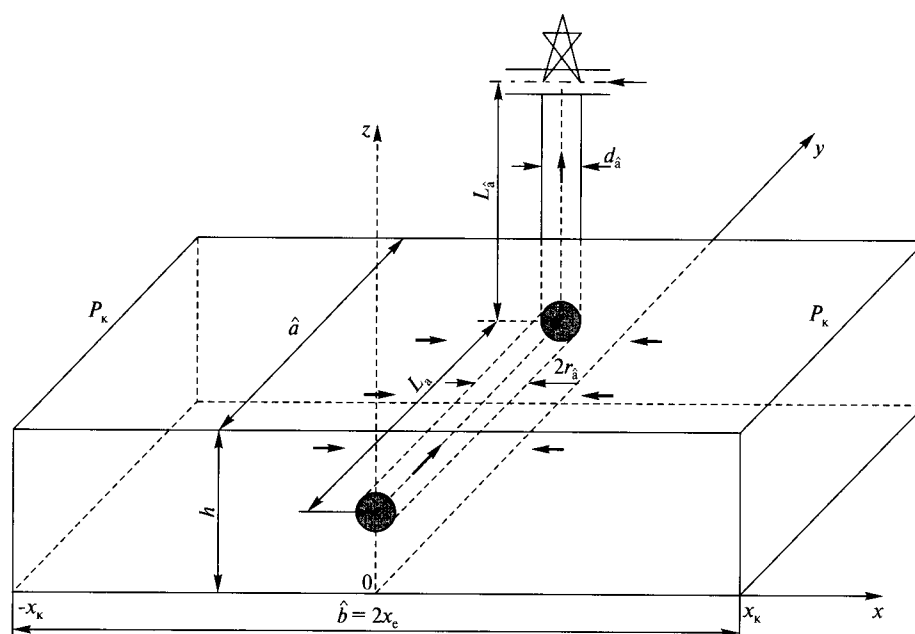


Рисунок 4.12 – Модель горизонтального полосообразного пласта

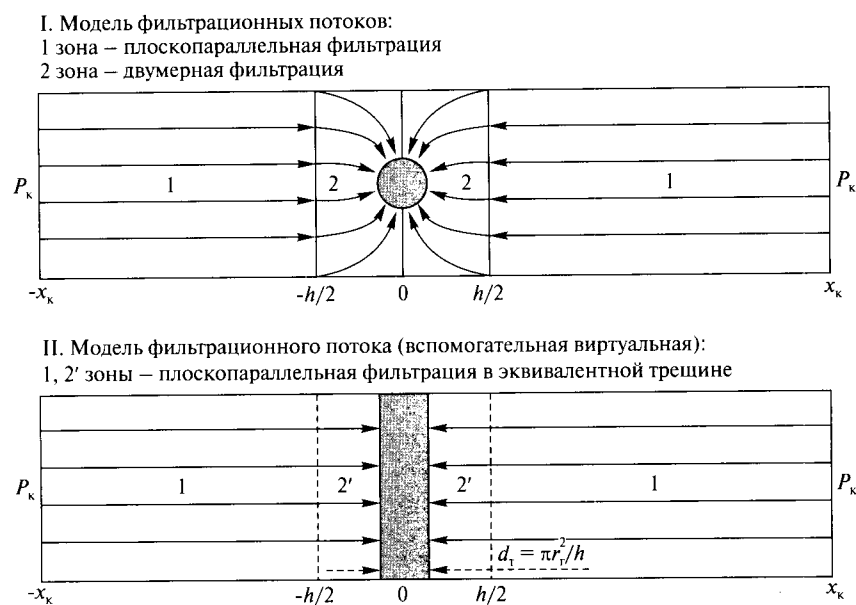


Рисунок 4.13 – Вертикальное сечение полосообразного пласта

Сущность подхода состоит в замене сложного фильтрационного потока к ГС в области от минус $h/2$ до плюс $h/2$ на приток к эквивалентной по объему вертикальной трещине. Такая замена вполне корректна, так как с высокой точностью в этой области можно заменить квадрат средневзвешенного давления на средневзвешенный квадрат давления. В результате решения получены аналитические уравнения, описывающие движение потока от «носки» (конца ГС) до «пятки» (точка входа ГС в пласт) и далее по стволу скважины до устья. Расчетные формулы проверены на примере численного решения методом конечных разностей нелинейного трехмерного уравнения фильтрации газа в изотропном полосообразном пласте и показали высокую точность (около 1 %). Формула притока газа к «пятке» при обработке по неподвижному столбу (ГС не запакерована) записывается следующим образом:

$$p_k^2 - p_n^2 = a_r q_r + \left(b_r + \frac{1}{4} C_r \right) q_r^2, \quad (4.41)$$

где p_k – давление на контуре пласта;

p_n – давление на входе ГС в пласт, равное забойному в перфорированном хвостовике или в открытом забое ГС;

a_r , b_r , C_r – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, причем C_r учитывает дополнительные потери на горизонтальном участке ствола скважины, как показано в методической разработке [34]. В аналитических выражениях для a_r , b_r , C_r , приведенных в методической разработке [34], учтено влияние на фильтрационное сопротивление произвольного расположения горизонтального ствола между кровлей и подошвой газоносного полосообразного пласта.

При исследовании запакерованных скважин формула (4.41) приводится к виду

$$p_k^2 - p_y^2 e^{2S} = a_{\Gamma} q_{\Gamma} + \left(b_{\Gamma} + \frac{1}{4} C_{\Gamma} + \theta \right) q_{\Gamma}^2, \quad (4.42)$$

где θ определяется по формуле (4.21).

Для решения важной для практики задачи оценки эффективности ГС необходимо знать значения ФЕС по всей толщине пласта. Если при сооружении ГС сначала бурится вертикальный ствол (ВС), необходимо проведение газодинамических исследований и определение ФЕС в ВС. Рекомендации по оценке ФЕС для такого случая приведены в технических решениях [38]. Затем по результатам исследования ВС и расчетов на основе созданной модели возможных конструкций ГС принимается решение о целесообразности бурения ГС. При этом «зарезка» горизонтального ствола осуществляется в скважине после цементирования вертикальной части продуктивного пласта. Последующие газодинамические исследования ГС и сопоставление коэффициентов фильтрационных сопротивлений с полученными ранее при исследовании ВС дадут наиболее достоверную оценку эффективности данной горизонтальной скважины.

Такой подход особенно эффективен на новых вводимых в разработку месторождениях, разведанных редкой сетью скважин, когда невозможно с известной точностью спрогнозировать необходимые для расчетов ГС параметры пласта. Отметим, что наибольшая эффективность применения ГС достигается в пластах с малыми толщинами и ухудшенными ФЕС.

Вероятность искажения индикаторных линий при исследовании горизонтальной скважины значительно выше, чем вертикальной. Это связано с профилем горизонтальной скважины, возможностью образования полного или частичного гидрозатвора на горизонтальном участке ствола, отсутствием достоверных данных о гидравлическом сопротивлении фильтров, которыми оборудован горизонтальный участок скважины или открытостью стволов при отсутствии обсадных колонн на горизонтальном участке, переменной забойного давления по длине этого участка. В силу этого, как и в случае вертикальных скважин, определить надежно эти параметры и геометрию потока по данным исследования скважин при установившемся режиме (по коэффициентам a и b) не представляется возможным.

При исследовании горизонтальных скважин пластовое и забойное давление может измеряться:

- по неподвижному столбу газа (по измерениям давления в затрубном пространстве);
- движущемуся столбу газа;
- данным измерения давления глубинными приборами.

При анализе результатов исследования горизонтальной скважины с применением глубинных приборов за пластовое давление и давление на забое следует принимать давление внутри лифтовых труб в точке, соответствующей середине длины вскрытия пласта.

При проведении анализа изменения пластового давления в процессе разработки месторождения (в том числе при построении карт изобар) в качестве пластового давления следует принимать давление на соответствующей гипсометрической отметке, принятой в качестве базовой.

В случае отсутствия возможности опускания глубинных приборов до середины длины вскрытия пласта забойное и пластовое давление можно замерять в интервале, соответствующем кровле пласта. Значения замеренных давлений пересчитываются (приводятся) к гипсометрической отметке, соответствующей середине длины вскрытия пласта.

4.5 Исследование скважин при неустановившейся фильтрации

Исследования скважин при установившейся фильтрации являются средством определения основных параметров скважины, в первую очередь ее производительности. Однако они не позволяют определять фильтрационно-емкостные свойства пласта. Поэтому широкое распространение получили методы исследования скважин при неустановившейся фильтрации. Некоторые их виды (например, использование кривых восстановления давления) не требуют большого объема материальных и временных затрат и позволяют получать нужную информацию.

Анализ данных исследования скважин при неустановившейся фильтрации требует проведения трудоемких расчетов, что легко устранимо с широким внедрением компьютерных технологий при исследовании скважин, в том числе при обработке результатов исследования. При этом также требуется фиксирование изменения давления и расхода с высокой степенью точности через короткие промежутки времени.

При проведении исследований при неустановившихся режимах не удастся определить степень устойчивости пласта, динамику поступления жидкости в ствол скважины, газоконденсатную характеристику. Но определить коэффициенты фильтрационного сопротивления при этом способе исследования можно с такой же степенью точности, как и при проведении исследований при установившемся режиме. При этом наряду с получением данных о коэффициентах фильтрационных сопротивлений поступает и дополнительная информация об условиях работы скважины, о фильтрационно-емкостных свойствах пласта.

При определении фильтрационно-емкостных свойств пласта по данным исследования скважин при неустановившейся фильтрации не рекомендуется полностью полагаться на получаемые результаты, так как они основаны на решении обратных задач подземной гидродинамики, которые относятся к классу некорректно поставленных. Решение подобных задач, то есть определение параметров пласта и скважин, в ряде случаев является неоднозначным. Для получения однозначного ответа требуются дополнительные исследования и обоснования. Зачастую результаты исследований могут являться только доказательством или опровержением той или иной гипотезы о строении пласта.

Методы исследования скважин при неустановившейся фильтрации следует отнести к категории высокотехнологичных, так как требует соблюдения соответствующих инструкций, а также глубокого знания механизмов фильтрации флюидов, процессов, происходящих в стволе скважины, техники измерения и передачи информации.

4.5.1 Теоретические основы исследования скважин при неустановившейся фильтрации газа

При пуске скважины в эксплуатацию давление на ее забое начинает падать, в призабойной зоне образуется воронка депрессии. Отбор газа из скважины приводит к росту воронки депрессии, а запасы газа в пласте уменьшаются. Этот период времени называют первой фазой истощения пласта. Со временем воронки депрессии соседних скважин соединяются и постепенно доходят до границы пласта. После этого отбор газа из скважины осуществляется за счет уменьшения запасов газа и падения давления в сформировавшейся воронке депрессии. Этот период времени называют второй фазой истощения пласта.

Если скважина пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом, то давление на забое со временем будет падать. В начале, когда воронка депрессии небольшая, давление падает интенсивно. По мере роста воронки депрессии темп падения давления замедляется. Темп падения давления может быть настолько незначительным, что на протяжении определенного промежутка времени изменение давления не может быть зафиксировано измерительными приборами (манометрами). Наступает так называемый установившийся режим работы скважины. Понятие установившегося режима является условным. Все определяется периодом времени, на протяжении которого принимается, что не происходит изменения технологических показателей работы скважины (дебита и забойного давления).

В дальнейшем темп падения будет определяться отношением дебита к запасам газа в пласте. При наличии в пласте системы скважин на падение давления оказывает влияние интерференция скважин, участвующих в разработке залежи. Если скважина пущена в эксплуатацию с постоянным забойным давлением, то ее дебит со временем падает вплоть до полной остановки. При пуске скважины в работу (на исследование) с некоторым фиксированным дросселирующим устройством (шайбой) со временем наблюдается падение давления и дебита.

Очевидно, чем больше пористость пласта и запасы газа, приходящиеся на единицу объема горной породы, тем медленнее будет происходить процесс истощения, медленнее будет падать давление (при пуске скважины в работу с постоянным дебитом). И наоборот, чем больше подвижность газа в пласте, тем быстрее будет распространяться воронка депрессии и происходить перераспределение давления в пласте. Подвижность газа в пласте определяется отношением проницаемости пласта к вязкости газа (k/μ_r), где k — проницаемость пласта, μ_r — вязкость газа. Поэтому следует ожидать, что процесс перераспределения давления в пласте (процесс стаби-

лизации потока газа) будет определяться параметром k/m_{μ_r} , где m — пористость пласта. Более строгий анализ показывает, что таким параметром для газовой скважины является коэффициент пьезопроводности $\chi = kP_{\text{ср}}/m_{\mu_r}$, где $P_{\text{ср}}$ — среднее давление в пласте.

С такой же степенью условности, с которой принимается наступление установившегося притока газа к скважине, выделяется две фазы (стадии) режима истощения. При пуске скважины в работу падение давления в пласте распространяется с большой скоростью. Однако на значительном расстоянии от скважины это падение настолько мало, что зарегистрировать его невозможно. Если условно выделить цилиндрическую поверхность с центром на оси скважины, то приток газа внутрь этой поверхности по мере увеличения радиуса цилиндрической поверхности будет уменьшаться. И наоборот, по мере уменьшения радиуса цилиндрической поверхности расход газа будет расти. При малых радиусах цилиндрической поверхности, соизмеримой с радиусом скважины, расход будет практически равен дебиту скважины. Иными словами, в окрестности скважины реализуется квазиустановившаяся фильтрация газа — расход газа через любую замкнутую поверхность будет одним и тем же, то есть распределение давления в этой зоне будет таким же, как и при установившейся фильтрации. Поскольку при установившейся фильтрации газа основное падение давления происходит в призабойной зоне, то для расчета процесса истощения пласта на первой стадии можно полагать, что приток газа к любой замкнутой цилиндрической поверхности в воронке депрессии постоянен и равен дебиту скважины. Тогда связь между начальным давлением в пласте и давлением на забое скважины выражается зависимостью вида

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t) = \frac{Q\mu P_{\text{ст}}}{\pi kh} \ln \frac{R_k(t)}{R_c}, \quad (4.43)$$

где $P_{\text{пл}}$ — начальное давление в пласте;
 $P_3(t)$ — текущее забойное давление;
 h — толщина пласта;
 R_c — радиус скважины;
 $R_k(t)$ — радиус воронки депрессии;
 Q — дебит, приведенный к стандартным условиям.

Формула справедлива для случая фильтрации идеального газа и не учитывает разницу пластовой и стандартной температуры. При таких допущениях можно доказать, что рост радиуса воронки депрессии определяется формулой

$$R_k^2(t) = r_c^2 + 4\chi t \approx 4\chi t, \quad (4.44)$$

тогда

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t) = \frac{q\mu}{\pi kh} \ln \frac{4\chi t}{r_c^2}, \quad (4.45)$$

где t — время работы скважины с дебитом Q .

За пределами воронки депрессии (при $r > R_k(t)$) величина скорости фильтрации будет незначительной и ею можно пренебречь. Поэтому параметры пласта за пределами воронки депрессии не будут влиять на изменение давления на забое скважины, то есть условия на внешней границе пласта не оказывают влияния на приток газа к скважине до тех пор, пока $R_k(t) < R_0$, где R_0 — радиус внешней границы пласта.

В таких условиях скважина работает так, как она работала бы в пласте неограниченного размера (в бесконечном пласте). Со временем воронка депрессии достигает внешней границы пласта $R_k(t) = R_0$ и условия начнут оказывать влияние на работу скважины. При этом надо иметь в виду условность выделения двух фаз истощения пласта и условность самой воронки депрессии. Строго говоря, граничные условия начинают оказывать влияние с самого начала пуска скважины в эксплуатацию, но это влияние столь ничтожно, что им можно пренебречь.

В однородном пласте, имеющем постоянную толщину, пористость и проницаемость, изменение давления для случая работы скважины, расположенной в центре пласта, который можно схематизировать в виде цилиндра, выражается дифференциальным уравнением

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rp \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{m\mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (4.46)$$

Это уравнение получено на основании синтеза уравнений неразрывности (уравнения материального баланса), динамического уравнения фильтрации — закона Дарси, и уравнения, связывающего зависимость плотности газа от давления.

При небольшом диапазоне изменения давления последнее уравнение, являющееся нелинейным по отношению к функции $P(r, t)$ можно линеаризовать и привести к виду

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rp \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{m\mu}{kP_{\text{ср}}} \frac{\partial p^2}{\partial t}. \quad (4.47)$$

Если обозначить

$$P^2 = u; \quad \frac{m\mu}{kP_{\text{ср}}} = \chi,$$

то последнее выражение примет вид

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rp \frac{\partial u}{\partial r} \right) = \frac{1}{\chi} \frac{\partial u}{\partial t}. \quad (4.48)$$

Это уравнение встречается во многих областях математической физики. В частности, это уравнение широко используется при расчетах неустановившейся фильтрации нефти к скважинам. Поэтому с целью использования большого опыта применения этого уравнения целесообразно использовать линейризованное уравнение фильтрации газа.

Решение уравнения для случая, когда условия на внешней границе пласта не оказывают влияния на работу газовой скважины (случай бесконечного пласта), имеет вид

$$P^2(r, t) = P_{\text{нач}}^2 + \frac{Q\mu P_{\text{ст}}}{2\pi kh} E_i\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right). \quad (4.49)$$

Это выражение справедливо, когда дебит скважины постоянен во времени. Функция $-E_i(-x)$ является интегральной показательной функцией. Таблицы ее значений приведены в ряде справочников или могут быть рассчитаны при помощи тех или иных программных продуктов, предназначенных для математических расчетов.

С высокой степенью точности выражение (4.49) можно представить в следующем виде:

$$P^2(r, t) = P_{\text{нач}}^2 - \frac{Q\mu P_{\text{ст}}}{2\pi kh} \varphi(\tau), \quad (4.50)$$

где

$$\tau = \frac{4\chi t}{r^2}. \quad (4.51)$$

Формулы (4.50) и (4.51) позволяют оценить изменение давления в пласте при пуске скважины в работу и оценить скорость изменения воронки депрессии. Зная пьезопроводность пласта и гидропроводность и учитывая величину изменения давления ($P_{\text{нач}} - P(r, t)$), можно рассчитать расстояние r , на которое распространилась за время t воронка депрессии.

При проведении практических расчетов выражение для $P^2(r_c, t)$ примет вид

$$P^2(r, t) = P_{\text{нач}}^2 - \frac{Q\mu P_{\text{ст}}}{2\pi kh} \ln\left(\frac{2,25\chi t}{r_c^2}\right). \quad (4.52)$$

Давление, определяемое по приближенной формуле (4.45), удовлетворительно соответствует значениям давления, которые определяются формулой (4.52).

При фильтрации реального газа в пласте, вязкость и плотность которого зависят от давления, также как и проницаемость пласта, величину $P^2(t)$ необходимо заменить функцией Лейбница $\Re(P)$:

$$\Re(P) = \int \frac{\rho_r(p) \bar{\mu}_r(p)}{k(p)} dp, \quad (4.53)$$

где

$$\bar{\mu}_r(p) = \frac{\mu_r(p)}{\mu_{ГО}}; \quad \bar{k}(p) = \frac{k(p)}{k_{ср}}.$$

Тогда выражение (4.52) примет вид

$$\mathfrak{R}(0) - \mathfrak{R}(t) = \frac{Q\mu_{ГО}}{4\pi k_{ср} h} \varphi(t). \quad (4.54)$$

Как правило, при определении функции Лейбензона принимают вязкость газа и проницаемость пласта постоянными величинами, соответствующими среднему давлению в пласте. Плотность газа рассчитывают по следующей зависимости:

$$\rho_r(p) = \rho_{г.ст} \frac{pT_{ст}}{zTP_{ст}}. \quad (4.55)$$

Коэффициент сверхсжимаемости газа z также принимают средним на рассматриваемом диапазоне изменения давления. Тогда выражение (4.52) будет иметь вид

$$P^2(t) - P_{нач}^2 = \frac{Q\mu z P_{ст}}{2\pi k h} \varphi(t), \quad (4.56)$$

где

$$\varphi(t) = \ln \left(\frac{2,25\chi t}{r_c^2} \right). \quad (4.57)$$

Функцию $\varphi(t)$ называют функцией влияния. Обратим внимание на следующие свойства этой функции.

Во-первых, эта функция положительная, во-вторых, ее производная по времени $\varphi'(t)$ положительная и убывающая. Вторая производная отрицательная. Соответственно, все последующие нечетные производные — положительные, а четные — отрицательные.

В теории поля доказывается, что в общем случае для пласта произвольного строения с переменными по пространству фильтрационно-емкостными свойствами изменение давления на забое скважины будет определяться выражением типа (4.56). Вид функции $\varphi(t)$ будет определяться геометрией пласта, характером изменения ФЕС пласта, условиями на границах пласта. Значения функции $\varphi(t)$ могут быть определены решением уравнения фильтрации газа с применением современных вычислительных компьютеров. Иногда функцию влияния выражают в виде

$$P^2(t) - P_{нач}^2 = -Q\varphi(t). \quad (4.58)$$

При таком определении функция влияния принимает определенный физический смысл: функция влияния представляет собой изменение величины квадрата давления на забое скважины, вызванное работой скважины при дебите, равном единице.

В теории поля также доказывается, что независимо от свойств пласта и граничных условий функция влияния — положительная функция, ее нечетная производная является только положительной величиной, а четная производная — отрицательной.

Следовательно, функция $\varphi(t)$ обладает следующими свойствами:

$$\varphi(t) \geq 0; \frac{d\varphi(t)}{dt} \geq 0; \frac{d^2\varphi(t)}{dt^2} \leq 0; \frac{d^3\varphi(t)}{dt^3} \geq 0; \frac{d^4\varphi(t)}{dt^4} \leq 0. \quad (4.59)$$

Как отмечалось выше, при пуске скважины в работу с постоянным дебитом темп изменения давления со временем не остается постоянным. Если на внешней границе пласта поддерживается постоянное давление, то со временем изменение давления прекратится и будет соблюдаться условие

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varphi(t) = \text{const}, \quad (4.60)$$

или

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varphi(t) = 0. \quad (4.61)$$

Для однородного бесконечного пласта при больших моментах времени t функция влияния принимает вид

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varphi(t) = A + B \ln t, \quad (4.62)$$

или

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varphi(t) = \frac{B}{t}. \quad (4.63)$$

Если пласт замкнут (ограничен), то после достижения воронкой депрессии границ пласта начнется равномерное падение давления во всем пласте, в том числе и на забое скважины. В этом случае $P(r_c, t)/z$ будет линейно зависеть от отбора газа, то есть от величины qt (от времени t для рассматриваемого случая, когда величина Q постоянная). Тогда при длительных интервалах времени получаем

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varphi(t) = B_1 t, \quad (4.64)$$

или

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varphi(t) = B_1 = \text{const}. \quad (4.65)$$

Выше был рассмотрен случай линейной фильтрации газа в пласте. В призабойной зоне наблюдается нарушение линейного закона. К потерям давления прибавляются потери, связанные с нарушением закона Дарси. Эти потери происходят непосредственно в призабойной зоне, где при изменении режима работы скважины практически мгновенно наступает устано-

вившийся режим (расход газа через любую цилиндрическую поверхность, ограниченную кровлей и подошвой пласта, один и тот же). В связи с этим дополнительные потери, связанные с нарушением линейного закона, можно рассчитывать по формуле

$$\Delta p_{\text{доб}}^2 = bQ^2, \quad (4.66)$$

то есть сводятся к виду

$$P_{\text{нач}}^2 - P^2(t) = Q\varphi_1(t) + bQ^2. \quad (4.67)$$

Можно утверждать, что потери давления на квадратичное сопротивление носят «жесткий» характер. Эти потери постоянно пропорциональны квадрату дебита скважины, даже в условиях постоянно меняющегося расхода.

Некоторое изменение коэффициента может наблюдаться в процессе неустановившегося притока газа при изменении его потока в призабойной зоне. Например, это явление будет наблюдаться в скважинах, гидродинамически несовершенных по степени вскрытия.

Выше был рассмотрен случай изменения забойного давления скважины при постоянном дебите.

В случае переменного дебита для анализа изменения забойного давления используют принцип суперпозиции. Этот принцип можно применять при относительно небольшом диапазоне изменения давления. Если давление в процессе фильтрации изменяется не более чем на 10 % – 15 %, применение этого принципа допустимо. В этом случае линеаризация уравнения неустановившейся фильтрации газа также вполне допустима. Принцип суперпозиции заключается в алгебраическом суммировании импульсов, вызванных различными источниками возмущения.

Пусть скважина в интервале $0 \leq t \leq T$ работала с дебитом Q_1 . Тогда в момент времени T давление на забое будет определяться формулой

$$P_{\text{нач}}^2 - P^2(t) = Q_1\varphi_1(T) + bQ_1^2. \quad (4.68)$$

Если же в момент времени t_1 ($0 \leq t_1 \leq T$) дебит ее изменился и стал равняться Q_2 , тогда изменение давления после момента времени можно рассматривать как сумму изменения давления от эксплуатации скважины с начальным дебитом Q_1 и изменения давления, вызванного изменением дебита. Изменение дебита (изменение возмущения) равно $Q_2 - Q_1$. Это прибавленное возмущение действовало к моменту времени в течение периода $T - t_1$. Тогда давление в момент времени будет определяться из выражения

$$P_{\text{нач}}^2 - P^2(t) = Q_1\varphi_1(T) + (Q_2 - Q_1) \cdot \varphi_1(T - t_1) + bQ_2^2. \quad (4.69)$$

4.5.2 Газогидродинамические методы исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации

В настоящее время используются два метода исследования газовых скважин при неустановившихся режимах фильтрации:

- снятие кривых восстановления забойного давления (КВД) после закрытия скважины;
- снятие кривых стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважины на определенном режиме.

Эти методы позволяют определить проводимость, пьезопроводность, пористость пласта, а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находящиеся в области дренирования исследуемой скважины. Совместное использование кривых восстановления и стабилизации давления позволяет оценивать также изменение параметров пласта в процессе работы скважины.

4.5.3 Технология получения кривой восстановления давления

Перед снятием кривой восстановления давления скважину подключают к газопроводу (шлейфу, коллектору), соединяющему скважину с УКПГ, или к линии исследования с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запаковано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Если скважина перед снятием КВД не работала, то ее пускают в работу, регистрируя при этом процесс стабилизации давления на забое (устье) и дебит скважины во времени. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на неустановившихся режимах в качестве исходных данных используют стабилизированные значения забойного давления и дебита. Затем закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье как в трубном, так и в затрубном пространстве, а также температуру газа. Если КВД снимается на забое с дистанционной регистрацией значений давления во времени на поверхности, то измерения температуры после закрытия не требуется. Если разница между забойной и устьевой температурой в процессе работы скважины незначительная (до 10 °С), то изменение температуры в процессе восстановления давления не сказывается на форме КВД и полученная кривая поддается обработке. Описанное выше условие приемлемо и при сравнительно невысоких температурах газа в пласте. Если температура газа в пласте высокая, то после закрытия скважины происходит остывание ее ствола до величины геотермического распределения температуры по глубине, и охлаждение газа в стволе существенно влияет на характер КВД, снятой на устье скважины.

Если работа скважины перед ее закрытием характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы,

предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии лифтовых труб или оборудованных пакером), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой.

4.5.4 Определение параметров пласта и скважины по кривым восстановления давления

Наиболее распространенным методом определения параметров пласта при неустановившейся фильтрации является способ, основанный на снятии кривой восстановления давления и обработке данных ее получения. Данный способ определения параметров пласта является эффективным и получившим широкое распространение.

При исследовании скважин на неустановившихся режимах необходимо обеспечить получение данных об изменении забойного давления и расхода с высокой степенью точности. В настоящее время измерение давления возможно с высокой степенью точности, достаточной для решения поставленной задачи. При снятии кривой восстановления давления появляется возможность определения расхода газа с высокой достоверностью. Этот расход либо равен нулю (при закрытии скважины), либо уверенно определяется по изменению забойного и устьевых давлений. Для определения параметров пласта большое значение имеют интервалы времени, на которых осуществлялось измерение расхода и давления. Для интерпретации данных КВД очень важны данные, полученные как на больших промежутках времени, так и на малых. Однако при малых промежутках времени (несколько секунд) данные измерения не являются представительными. Это связано с двумя видами причин: техническими и методическими.

По техническим причинам закрытие скважины занимает определенный период времени, поэтому время после закрытия скважины определяется с некоторой погрешностью. Также возникают погрешности в измерении дебита и давления при скоротечном процессе восстановления давления в начальной стадии этого процесса. Фильтрационно-емкостные свойства в призабойной зоне, определяющие характер восстановления давления в начальной стадии, также неоднородны. При бурении скважины и вскрытии пласта, проведении капитального ремонта, при работах по интенсификации призабойная зона подвергается определенным изменениям. Учесть их при математическом моделировании не удастся. Не изучено проявление нарушения линейного закона фильтрации в этой зоне. Все это приводит к тому, что при всей кажущейся возможности использовать данные КВД для малых промежутков времени не удастся.

Рассмотрим восстановление давления при остановке скважины (мгновенное прекращение притока на забое), работавшей продолжительное время с постоянным дебитом Q_0 в од-

народном пласте. Обозначим t как время после остановки скважины, τ — время с момента пуска скважины и T — продолжительность периода времени с момента пуска скважины в эксплуатацию с дебитом Q_0 до ее остановки. После остановки скважины ее дебит стал равным нулю. Процесс восстановления давления можно рассматривать как продолжение работы скважины при $\tau > T$ с дебитом Q_0 и работы скважины в этот момент времени с дебитом минус Q_0 . Тогда изменение давления на забое этой скважины будет равно

$$P_{\text{нач}}^2 - P^2(t) = \frac{Q_0 \mu z}{2\pi kh} \ln \frac{\chi(T+t)}{R_c^2} - \frac{Q_0 \mu z}{2\pi kh} \ln \frac{\chi t}{R_c^2}. \quad (4.70)$$

В момент времени $\tau = T$ давление на забое этой скважины можно определить по формуле

$$P_{\text{нач}}^2 - P_0^2 = \frac{Q_0 \mu z}{2\pi kh} \ln \frac{\chi t}{R_c^2} + BQ_0^2. \quad (4.71)$$

Если скважина работала значительный момент времени, а период восстановления был относительно небольшим $\tau \ll T$, тогда можно считать, что $\ln \frac{\chi(T+t)}{R_c^2} \approx \ln \frac{\chi t}{R_c^2}$. Это равноценно

тому, что скважина перед остановкой работала на установившемся режиме.

Тогда из вышеприведенных формул следует

$$P^2(t) - P_0^2 = \frac{Q_0 \mu z}{2\pi kh} \ln \frac{\chi t}{R_c^2} + BQ_0^2. \quad (4.72)$$

Если обработать результаты измерения забойного давления в координатах $\Delta P^2 = P^2(t) - P_0^2 = f(\ln t)$, откладывая по оси ординат $P^2(t) - P_0^2$, а по оси абсцисс $\ln t$, то получим прямую линию, наклон которой к оси абсцисс равен $Q_0 \mu z / (2\pi kh)$, а отрезок, отсекаемый на оси ординат ($\ln t = 0$), будет равен $\frac{Q_0 \mu z}{2\pi kh} \ln \frac{\chi}{R_c^2} + BQ_0^2$.

Поскольку дебит до остановки скважин Q_0 известен, то по значению наклона к оси абсцисс можно определить гидропроводность пласта kh/μ .

Как видно, выражение (4.72) для определения давления при его восстановлении не зависит от времени работы скважины до остановки. Однако скважина до остановки работала на установившемся режиме, а период восстановления по сравнению с периодом ее работы до остановки был относительно небольшим (при условии продолжения ее работы на период, равный времени восстановления давления, изменение давления на забое не было бы зафиксировано).

4.5.5 Определение пластового давления по кривым восстановления давления

Рассмотрим теперь случай длительной остановки скважины, преследующей цель определения величины пластового давления (метод Хорнера). Пусть момент времени работы сква-

жины с дебитом Q_0 известен и равен T . Через t обозначим время после остановки скважины. Рассмотрим случай мгновенного закрытия скважины на забое. Этот процесс можно рассматривать как интерференцию двух процессов – процесса работы скважины с дебитом Q_0 в течение времени $T + t$ и процесса ее работы с дебитом минус Q_0 в течение времени t . Тогда

$$P_{\text{нач}}^2 - P^2(t) = \frac{Q_0 \mu z P_{\text{ст}}}{2\pi kh} \ln \frac{T+t}{t}. \quad (4.73)$$

Откладываем по оси абсцисс величину $\ln((T+t)/t)$, а по оси ординат $P^2(t)$, получаем прямую линию, наклон которой к оси абсцисс равен $Q_0 \mu z P_{\text{ст}} / (2\pi kh)$, что позволяет определять гидропроводность пласта kh/μ . Экстраполируя прямую линию до значения $\ln((T+t)/t) = 0$ (до оси ординат), определяем величину пластового давления.

4.5.6 Учет притока газа к скважине после ее закрытия

Обработка кривых восстановления давления требует знания дебита и забойного давления перед закрытием в момент времени $t = 0$. В дальнейшем после закрытия скважины на устье на забое продолжается поступление газа в ствол. Чем больше глубина пласта, тем больше продолжается приток газа к забою, так как повышение давления в результате закрытия скважины на устье передается на забой за больший промежуток времени. Учитывая близость конечных результатов, полученных различными методами, целесообразно использовать дифференциальный метод учета притока газа к скважине.

1. Учет количества газа, поступающего в скважину, в которой нет лифтовых труб (или затрубного пространства, то есть когда это пространство запаковано), после ее закрытия.

В процессе восстановления давление и температура газа по стволу скважины меняются. При определении объема поступившего газа допускается, что в стволе скважины к каждому моменту времени коэффициент сжимаемости z может быть заменен его средним значением $z_{\text{ср}}$ при соответствующих $P_{\text{ср}}(t)$, $T_{\text{ср}}(t)$. Средняя температура газа по стволу скважины в большинстве случаев может быть принята постоянной во времени. Если температура пластового газа высокая, то необходимо учесть и изменение температуры газа в процессе восстановления давления. Для этого при снятии КВД нужно фиксировать и кривую охлаждения газа во времени на уровне нейтрального слоя. Если КВД снята на забое, а не на устье, то необходимость фиксирования кривой остывания газа во времени отпадает.

Объем газа, поступившего в ствол скважины после ее закрытия, определяется приближенно по формуле

$$v(t) = \frac{\Omega_0 T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}}} \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{\text{ср}}(t) T_{\text{ср}}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{\text{ср}}(t=0) T_{\text{ср}}(t=0)} \right], \quad (4.74)$$

где Ω_0 – объем ствола скважины.

С точностью до 1,5 % среднее текущее давление в стволе может быть определено по формуле

$$\bar{P}(t) = \frac{P_3(t) + P_y(t)}{2}, \quad (4.75)$$

где $P_3(t)$, $P_y(t)$ — соответственно забойное и устьевое давления в момент t .

Средняя температура во времени определяется по формуле

$$T_{cp}(t) = \frac{T_3(t) + T_y(t)}{2}, \quad (4.76)$$

где $T_3(t)$, $T_y(t)$ — соответственно температуры на забое и на глубине нейтрального слоя в момент времени t .

Если принять $Z_{cp}(t)$, $T_{cp}(t) \approx Z_{cp}(t=0)$, $T_{cp}(t=0)$, то объем газа, поступающего в ствол скважины, равен

$$v(t) = \frac{\Omega_c T_{ст}}{P_{ат} Z_{cp} T_{cp}} [\bar{P}(t) - \bar{P}(t=0)], \quad (4.77)$$

где $Z_{cp}(t=0)$, $T_{cp}(t=0)$ — соответственно равны Z_{cp} , T_{cp} перед закрытием скважины.

Дебит скважины после ее закрытия в первый момент времени приближенно может быть определен по формуле

$$Q(t) = \frac{\Omega T_{ст}}{P_{ат} Z_{cp} T_{cp}} \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{t_2 - t_1} \right], \quad (4.78)$$

где $\bar{P}(t_1)$, $\bar{P}(t_2)$ — средние по стволу скважины давления, определяемые по формуле (4.75), в моменты времени t_1 , t_2 . При расчетах $Q(t)$, чем меньше будут интервалы времени $t_{i+1} - t_i$, тем точнее будет определяться дебит скважины во времени после закрытия.

2. Учет количества газа, поступающего в скважину при наличии в ней лифтовых труб. Расчет количества газа, поступающего в скважину с лифтовыми трубами, идентичен методике определения его без лифтовых труб. Разница между этими вариантами состоит в необходимости учета объема лифтовых труб, спущенных в скважину.

Если в скважину спущены лифтовые трубы и движение газа происходит по ним, то вследствие разности давлений в трубном и затрубном пространствах объем газа $v(t)$ будет определяться формулой

$$v(t) = \frac{\Omega_3 T_{ст}}{P_{ат}} \left[\frac{\bar{P}(t)}{Z_{cp}(t) T_{cp}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{Z_{cp}(t=0) T_{cp}(t=0)} \right]_3 + \frac{\Omega_T T_{ст}}{P_{ат}} \left[\frac{\bar{P}(t)}{Z_{cp}(t) T_{cp}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{Z_{cp}(t=0) T_{cp}(t=0)} \right]_T, \quad (4.79)$$

где Ω_3, Ω_T – объемы затрубного и трубного пространств. Дебит скважины в рассматриваемом случае равен

$$Q(t) = \frac{\Omega_3 T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} [Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}]_3} \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{t_2 - t_1} \right]_3 + \frac{\Omega_T T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} [Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}]_T} \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{t_2 - t_1} \right]_T. \quad (4.80)$$

Значения $v(t)$, $Q(t)$, полученные выше при наличии и отсутствии в скважине лифтовых труб, используются при обработке КВД с учетом притока газа к скважине после ее закрытия. Методов обработки КВД с учетом притока газа к скважине после ее закрытия несколько. Принимая во внимание, что при практическом пользовании этими методами получаемые результаты весьма близки, целесообразнее применять простой дифференциальный метод. Согласно этому методу КВД обрабатывается по формуле

$$\frac{P_3^2(t) - P_{30}^2}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}} = \alpha_0 + \beta \lg \varphi(t), \quad (4.81)$$

где

$$\alpha_0 = \beta \lg \frac{2,25\chi}{R_{\text{с.пр}}^2} + b Q_0^2; \quad \varphi(t) = \frac{t - \frac{V(t)}{Q_0}}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}}.$$

Значения $V(t)$, $Q(t)$ определяются по формулам (4.77) и (4.78), или (4.80) и (4.81).

Пример – Определить проводимость пласта kh/μ по формулам, полученным для «бесконечного» пласта, с учетом и без учета притока газа после закрытия скважины при исходных данных: $Q_0 = 79,56$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$; $P_{\text{пл}} = 2,03$ МПа; диаметр эксплуатационной колонны $D = 0,168$ м; глубина скважины $L = 227$ м; толщина пласта $h = 6,5$ м; $m = 0,2$; $\mu_{\text{пл}} = 0,012$ МПа·с; $T_y = 280$ К; $T_3 = 286$ К; коэффициенты фильтрационного сопротивления $a = 0,985 \cdot 10^{-2}$ МПа²/(тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$), $b = 1,6 \cdot 10^{-5}$ МПа²/(тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$)², $\Omega_c = 4,25 \cdot 10^{-12}$ м³. Изменения давления во времени после закрытия скважины приведены в таблицах 4.1 и 4.2.

Обработка КВД без учета притока в координатах $[P_3^2(t) - P_{30}^2]$ от $\lg t$, с учетом притока в координатах $[P_3^2(t) - P_{30}^2]/[1 - Q(t)/Q_0]$ от $\lg \varphi$ приведена на рисунке 4.14. Из рисунка видно, что независимо от метода обработки наклоны прямых, полученных различными методами, оказались одинаковыми. Из графика определено, что $\alpha_0 = 0,2257$; $\beta = 0,1308$. Проводимость пласта $kh/\mu = 4,3 \cdot 79,56 \cdot 0,1013 / 0,1308 = 265$ мкм²·м/(МПа·с).

Таблица 4.1 – Результаты исследования и обработки КВД без учета притока

t, c	lgt	$P_c(t), \text{МПа}$	$P_3(t), \text{МПа}$	$P_3^2(t) - P_{30}^2(t), \text{МПа}$	t, c	lgt	$P_c(t), \text{МПа}$	$P_3(t), \text{МПа}$	$P_3^2(t) - P_{30}^2(t), \text{МПа}$
0		1,7420	1,780		210	2,32	1,8780	1,917	0,506
6	0,78	1,8030	1,831	0,189	240	2,38	1,8800	1,920	0,518
12	1,08	1,8180	1,858	0,283	300	2,48	1,8830	1,922	0,526
18	1,25	1,8280	1,874	0,343	360	2,56	1,8870	1,927	0,545
24	1,38	1,8370	1,879	0,362	420	2,62	1,8890	1,929	0,553
30	1,48	1,8410	1,883	0,377	600	2,78	1,8950	1,934	0,572
36	1,56	1,8438	1,887	0,392	1200	3,08	1,9020	1,943	0,607
42	1,62	1,8500	1,888	0,399	1800	3,25	1,9060	1,947	0,622
48	1,68	1,8520	1,890	0,408	2400	3,38	1,9120	1,952	0,642
54	1,73	1,8536	1,893	0,415	3000	3,48	1,9140	1,953	0,646
60	1,78	1,8556	1,895	0,423	3600	3,56	1,9150	1,955	0,654
90	1,95	1,8620	1,902	0,449	4800	3,68	1,9160	1,957	0,661
120	2,08	1,8680	1,906	0,464	6000	3,78	1,9200	1,959	0,669
150	2,18	1,8710	1,910	0,480	6600	3,82	1,9230	1,962	0,681
180	2,25	1,8740	1,914	0,495	7200	3,86	1,9250	1,964	0,689
					7800	3,89	1,9250	1,964	0,689

Таблица 4.2 – Результаты обработки КВД с учетом притока газа в скважину после ее остановки

t, c	$P_m(t), \text{МПа}$	$P_3(t), \text{МПа}$	$\bar{P}(t), \text{МПа}$	$\bar{P}(t) - \bar{P}_\phi, \text{МПа}$	$\bar{P}(t_i) - \bar{P}(t_{i+1}), \text{МПа}$	$t_{i+1} - t_i, c$	$\frac{\bar{P}(t_i) - \bar{P}(t_{i+1})}{t_{i+1} - t_i}$	$v(t), \text{м}^3$
0	1,7420	1,7800	1,7610					
6	1,8030	1,8310	1,8170	0,0560	0,0560	6	0,009333	2,349
12	1,8180	1,8580	1,8430	0,0820	0,0260	6	0,004333	3,440
18	1,8280	1,8740	1,8510	0,0900	0,0080	6	0,001333	3,776
24	1,8370	1,8790	1,8580	0,0970	0,0070	6	0,001170	4,069
30	1,8410	1,8830	1,8620	0,1010	0,0040	6	0,000667	4,237
36	1,8438	1,8870	1,8654	0,1044	0,0034	6	0,000567	4,380
42	1,8500	1,8880	1,8690	0,1074	0,0030	6	0,000500	4,506
48	1,8520	1,8900	1,8710	0,1100	0,0026	6	0,000433	4,615
54	1,8536	1,8930	1,8733	0,1123	0,0023	6	0,000383	4,711
60	1,8556	1,8950	1,8750	0,1143	0,0020	6	0,000333	4,795
120	1,8680	1,9060	1,8870	0,1260	0,0117	60	0,000200	5,286
180	1,8740	1,9140	1,8940	0,1330	0,0070	60	0,000117	5,580
240	1,8800	1,9200	1,9000	0,1390	0,0060	60	0,000100	5,832

Окончание таблицы 4.2

t, c	$v(t)/Q_0, c$	$q(t), м^3/c$	$q(t)/Q_0$	$1 - q(t)/Q_0$	$P_3^2(t) - P_{30}^2$ $МПа^2$	$\frac{P_3^2(t) - P_{30}^2}{1 - \frac{q(t)}{Q_0}}$	$t - v(t)/Q_0, c$	$\frac{t - \frac{v(t)}{Q_0}}{1 - \frac{q(t)}{Q_0}}$	$\lg \frac{t - \frac{v(t)}{Q_0}}{1 - \frac{q(t)}{Q_0}}$
0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	2,550	0,39144	0,42500	0,57500	0,184	0,321	3,450	6,000	0,778
12	3,735	0,18166	0,19720	0,80280	0,283	0,352	8,265	10,295	1,013
18	4,100	0,05592	0,06072	0,93928	0,343	0,365	13,900	14,798	1,170
24	4,418	0,04908	0,05330	0,94670	0,362	0,382	19,582	20,648	1,316
30	4,600	0,02798	0,03038	0,96962	0,377	0,389	25,400	26,195	1,418
36	4,756	0,02379	0,02583	0,97417	0,392	0,402	31,244	30,072	1,506
42	4,892	0,02098	0,02278	0,97722	0,399	0,408	37,108	37,973	1,579
48	5,011	0,01817	0,01973	0,98027	0,408	0,416	42,989	43,854	1,642
54	5,115	0,01607	0,01745	0,98255	0,415	0,422	48,885	49,753	1,697
60	5,206	0,13970	0,01517	0,98483	0,423	0,429	54,794	55,638	1,745
120	5,739	0,00839	0,00911	0,99089	0,464	0,468	114,261	115,311	2,062
180	6,059	0,00491	0,00533	0,99467	0,495	0,498	173,941	174,873	2,243
240	6,332	0,00419	0,00455	0,99545	0,518	0,520	233,668	234,736	2,370

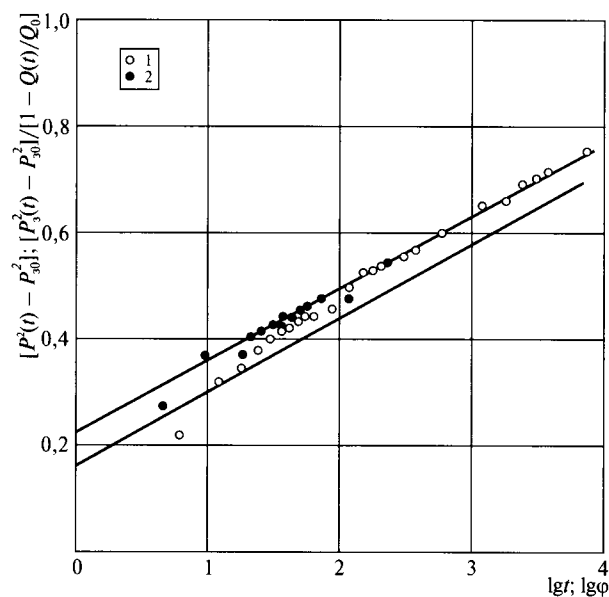


Рисунок 4.14 – Обработка КВД различными методами, не учитывающими и учитывающими приток газа к скважине после ее закрытия

Может быть использован наиболее строгий метод учета притока газа в скважину. Для этого интервал времени t_n , на протяжении которого происходило восстановление давления, делится на M равных частей $\Delta t = t_n/M$. Обозначим через Q_0 дебит скважины до остановки через Q_n — дебит газа после ее остановки на n -ом интервале времени. Для определения дебита притока газа в ствол скважины можно воспользоваться методом, изложенным выше. Тогда для конца n -го интервала времени можно записать следующее выражение для определения забойного давления:

$$P_{\text{заб}}^2(t) - P_3^2(0) = bq_0^2 - bq_n^2 + (q_0 - q_n) \cdot \varphi_1(\Delta t) + \sum (q_0 - q_{n-1}) \cdot \{\varphi_1[(2i+1)\Delta t] - \varphi_1(2i\Delta t)\}, \quad n = 1 \dots M. \quad (4.82)$$

Решая систему уравнений (4.82) и используя свойства функции влияния (4.59), определим коэффициент фильтрационного сопротивления b , а также функцию влияния $\varphi_1(i\Delta t)$. Система уравнений (4.59) и (4.82) решается с применением вычислительной техники.

4.5.7 Обработка кривой восстановления давления (КВД), снятой в скважине, расположенной в «полубесконечных» и клиновидных пластах

В пластах с резко выраженной неоднородностью (экранами) в зависимости от конфигурации и числа экранов и их размеров может быть несколько прямолинейных участков. Если исследуемый пласт имеет один экран бесконечной протяженности, то на КВД отмечаются два прямолинейных участка. Такой же характер имеет КВД при асимметричном положении скважины относительно экранов, то есть когда расстояние от скважины до ближайшего экрана на порядок меньше, чем до других экранов. Для определения расстояния до экрана используется точка пересечения прямолинейных участков, то есть

$$l = \sqrt{0,5625k_1t_1}, \quad (4.83)$$

где t_1 — время, соответствующее точке пересечения прямолинейных участков, с;

k_1 — проницаемость первого участка, м²/с.

Если на КВД нет четко выраженного второго участка, но заметна тенденция к искривлению первого участка, то расстояние до предполагаемого экрана определяется формулой

$$l = \sqrt{3,1415k_1t'_1}, \quad (4.84)$$

где t'_1 — время, соответствующее началу искривления первого участка, с.

Если учесть продолжительность работы скважины перед закрытием T , то расстояние до экрана определяется по формуле

$$l = \sqrt{\frac{0,5625k_1t_1T}{T+t_1}}. \quad (4.85)$$

Если отношение угловых коэффициентов выделенных прямых на КВД β_1 и β_2 больше двух, то есть $\beta_2/\beta_1 > 2$, то полученный результат следует рассмотреть как КВД, снятой в пласте с двумя и более прямолинейными границами. Например, с двумя экранами, имеющими общую точку O , как показано на рисунке 4.15.

Угол раствора в точке пересечения экранов равен

$$\alpha = 360 \frac{\beta_1}{\beta_2}. \quad (4.86)$$

Если при аппроксимации конечного участка недовосстановленных КВД не удастся выделить четкий прямолинейный участок, то формула (4.86) позволит получить угол раствора.

В целом КВД, снятые в пластах с непроницаемыми экранами, могут иметь сложную форму. При небольшом расстоянии до экрана с высокой пьезопроводностью k или при продолжительном притоке газа к скважине после закрытия может отсутствовать и начальный прямолинейный участок. Конечный участок может отсутствовать при малой пьезопроводимости k и больших расстояниях до экрана.

Для увеличения размера первого участка необходимо продлить время работы скважины до остановки на постоянном режиме, а размеры конечного участка можно увеличить путем увеличения продолжительности процесса восстановления. Наличие экрана в окрестности скважины может быть правильно спрогнозировано при следующих условиях:

$$T \geq \frac{2a^2}{k}; \quad t \geq \frac{5a^2}{k}, \quad (4.87)$$

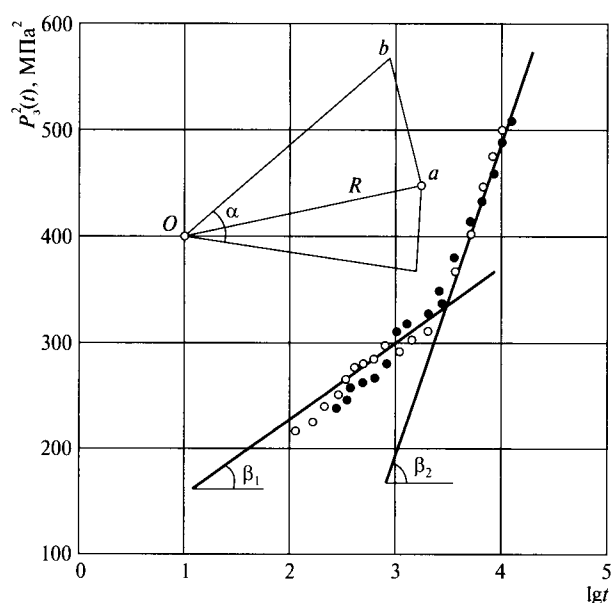


Рисунок 4.15 — Зависимость $P_3^2(t)$ от $\lg t$, полученная в скважине, дренирующей клиновидный пласт

где T и t — продолжительность работы скважины на постоянном режиме перед закрытием и в процессе снятия КВД соответственно, с;

a — расстояние до ближайшей границы пласта.

Достоверность интерпретации КВД может быть подтверждена путем сравнения фактических КВД с модельной, полученной теоретически. Программа на языке «PL-1» для интерпретации КВД в пласте с тектоническими и литологическими неоднородностями хранится в банке программ в ООО «ВНИПИморнефтегаз» и под названием «Интерпретатор-М» зарегистрирована в ОФАП ОАО «Газпром» (приложение Б к части II).

Функционирование программы, разработанной Л.Г. Кульпиным, основано на решении прямой задачи и восстановлении давления на забое скважины, дренирующей клинообразный пласт. Непараллельность границ в клинообразном пласте приводит к конечному ряду зеркальных отражений. Давление на забое такой скважины в момент времени t определяется суммированием действий всех отражений относительно границ пласта и самой скважины и выражается формулой

$$P_3^2(t) = P_{30}^2 + \beta \left[\lg \frac{2,25kt}{R_{с.пр}^2} - 0,4348 \sum E_i \left(-\frac{R_n^2}{4kt} \right) \right]; \quad (4.88)$$

где
$$R_n = 2R \sin \Phi_n; \quad (4.89)$$

$$\Phi_n = \frac{\alpha_1}{2} [1 + (-1)^n] + \frac{\alpha}{4} [2n - 3(-1)^n], \quad (4.90)$$

значение функции $E_i(-x)$ может быть определено формулой типа (4.55);

$$n = 360/\alpha;$$

α — угол клиновидного пласта;

R_n — расстояние от исследуемой скважины до ее n -го отражения относительно границ пласта, м;

$$\alpha_1 = \arcsin(a/R);$$

$$R_2 = 2a;$$

$$R_n = 2b;$$

b — расстояние до второй границы пласта.

Если скважина до снятия КВД работала в ограниченном пласте в течение времени T на определенном режиме, то процесс восстановления давления записывается формулой

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 + \beta \left[\lg \frac{T+t}{t} - 0,4348 \sum_{n=2}^N \left[E_i \left(-\frac{R_n^2}{4k(T+t)} \right) - E_i \left(-\frac{R_n^2}{4kt} \right) \right] \right]. \quad (4.91)$$

При снятии и обработке КВД требуется более тщательное выполнение технологий, присущих исследованию скважин при неустановившихся режимах фильтрации, так как на начальные и конечные участки КВД, кроме площадной неоднородности, влияет множество других факторов. В некоторых случаях после кратковременной эксплуатации скважин до остановки при небольшом расстоянии до экрана и высокой пьезопроводности пласта начальный участок на КВД может отсутствовать, что приводит к неверному определению параметров пласта. Конечный, второй участок может отсутствовать при малой пьезопроводности и больших расстояниях до экрана, а также под влиянием ряда других факторов. В этом случае получение информации о параметрах пласта затруднено. Одним из возможных способов увеличения размеров первоначального участка является продление продолжительности работы скважины до остановки на неизменном режиме, а для увеличения размеров конечного участка необходимо увеличить процесс снятия КВД.

Пример – Определить проводимость, пьезопроводность и расстояние до экрана по КВД, снятой в скважине, вскрывшей неоднородный по площади пласт, при исходных данных: $P_m = 21,41$ МПа, $T_{пл} = 303$ К, $3h = 10$ м, $m = 0,07$, $Q_0 = 1040$ тыс. м³/сут.

Измеренные значения давления во времени и обработка результатов приведены в таблице 4.3 и показаны на рисунке 4.16. В результате обработки получены два прямолинейных участка с коэффициентами 38,58 и 77,27. По величине β определено $kh/\mu = 12,42$ мкм²·м/(мПа·с) и проницаемость $k = 0,025$ мкм².

Точка пересечения прямолинейных участков соответствует времени $t_1 = 63100$ с, пьезопроводность равна $0,025 \cdot 21,41 / 0,07 \cdot 0,02 = 0,382$ м²/с, а расстояние до экрана равно 116,4 м.

Таблица 4.3 – Обработка КВД, снятой в скважине, которая вскрыла неоднородный по площади пласт

t, c	lgt	$P_z(t), \text{МПа}$	$P_z^2(t), \text{МПа}^2$	t, c	lgt	$P_z(t), \text{МПа}$	$P_z^2(t), \text{МПа}^2$
0	—	11,8	138,5	7500	3,9	15,2	229,6
60	1,8	12,2	150,0	259200	5,4	17,5	307,8
120	2,1	12,8	163,0	432000	5,6	18,0	323,8
180	2,2	13,1	170,9	604800	5,8	18,2	331,6
300	2,5	13,4	179,2	864000	5,9	18,5	342,4
600	2,8	13,8	190,7	1137600	6,1	18,8	353,8
900	3,0	14,1	198,6	1483200	6,2	19,1	364,9
1200	3,1	14,2	202,2	1828800	6,3	19,2	367,9
1500	3,2	14,3	205,6	2606400	6,4	19,4	376,6
2100	3,3	14,5	210,7	3556800	6,6	19,7	387,8
3000	3,5	14,7	216,1	4766400	6,7	20,0	399,8
3600	3,6	14,8	218,7	6396000	6,8	20,2	409,7
4800	3,7	14,9	223,4	7516800	6,9	20,3	412,9
6000	3,8	15,0	226,3				

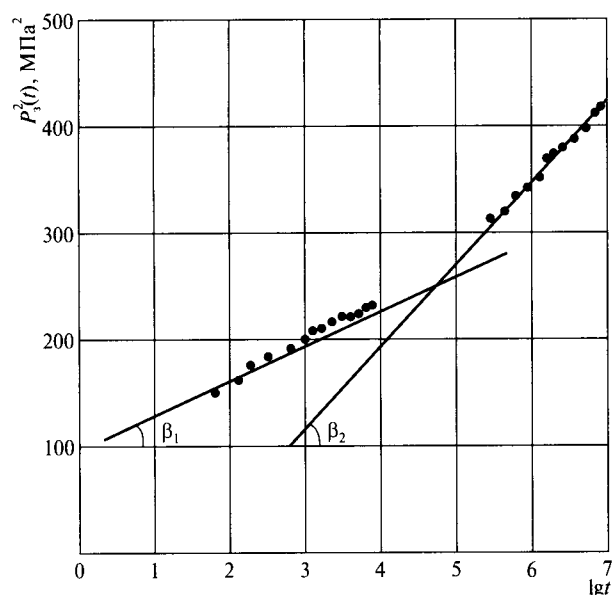


Рисунок 4.16 – Обработка КВД в неоднородных по площади пластах

Сравнение значений β_1 и β_2 , полученное из графика, показывает, что $\beta_1 = \beta_2/2$ и экран находится в непосредственной близости от скважины.

В отличие от приведенного выше примера определения параметров пласта по КВД, которая снята в скважине, эксплуатирующей полубесконечный пласт, рассмотрен случай, когда скважина дренирует клиновидный участок пласта.

Пример – Рассмотрен случай, когда скважина дренирует клиновидный участок пласта. Результаты расчетов приведены в таблице 4.4. В таблице 4.5 приведены расчетные значения КВД по программе «Интерпретатор-М», обеспечивающие наилучшее совпадение фактической и расчетной КВД. Оно получено при параметрах $kh/\mu = 0,0069 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}/(\text{мПа}\cdot\text{с})$, $k = 0,34 \text{ м}^2/\text{с}$, угол «клиновидного» пласта $\alpha = 30^\circ$, расстояние до ближайшей границы $a = 13 \text{ м}$, а расстояние до вершины клина $R = 68 \text{ м}$.

Таблица 4.4 – Обработка КВД в скважине, дренирующей «клиновидный» пласт

$t, \text{с}$	$P_3(t), \text{МПа}$	$P_3^2(t), \text{МПа}^2$	$\lg t$	$t, \text{с}$	$P_3(t), \text{МПа}$	$P_3^2(t), \text{МПа}^2$	$\lg t$
0	13,4	178,5	—	1080	17,3	299,6	3,03
120	14,7	214,6	2,079	1380	17,5	305,9	3,14
180	15,1	227,4	2,255	1980	17,7	311,5	3,30
240	15,6	244,3	2,38	2580	18,5	342,6	3,41
300	15,9	253,8	2,477	3780	19,5	378,3	3,58
360	16,4	267,9	2,556	4980	20,3	411,7	3,70
420	16,5	272,6	2,623	6780	31,4	454,5	3,83
480	16,7	281,9	2,681	8580	21,8	476,9	3,93
540	16,9	283,92	2,732	10380	22,5	506,2	4,02
600	17,0	287,6	2,778	12780	22,7	515,3	4,11
780	17,1	293,8	2,892				

Таблица 4.5 – Результаты обработки КВД по программе «Интерпретатор-М»

$P_3(t)$, МПа	t , с	$P_3^2(t)$, МПа ²	lgt	$P_3(t)$, МПа	t , с	$P_3^2(t)$, МПа ²	lgt
16,2	468	261	2,67	18,2	2138	330	3,33
16,3	525	265	2,72	18,6	3020	346	3,48
16,4	603	269	2,78	19,4	4169	377	3,62
16,5	661	273	2,82	20,1	5623	403	3,75
16,6	759	277	2,88	20,9	7586	437	3,88
16,9	977	286	2,99	21,6	9333	467	3,97
17,3	1318	298	3,12	22,2	11220	491	4,05
17,6	1660	310	3,22	22,6	13804	512	4,14

4.5.8 Обработка и использование кривой восстановления давления (КВД) в полулогарифмических координатах

Обработка КВД в полулогарифмических координатах P_3^2 от lgt является самым распространенным методом. На типичной КВД выделяется три участка – начальный, средний и конечный. Определение параметров пласта производится по среднему участку согласно аналитическому решению (4.51), линейному в этих координатах. Начальный участок, как правило, искажается за счет действия таких факторов, как влияние емкости ствола скважины, состояние призабойной зоны. На конечном участке начинают влиять такие факторы, как наличие границ пласта (сбросы, выклинивания) и изменения режима работы соседних скважин. В связи с этим выделение прямолинейного участка КВД для расчета гидропроводности по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{4,23QT_{пл}z_{пл}P_{ст}}{\beta T_{ст}} \quad (4.92)$$

и других параметров становится сложной задачей.

Аналитическое решение (4.53) получено для условий мгновенного закрытия скважины, до этого работавшей на установившемся режиме. Пласт принят однородным, постоянной толщины и бесконечным по протяженности, фильтрация – изотермической. Известные аналитические решения для неоднородного пласта (наличие непроницаемой внешней границы либо кругового контура с постоянным давлением) предполагают преобразование КВД в других координатах, а гипотетические КВД на основе таких решений в полулогарифмических координатах искажаются (не имеют линейного участка).

Искажение формы КВД может происходить на разных ее участках в зависимости от того, каким фактором оно вызвано.

Искажение формы начальных участков КВД могут вызвать следующие факторы:

- наличие притока газа в скважину после ее закрытия на устье. При этом начальный участок отклоняется вниз от прямой (рисунок 4.17а). Обработка таких КВД с учетом притока приведена выше;

- значительное отличие параметров призабойной зоны от параметров пласта, в том числе ухудшение их в результате выпадения конденсата и улучшение после работ по интенсификации. Если проводимость призабойной зоны лучше проводимости пласта, начальный участок располагается выше экстраполяции прямолинейного участка (рисунок 4.17б);

- запаздывание закрытия скважины на забое по сравнению с началом отсчета времени. Время запаздывания t_0 получается как точка пересечения линии $P_3^2 = P_3^2(0)$ и кривой экстраполированной линии начального участка, имеющего обычно точку перегиба (рисунок 4.17в);

- снятие КВД в лифтовых трубах или эксплуатационной колонне, по которым скважина работала до остановки. При этом первые точки КВД могут быть значительно ниже, чем начальное забойное давление. Начальный участок характеризуется большой крутизной, в особенности при снятии КВД после продувки с дебитом, близким к свободному (рисунок 4.17г).

Основные факторы, искажающие форму конечных участков КВД:

- влияние границ пласта, то есть соответствие принятых при обработке граничных условий характеру работы скважины в процессе исследования. Так, например, при обработке КВД скважин, работающих в условиях ограниченного пласта, по формулам бесконечного пласта конечный участок искривляется (рисунок 4.17д);

- неизотермичность процесса восстановления давления в высокодебитных скважинах со значительной разницей между статической температурой на забое и устье. В таких случаях при снятии КВД на устье скважины неучет процесса стабилизации температуры может привести к заметному искажению формы конечного участка (рисунок 4.17е) и к изменению его наклона и связанным с этим ошибкам в определении параметров пласта;

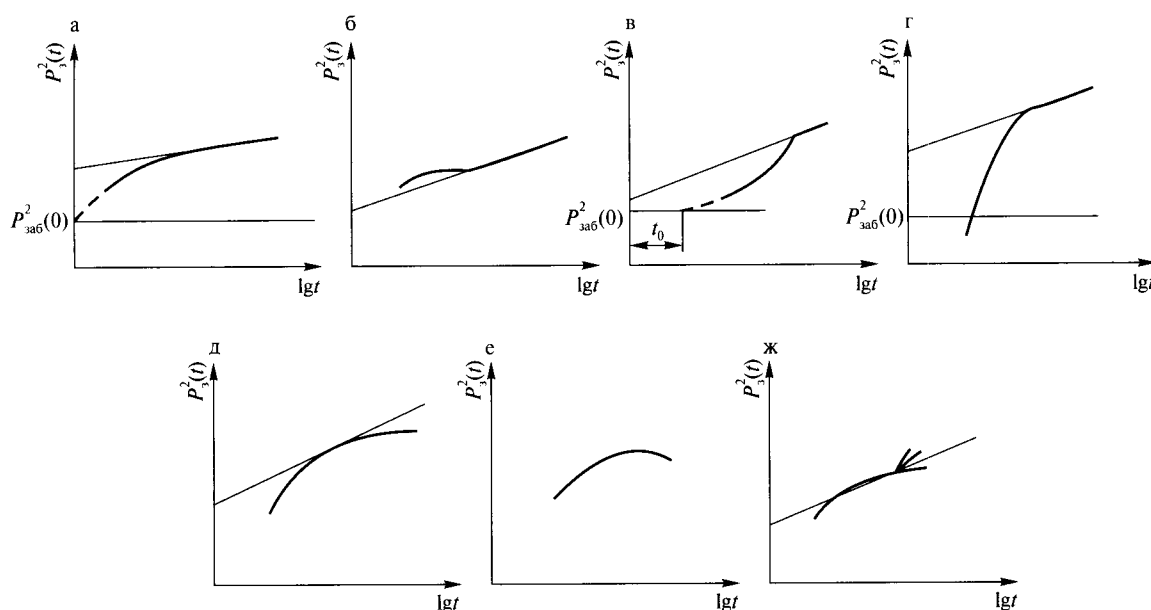


Рисунок 4.17 – Влияние различных факторов на форму КВД

- наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, в том числе непроницаемых экранов, зон выклинивания, сбросов и т.д. Вид КВД показан на рисунке 4.17ж.

Реальное поведение давления в скважине, вскрывающей пласт сложной формы, может быть проинтерпретировано на математических моделях пласта. Таким способом могут быть получены расчетные (эталонные) КВД для наиболее типичных случаев неоднородности пласта.

Поэтому в современных условиях важным является диагностирование особенностей неустановившегося притока газа к скважине. Такая диагностика может быть проведена по КВД, построенным в полулогарифмических координатах P_3^2 от $\lg t$ или в билогарифмических координатах $\lg(P_3^2)$ от $\lg t$. Для КВД, имеющих в полулогарифмических координатах сложную форму (отсутствие прямолинейных участков или наличие нескольких), обработка проводится путем построения графиков в билогарифмических либо специальных координатах, путем сопоставления с эталонными кривыми, построенными на цифровых моделях пласта.

4.5.9 Использование кривых стабилизации забойного давления и дебита газовых скважин

Пуск и остановка скважины приводят к перераспределению давления в пласте от забоя до контура питания. Темп и характер перераспределения давления после пуска или остановки скважины зависят от свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов. По темпу и характеру распределения давления в пласте, если имеется возможность фиксировать эти процессы, можно судить о коллекторских свойствах пласта. Процесс распределения давления после пуска скважины в работу назван процессом стабилизации давления, а после остановки — процессом восстановления давления. Характер изменения давления на устье скважины и на ДИКТе показан на рисунке 4.18.

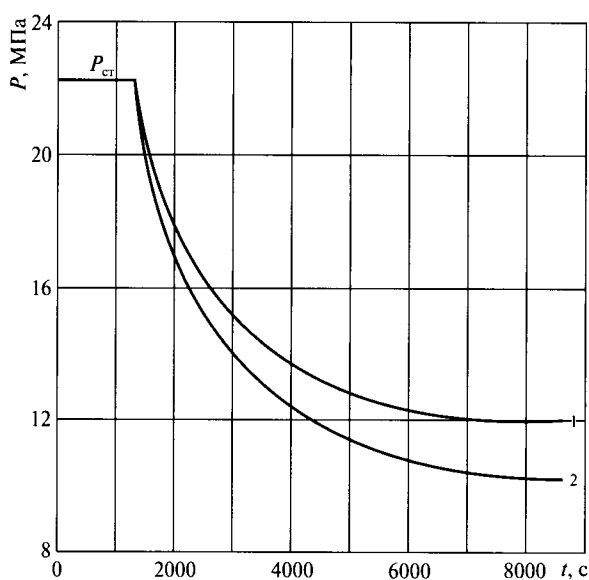


Рисунок 4.18 — Характер изменения давления на устье скважины (1) и перед диафрагмой на ДИКТе (2) в процессе стабилизации давления

Для определения параметров пласта необходимо с высокой степенью точности определять приток газа к скважине. При восстановлении давления представляется возможным определять эту величину. При стабилизации забойного давления возникают определенные осложнения.

Известен метод использования кривых стабилизации забойного давления и дебита только на одном режиме работы газовых скважин для определения параметра пласта.

Уравнение притока газа к скважине после ее пуска имеет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t) = \frac{Q(T)\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}}} \ln \frac{2,05\alpha}{R_c^2} + bQ^2(t) + \frac{Q(T)\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}}} \ln \frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t)}, \quad (4.93)$$

где

$$b = \frac{\rho_{\text{ат}} P_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}} \left(1 - \frac{R_c}{R_0}\right)}{2\pi^2 l h^2 T_{\text{ст}} R_c}.$$

Для удобства обработки кривых стабилизации забойного давления и дебита формулу (4.93) представим в виде

$$\left\{ \frac{[P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t)] - bQ^2(t)}{Q(t)} \right\} = \alpha + \beta\varphi(t), \quad (4.94)$$

где

$$\begin{aligned} \beta &= \frac{\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}}}; \\ \alpha &= \frac{\beta \ln 2,05\alpha}{R_c^2}; \\ \varphi(t) &= \ln \frac{\int_0^t Q(t) dt}{Q(T)} = \ln \frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t)}. \end{aligned}$$

При измерении во времени изменения забойного давления и дебита формула (4.94) позволяет определить параметры пласта.

Из формулы (4.93) видно, что для обработки кривой стабилизации требуется знать величину коэффициента b . Согласно формуле (4.94) нужно знать величины β и $\ln 2,05\chi/R_c^2$. Однако параметр χ сам по себе представляет практический интерес, и его определение не менее важно, чем определение коэффициента b . Поэтому для определения коэффициента b , а следовательно, и параметра χ нужно поступить следующим образом:

- уравнение (4.93) написать для двух значений времени; в частности, для произвольного времени t и для времени t_k , соответствующего времени полной стабилизации давления и дебита. Индекс «к» в данном случае означает конец процесса стабилизации;

- вычесть из конечных значений измеряемых величин их текущие значения, которые позволят избавиться от одного из неизвестных параметров, в частности от параметра α .

Если сформулировать выражения

$$\psi(t) = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t)}{Q(t)}; \quad \psi(t_k) = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t_k)}{Q(t_k)}; \quad (4.95)$$

$$\varphi(t) = \ln \frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t)}; \quad \varphi(t_k) = \ln \frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t_k)}; \quad (4.96)$$

то

$$\psi(t) - bQ(t) = \alpha + \beta\varphi(t); \quad (4.97)$$

$$\psi(t_k) - bQ(t_k) = \alpha + \beta\varphi(t_k); \quad (4.98)$$

В результате преобразований получаем

$$\psi(t_k) - \psi(t) + b[Q(t) - Q(t_k)] = \beta[\varphi(t_k) - \varphi(t)]; \quad (4.99)$$

$$\frac{\psi(t_k) - \psi(t)}{\varphi(t_k) - \varphi(t)} = \beta - b \frac{Q(t) - Q(t_k)}{\varphi(t_k) - \varphi(t)}, \quad (4.100)$$

где b определяется как наклон прямой, построенной в координатах $[\psi(t_k) - \psi(t)]/[\varphi(t_k) - \varphi(t)]$ от $[Q(t) - Q(t_k)]/[\varphi(t_k) - \varphi(t)]$, а коэффициент β — как отрезок, отсекаемый на оси ординат. Связь между коэффициентом β и коэффициентом фильтрационного сопротивления a будет иметь вид

$$a = 2\beta \ln \frac{R_k}{R_c}. \quad (4.101)$$

Кривые стабилизации забойного давления и дебита следует обработать по формуле (4.100).

Таким образом, используя кривые стабилизации давления и дебита, можно определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b , а также коэффициент β , характеризующий проводимость и проницаемость пласта за пределами фиктивной скважины. Следует иметь в виду, что первое время, то есть в начале пуска скважины в работу, забойное и устьевое давления и дебит будут изменяться более интенсивно, чем к концу процесса стабилизации, так как депрессионная воронка в призабойной зоне более глубокая, чем за пределами призабойной зоны. Кроме того, в начале процесса стабилизации будет иметь место участие газа, находящегося в стволе скважины. Поэтому совокупность допущений, принятых при решении исходного дифференциального уравнения, пуск скважины не на забое, а у устья и другие факторы приводят к отклонению начального участка кривых от прямой. Для пластов с низкими коллекторскими

свойствами кривые стабилизации снимаются легко, то есть изменение давления и дебита весьма существенно, и поэтому технические трудности, связанные с точностью измерительных приборов, и изменения измеряемых параметров не возникают.

Опыт показывает, что если процессы стабилизации давления и дебита после пуска и восстановления давления и остановки скважины превышают 10 ч, то снятие кривых стабилизации образцовыми манометрами не вызывает трудностей. Значительно труднее снять кривые стабилизации при сравнительно быстрой стабилизации забойного давления и дебита скважины. Процесс стабилизации происходит всегда, однако для пластов с хорошими коллекторскими свойствами этот процесс происходит сравнительно быстро. Следует отметить, что для пластов со средней характеристикой в процессе стабилизации необходимо фиксировать изменение давления на забое (устье) скважины перед диафрагмой расходомеров с точностью как минимум до одной тысячной доли МПа. Пренебрежение этим условием приводит к существенным ошибкам, или же кривые не поддаются обработке. Использование кривых стабилизации забойного давления и дебита исключает необходимость закрытия скважины и приводит к минимуму продолжительности исследования скважин для определения параметров пласта. Только метод установившихся отборов позволяет обосновать режим эксплуатации скважин. Все остальные методы, включая и кривые стабилизации забойного давления и дебита, применяются для определения параметров пласта. Для обоснования режима эксплуатации необходимы установившиеся значения забойных давлений и дебитов на различных режимах, на основании которых определяются предельные значения депрессии на пласт, градиента давления, скорости потока, величина устьевого давления, возможности образования и разрушения песчаной пробки.

Использование кривых стабилизации забойного (устьевого) давления и дебита позволяет при минимальных затратах сил и средств определить параметры пласта. Для широкого внедрения данного способа следует использовать технические средства высокой точности. Метод определения параметров пласта по кривым стабилизации должен быть использован так же повсеместно, как по кривым восстановления давления. Пример обработки кривых стабилизации приведен в таблице 4.6 и показан на рисунке 4.19. Если в процессе стабилизации забойного давления зарегистрировано изменение во времени забойного давления и дебита газа скважины, то можно определять параметры пласта с помощью функции влияния.

4.6 Ускоренные методы исследования скважин с длительной стабилизацией давления и дебита на установившихся режимах фильтрации

В скважинах, вскрывших пласты с плохими коллекторскими свойствами, процесс перераспределения давления при их пуске и остановке происходит медленно. Это приводит к значительной затрате сил и средств для исследования таких скважин на установившихся режимах фильтрации. Поэтому исследование скважин, вскрывших низкопродуктивные коллек-

Таблица 4.6 – Результаты обработки кривых стабилизации забойного давления и дебита

t, c	$P_3(t), \text{МПа}$	$Q(t)$	$\Delta Q(t) = Q(t) - Q(t_k)$	$\varphi(t)$	$\Delta \varphi(t) = \varphi(t_k) - \varphi(t)$	$\Delta \varphi(t)/\Delta Q(t)$
0	22,05	0	0	0	0	0
66	21,722	7,801	0,425	3,3584	0,682	1,605
1200	21,373	7,708	0,332	3,4193	0,6211	1,871
2400	21,031	7,616	0,24	3,48	0,5604	2,335
3600	20,063	7,535	0,159	3,6293	0,4111	2,585
4800	19,326	7,477	0,101	3,7401	0,3003	2,973
6000	18,726	7,434	0,058	3,8282	0,2122	3,659
7200	18,209	7,407	0,031	3,9008	0,1396	4,46
8400	17,752	7,39	0,014	3,9627	0,0777	5,59
9600	17,15	7,376	0	4,0404	0	0

Окончание таблицы 4.6

$[\Delta Q(t)/\Delta \varphi(t)] \cdot 10^{-3}$	$\Delta P_3^2(t) = P_{30}^2 - P_3^2(t)$	$\psi(t) = \Delta P_3^2(t)/Q(t)$	$\Delta \psi(t) = \psi(t_k) - \psi(t)$	$[\Delta \psi(t)/\Delta Q(t)] \cdot 10^{-1}$	$\Delta \psi(t)/\Delta \varphi(t)$
0	0	0	0	0	0
623,17	14,37	1,8421	24,198	5,694	35,484
534,54	29,38	3,8116	22,284	6,696	35,791
428,26	43,88	5,7615	20,279	8,45	36,188
386,77	83,7	11,108	14,932	9,39	36,317
336,33	112,69	15,072	10,969	10,861	36,53
273,33	135,54	18,232	7,8076	13,465	36,805
222,06	154,62	20,875	5,1625	16,667	37,034
180,18	171,09	23,152	2,8885	20,624	37,194
0	192,08	26,04	0	0	0

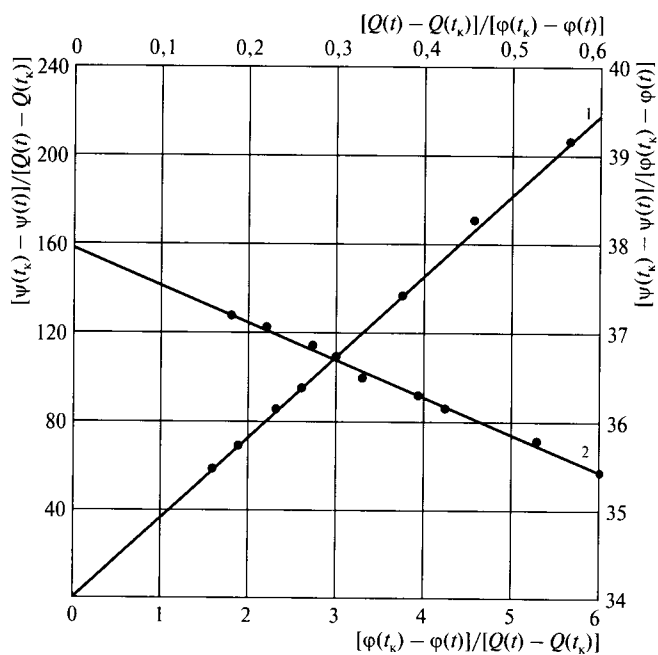


Рисунок 4.19 – Зависимость
 $[\psi(t_k) - \psi(t)]/[Q(t) - Q(t_k)]$
от $[\varphi(t_k) - \varphi(t)]/[Q(t) - Q(t_k)]$ (1)
и $[\psi(t_k) - \psi(t)]/[\varphi(t_k) - \varphi(t)]$
от $[Q(t) - Q(t_k)]/[\varphi(t_k) - \varphi(t)]$ (2)

торы, на установившихся режимах фильтрации становится нецелесообразным. Поэтому для скважин, вскрывших пласты с длительной стабилизацией забойного давления и дебита, были предложены различные модификации метода установившихся отборов, позволяющие ускорить процесс исследования таких скважин. Каждая из предложенных модификаций метода установившихся отборов допускает возможность использования нестабилизировавшихся значений давления и дебита скважины.

Метод исследования на установившихся режимах фильтрации требует практически полной стабилизации забойного давления и дебита скважин на каждом режиме и полного восстановления давления между режимами. Режим считается стабилизированным, если в течение определенного периода времени забойное давление и дебит не изменяются, то есть эти изменения не фиксируются используемыми приборами.

Время, необходимое для стабилизации забойного давления и дебита, может быть оценено по формуле

$$t_{\text{ст}} = \frac{CR_k^2 m \mu}{k P_{\text{пл}}} \text{ или } t_{\text{ст}} = CR_k^2 \chi, \quad (4.102)$$

где C — численный коэффициент, принимаемый в пределах $0,122 \leq C \leq 0,350$;

R_k — радиус контура питания;

$t_{\text{ст}}$ — время, необходимое для стабилизации давления;

m — пористость;

μ — коэффициент вязкости газа;

χ — коэффициент пьезопроводности;

k — коэффициент проницаемости пласта;

$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление.

Из формулы (4.102) следует, что, чем больше коэффициент проницаемости, тем меньше время, необходимое для стабилизации режима, и чем больше вязкость газа, тем больше времени требуется для стабилизации.

4.6.1 Изохронный метод исследования скважин

Одной из первых модификаций метода исследования на установившихся режимах фильтрации является изохронный метод. Сущность метода заключается в том, что при исследовании скважины в течение одинаковых отрезков времени с различными дебитами будет получена индикаторная кривая, характеризующая работу скважины для данного отрезка времени. При этом обязательным условием является необходимость после каждого режима эксплуатации скважины ее остановки до полного выравнивания давления по всему пласту. Отметим, что если пластовое давление не успевает полностью выравниваться между режимами и время

работы скважины равно времени остановки между режимами, то полученная индикаторная кривая также позволяет достаточно точно определить параметры пласта. Основным принцип изохронного метода исследования скважины заключается в том, что радиус дренированной области не зависит от дебита.

Принятое условие означает, что для одного и того же отрезка времени независимо от дебита будет дренироваться зона одинакового радиуса. В этом случае, так же как и при полной стабилизации забойного давления и дебита, угол наклона индикаторной кривой, обработанной в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q , остается постоянным. В противном случае применение различных модификаций метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией давления и дебита было бы невозможным.

Для нелинейного закона фильтрации газа к скважине результаты исследования изохронным методом обрабатываются по следующей формуле:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_z^2(t_p) = a_v(t_p)Q(t_p) + b_v(t_p)Q^2(t_p), \quad (4.103)$$

где $P_z(t_p)$ – забойное давление, соответствующее времени t_p ;

t_p – время работы скважины, не превышающее часа, одинаковое на всех режимах исследования скважины;

$Q(t_p)$ – дебит скважины, соответствующий времени t_p ;

$a(t_p)$ – коэффициент фильтрационного сопротивления, зависящий от свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов, а также от радиуса дренирования. В данном случае изменчивость коэффициента $a(t_p)$ обусловлена не только радиусом зоны дренирования, величина которого зависит от продолжительности работы скважины t_p на различных режимах. При величине t_p , равной времени полной стабилизации давления и дебита $t_{\text{стаб}}$, радиус зоны дренирования доходит до контура питания. Чем больше t_p , тем ближе значение $a(t_p)$ к истинному значению $a_{\text{ис}}$. Структура коэффициента $a(t_p)$ при изохронном методе исследования скважины имеет вид

$$a_v(t_p) = \frac{\mu z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}} \ln \frac{R(t_p)}{R_c}}{\pi k h T_{\text{ст}}}, \text{ или } a_v(t_p) = a^* \frac{1}{\pi h} \ln \frac{R(t_p)}{R_c}, \quad (4.104)$$

где $a^* = \mu z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}} / (k T_{\text{ст}})$;

μ, z – соответственно коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления, температуры и состава газа. Учет влияния давления и температуры газа на результаты исследований будет рассмотрен отдельно;

$T_{\text{пл}}, T_{\text{ст}}$ – пластовая и стандартная температуры;

h – толщина пласта;

k — коэффициент проницаемости пласта;

R_c — радиус скважины;

$R(t_p)$ — радиус зоны дренирования, охваченный скважиной за время работы t_p .

При постоянстве всех параметров величина $a_b(t_p)$ зависит только от $R(t_p)$. В зависимости от коллекторских свойств пласта и продолжительности работы скважины на различных режимах значение $a_b(t_p)$ может значительно изменяться.

Обрабатывая результаты исследований в координатах $[P_{пл}^2 - P_3^2(t_p)]/Q(t_p)$ от $Q(t_p)$, определяем коэффициент $a(t_p)$ как отрезок, отсекаемый на оси координат, и коэффициент b_b как наклон прямой. Для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ предложены два метода.

1. При известном коэффициенте b_b для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$, соответствующего стабилизированным величинам забойных давлений и дебитов, необходимо на одном из режимов дожидаться полной стабилизации забойного давления и дебита, используя уравнение

$$a_{ис} = \frac{P_{пл}^2 - P_3^2(t_{ст})}{Q(t_{ст})} - bQ^2(t_{ст}), \quad (4.105)$$

где b — коэффициент, определяемый по результатам исследования скважины изохронным методом;

$P_3(t_{стаб})$ — забойное давление на режиме, с которым эксплуатируется скважина после полной стабилизации;

$Q(t_{стаб})$ — дебит скважины после полной стабилизации работы на данном режиме;

$t_{стаб}$ — время, необходимое для стабилизации давления и дебита на одном из режимов работы скважины.

2. Зная величину $a(t_p)$ по результатам исследования скважины изохронным методом, соответствующую нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов, истинное значение коэффициента $a_{ис}$ для однородного пласта можно определить по формуле

$$a_{ис} = a(t_p) + \beta \ln \frac{t_{ст}}{t_p}, \quad (4.106)$$

где β — наклон кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_3^2(t)$ от $\lg t$. При исследовании скважины изохронным методом одним из обязательных условий является полное восстановление давления между режимами. Это означает, что при исследовании скважины изохронным методом имеем столько кривых, сколько режимов. Поэтому для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ необходимо одну из кривых восстановления давлений обработать в координатах $P_3^2(t)$ от $\lg t$. Далее, определив β , а также $t_{стаб}$ и t_p , находят истинный коэффициент $a_{ис}$.

Технология исследования скважин изохронным методом заключается в следующем: перед началом исследования скважины измеряют пластовое давление или определяют его расчетным путем, измерив статическое давление на устье. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q на время $t_p = 30-60$ мин. К концу выбранного времени измеряют затрубное и буферное давление, по возможности забойное давление глубинным манометром, температуру газа, а также давление и температуру газа на ДИКТе. При известных $P_d \approx P_{ст}$ дебит скважины на первом режиме будет зависеть от диаметра диафрагмы и линии измерения дебита. Зная диаметр ДИКТа и выбирая диаметр диафрагм, можно определить коэффициент расхода газа C .

При исследовании следует обратить особое внимание на следующие факторы.

1. Дебиты скважины на всех режимах исследования должны обеспечить вынос с потоком газа жидких и твердых примесей и исключить возможность загрязнения призабойной зоны пласта, образования жидкой и песчаной пробок. Образование пробки или очищение забоя от нее в процессе исследования приводит к изменению коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений от режима к режиму является одним из факторов, влияющих на форму индикаторных кривых.

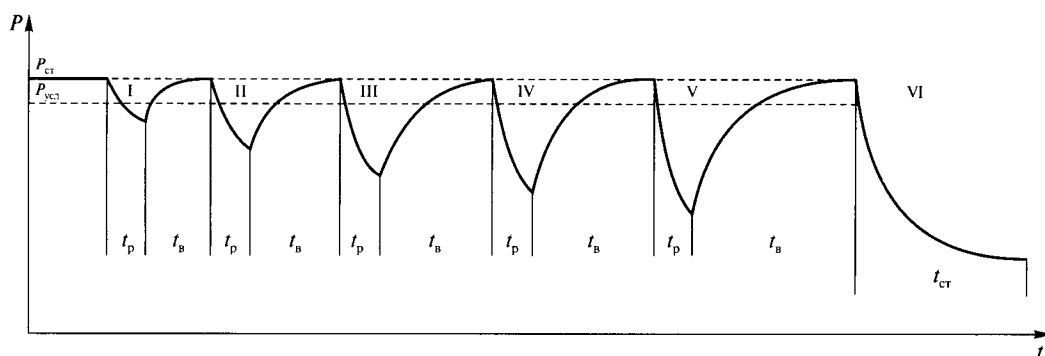
2. Параметры режима должны исключить возможность образования кристаллогидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

3. Режим скважины должен исключить возможность подтягивания конуса подошвенной воды в процессе исследования.

На втором и последующих режимах, аналогично первому режиму исследования, по истечении времени t_p измеряют давление, температуру и расход газа и закрывают до полного восстановления давления. Таким образом, пуск скважины на различных режимах на время $t_{p1} = t_{p2} = t_{p3} = \dots t_{pn}$ и остановка между режимами до полного восстановления давления позволяют получить характер изменения устьевого давления во времени, показанного на рисунке 4.20, при изохронном методе исследования скважины. Ниже в таблице 4.7 приведен пример обработки результатов исследования скважины изохронным методом и на рисунке 4.21 показана зависимость $\Delta P^2(t_p)$ и $\Delta P^2(t_p)/Q(t_p)$ от $Q(t_p)$, по которой определены коэффициенты $a(t_p)$ и $b(t_p)$.

Основным недостатком изохронного метода является необходимость полного восстановления давления между режимами.

Для коллекторов, в которых стабилизация давления и дебита на различных режимах работы скважины и восстановление давления между режимами требуют десятков часов, а иногда и дней, использование изохронного метода также нецелесообразно, как и метода установившихся отборов.



I–VI – номера режимов; $P_{ст}$ – статическое давление на устье скважины перед началом исследования; t_p – продолжительность работы скважины на режиме; $t_в$ – время полного восстановления давления между режимами; $t_{ст}$ – время, необходимое для полной стабилизации забойного давления и дебита; $P_{усл}$ – условное пластовое давление при ускоренно-изохронном исследовании скважины

Рисунок 4.20 – Характер изменения давления во времени при исследовании скважины изохронным методом

Таблица 4.7 – Обработка результатов исследования изохронным методом

Номер режима	$P_{зат}$, МПа	P_3 , МПа	$[P_{пл}^2 - P_3^2(t_p)]$, МПа	$Q(t_p)$, тыс. м ³ /сут	$\Delta P^2/Q(t_p)$
1	11,58	13,48	13,47	52	0,259
2	10,89	12,89	29,29	94,6	0,309
3	9,92	11,57	61,56	158,8	0,387
4	8,48	10,17	92,01	203	0,453
5	7,33	8,52	12,85	243,5	0,502
6	6,36	7,34	141,56	266,5	0,531

Примечание – $P_{пл} = 13,98$ МПа.

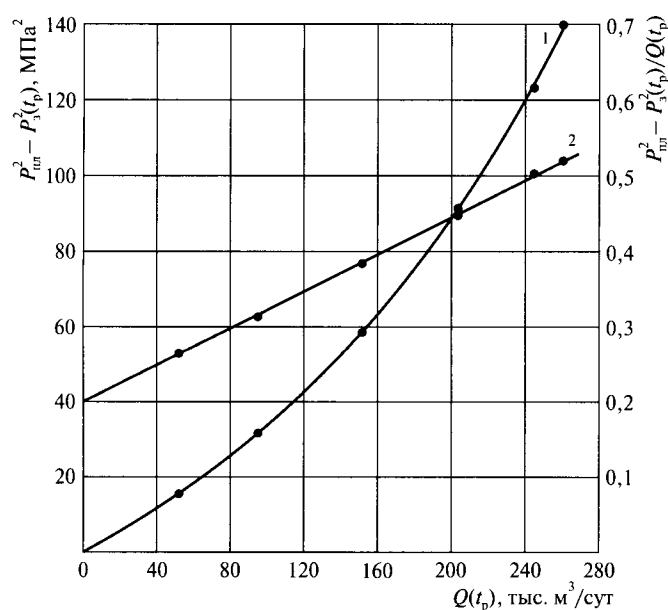


Рисунок 4.21 – Зависимость $[P_{пл}^2 - P_3^2(t_p)]$ (1) и $[P_{пл}^2 - P_3^2(t_p)]/Q(t_p)$ (2) от $Q(t_p)$, полученная при изохронном методе исследования

4.6.2 Экспресс-метод исследования скважин

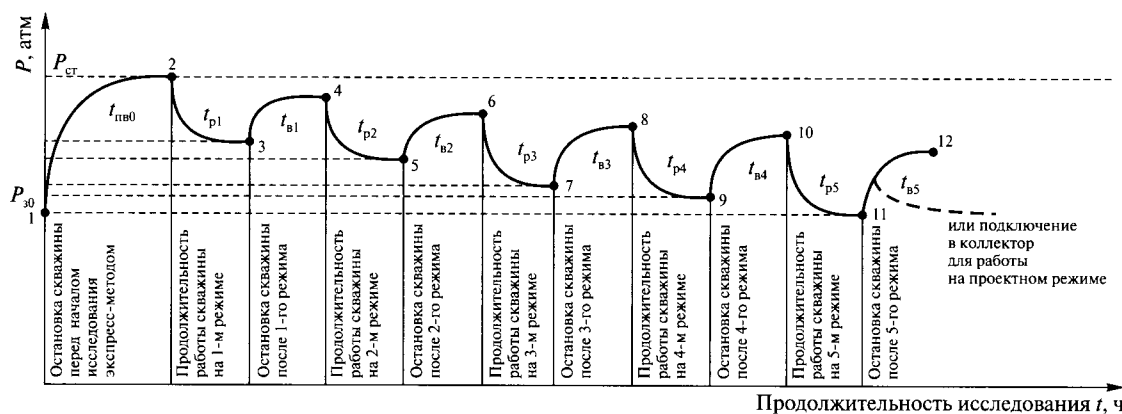
Исследование скважин изохронным методом проводится с обязательным восстановлением давления между режимами. Для пластов с плохими коллекторскими свойствами, когда восстановление давления после каждого режима требует 2–3 суток, исследование скважины на 5–8 режимах продолжается несколько дней. Исследование скважин с выпуском газа в атмосферу продолжительное время недопустимо. Поэтому предложен метод, значительно сокращающий продолжительность исследования скважин. Он получил название «экспресс-метод».

Этот метод отличается от изохронного тем, что при его применении не требуется остановка скважины до полного восстановления давления, остановка скважины производится в течение времени, равного времени работы скважины на режиме (рисунок 4.22).

Также как и при изохронном методе, время работы скважины на каждом режиме одно и то же. Обозначим это время через Δt . Дебит скважины на n -м режиме обозначим Q_n . Тогда забойное давление в конце n -го режима работы скважины будет равно

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2(n) = Q_n \phi_1(\Delta t) + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{n-1} \{ \phi_1[(2n+1)\Delta t] - \phi_1(2n\Delta t) \} + Bq_n^2. \quad (4.107)$$

Величину $\phi_1(\Delta t)$ можно трактовать как коэффициент линейного сопротивления a , соответствующий времени работы скважины Δt .



2, 4, 6, 8, 10 и 12 — точки замера давления, температуры и дебита скважины; $t_{\text{пв0}}$ — время для полного восстановления давления перед началом исследования экспресс-методом;

$t_{\text{в},i}$ — время, необходимое для частичного восстановления давления после каждого режима

$t_{\text{в1}} = t_{\text{в2}} = t_{\text{в3}} = \dots = t_{\text{вn}} = t_{\text{п},i}$; $t_{\text{п},i}$ — продолжительность работы скважины на каждом режиме

Рисунок 4.22 — Характер изменения давления в процессе исследования скважины экспресс-методом

Обозначим $a = \varphi_1(\Delta t)$. В случае однородного пласта неограниченного размера функция влияния представлена в виде

$$\varphi_1(\Delta t) = \frac{\mu z P_{\text{ст}}}{2\pi k h} \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} \quad (4.108)$$

и формула примет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2(n) = q_n + \sum_{i=1}^{n-1} a Q_n + b Q_n^2 + \Psi, \quad (4.109)$$

где

$$\begin{aligned} \Psi &= \sum_{i=1}^{n-1} Q_{n-1} \ln \frac{2i+1}{2i} = Q_{n-1} \ln \frac{3}{2} + Q_{n-2} \ln \frac{5}{4} + \dots + Q_{n-1} \ln \frac{3}{2} + Q_1 \ln \frac{2n-1}{2n-2} = \\ &= 0,1766 Q_{n-1} + 0,097 Q_{n-2} + \dots + Q_1 \ln \frac{2n-1}{2n-2}. \end{aligned} \quad (4.110)$$

Если скважина перед исследованием экспресс-методом значительное время продувалась, а затем закрывалась на непродолжительное время, в течение которого пластовое давление не полностью восстановилось, то при этом полученная зависимость от Q_i будет отсекается на оси ординат отрезок, равный

$$C_0 = \frac{\beta Q_{\text{пр}} \ln(t_{\text{пр}} + t_{\text{ост}})}{t_{\text{ост}}}, \quad (4.111)$$

где $Q_{\text{пр}}$ — дебит скважины при продувке перед закрытием на исследование;

$t_{\text{пр}}$ — продолжительность продувки;

$t_{\text{ост}}$ — продолжительность остановки после продувки.

В этом случае обработку результатов исследования экспресс-методом следует вести по формуле

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{з.и}}^2(t_p) = a(t_p) Q_i(t_p) + b Q_i^2(t_p) + \beta [C_i(t_p) + C_0]. \quad (4.112)$$

Обработка результатов исследования в координатах $\frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{з.и}}^2(t_p) - \beta C_i(t_p)}{Q_i(t_p)}$, или $\frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{з.и}}^2(t_p) - \beta [C_i(t_p) + C_0]}{Q_i(t_p)}$ от $Q_i(t_p)$ позволяет определить коэффициенты фильтрационных

сопротивлений $a(t_p)$ и b . Как видно из формулы (4.112), результаты исследования экспресс-методом обрабатываются только при известном коэффициенте β , определяемом как наклон кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_3^2(t)$ от $\lg t$. Следовательно, для обработки результатов исследования этим методом требуется снять хотя бы одну кривую вос-

становления давления. Если такая кривая по какой-либо причине не снята и коэффициент β неизвестен, то следует поступить следующим образом: первую точку принимают за начало отсчета и вводят обозначения:

$$y_1 = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{3,i}^2(t_p)}{Q_1(t_p)}; \quad y_T = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{3,i}^2(t_p)}{Q_T(t_p)}; \quad x_T = \frac{C_T(t_p)}{Q_T(t_p)},$$

полученные результаты исследования обрабатывают по формуле

$$y_T - y_1 = x_T [Q_T(t_p) - Q_1(t_p)]. \quad (4.113)$$

Построив зависимость $(y_T - y_1)/x_T$ от $Q_T(t_p) - Q_1(t_p)$, определяют коэффициент β как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как наклон полученной прямой.

Если в скважине перед началом исследования экспресс-методом давление полностью не восстановилось, то величину x_T следует определить по формуле

$$x_T = \frac{C_T(t_p) - C_0}{Q_T(t_p)}. \quad (4.114)$$

Истинное значение коэффициента $a_{\text{ис}}$ при исследовании скважины экспресс-методом определяется так же, как и при изохронном и ускоренно-изохронном методах, с помощью формул (4.105), (4.106).

Для определения коэффициента β в формуле (4.111), необходимого для обработки результатов исследования экспресс-методом, следует снять одну кривую восстановления давления (либо перед началом исследования, либо после последнего режима). Это же значение коэффициента β нужно использовать при определении истинного коэффициента $a_{\text{ис}}$ по формуле (4.108). Для приближенных расчетов в случае отсутствия возможности снятия кривой восстановления давления, по которой определяется коэффициент β , может быть использовано его значение, найденное по более ранним исследованиям скважин.

Существует и другой способ определения коэффициента β .

Используя выражение (4.110), определяем давление в конце периода остановки скважины в n -м цикле (режиме). Получаем

$$\begin{aligned} P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2(n) &= q_n [\varphi_1(2\Delta t) - \varphi_1(\Delta t)] + \sum_{i=1}^{n-1} q_{n-i} \{ \varphi_1[2n\Delta t] - \varphi_1[(2n-1)\Delta t] \} = \\ &= \frac{\mu z P_{\text{ст}}}{2\pi k h} \left\{ q_n \varphi(2\Delta t) - q_n \varphi(\Delta t) + \sum_{i=1}^{n-1} q_i \{ \varphi_1[2n\Delta t] - \varphi_1[(2n-1)\Delta t] \} \right\}. \end{aligned} \quad (4.115)$$

В случае однородного пласта последняя формула примет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2(n) = \frac{\mu z P_{\text{ст}}}{2\pi k h} \left[q_n \ln 2 + \sum_{i=1}^{n-1} q_{n-i} \ln \frac{2n}{2n-1} \right]. \quad (4.116)$$

Из этого выражения можно определить $\beta = \frac{\mu z P_{\text{ст}}}{2\pi k h}$.

Преимущество экспресс-метода заключается в том, что он доводит практически до минимума продолжительность исследования скважин. Так, например, если продолжительность процессов полной стабилизации давления и дебита и полное восстановление давления после каждого режима равняются 10 ч, то при 6 режимах на исследование скважины экспресс-методом требуется всего 6 ч, из которых 3 ч расходуется на остановки между режимами и 3 ч — на продувку на 6 режимах. В принципе экспресс-метод может быть использован на всех месторождениях, если даже процесс стабилизации давления и дебита на режимах и восстановления давления между режимами продолжается 1 ч и более. Однако при некачественном определении величины β слагаемое в формуле (4.111) может оказаться больше, чем слагаемое $P_{\text{пл}}^2 - P_{3,i}^2(t_p)$. Тогда результаты исследования экспресс-методом не поддаются обработке. Так, например, результаты исследования скважин севера Тюменской области экспресс-методом не обрабатываются, так как разность квадратов давления при депрессиях, характерных для этих скважин, значительно меньше значений $\beta C_i(t_p)$. Ниже приведен пример обработки результатов исследования экспресс-методом.

Пример — Скважина исследована на 5 режимах. Время работы на каждом режиме и время остановки между режимами одинаковы и равны $t_{pi} = t_{vi} = 1800$ с. Пластовое давление $P_{\text{пл}} = 14,67$ МПа. Параметры стабилизированного режима следующие: $P_3(t_{\text{стаб}}) = 9,59$ МПа, $Q(t_{\text{стаб}}) = 35$ тыс. м³/сут.

Коэффициент β , определенный по кривой восстановления давления, равен 1. Результаты обработки приведены в таблице 4.8. По графику $(\Delta P^2 - \beta C_i)/Q(t_p)$ от $Q(t_p)$ определяем значение $a(t_p) = 0,670$ и $b = 0,0010$. Истинное значение коэффициента $a_{\text{ис}}$ по известным b , $P_3(t_{\text{стаб}})$ и $Q(t_{\text{стаб}})$ равно $a_{\text{ис}} = (14,67^2 - 9,59^2 - 0,001 \cdot 35^2)/35 = 3,48$.

Таблица 4.8 — Обработка результатов исследования экспресс-методом

Номер режима	$P_{\text{зам}}(t_p)$, МПа	$P_3(t_p)$, МПа	$P_3^2(t_p)$, МПа ²	$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t_p)$, МПа ²	C_i	$(\Delta P^2 - \beta C_i)$, МПа ²	$Q(t_p)$, тыс. м ³ /сут	$(\Delta P^2 - \beta C_i)/Q(t_p)$, МПа ² /тыс. м ³ /сут
1	12,2	14,3	205,6	9,6	0,0	9,7	11,0	0,9
2	11,7	13,9	192,6	22,7	1,9	20,7	21,5	1,0
3	10,8	12,7	160,0	55,2	2,9	52,3	43,0	1,2
4	9,8	11,5	131,2	84,0	10,3	73,7	54,0	1,4
5	8,9	10,4	108,7	106,7	15,6	90,9	63,5	1,4
Примечание — $P_{\text{пл}} = 14,67$ МПа.								

4.7 Подходы к определению параметров пласта с помощью функции влияния

Определение параметров пласта с помощью функции влияния позволяет существенно расширить способы обработки результатов исследований на неустановившихся режимах.

Технологически для использования функции влияния требуется организовать произвольный переменный режим работы скважин в течение определенного интервала времени. С целью повышения информативности исследования целесообразно возмущение на пласт (дебит) постоянно увеличивать. В течение этого интервала необходимо обеспечить регистрацию показаний измерительных приборов, которые позволяют при обработке результатов исследования определить изменение дебита скважины и забойного давления.

Интервал наблюдений разбивается по времени на M равных частей. Для n -го интервала времени ($n \leq M$) выражение для забойного давления в конце этого интервала имеет вид

$$P_{\text{нач}}^2 - P_{\text{заб}}^2(n) = q_1 \varphi_1(n) + (q_2 - q_1) \cdot \varphi_1(n-1) + \dots + (q_i - q_{i-1}) \cdot \varphi_1(n-i+1) + \dots + (q_n - q_{n-1}) \cdot \varphi_1(1) + Bq_n^2 + \lambda_n - \mu_n. \quad (4.117)$$

В выражении (4.82) добавлены члены λ_n, μ_n , являющиеся невязками для определения забойного давления.

В соответствии с вышеизложенным на функцию $\varphi_1(i)$ накладываются следующие ограничения, связанные с тем, что нечетные производные по времени положительны, а четные производные — отрицательны. Эти условия могут быть представлены в виде

$$\begin{aligned} \varphi_1(i) &> 0, \quad i = 1, \dots, M; \\ \varphi_1(i) - \varphi_1(i-1) &> 0, \quad i = 2, 3, \dots, M; \\ \varphi_1(i) - 2\varphi_1(i-1) + \varphi_1(i-2) &< 0, \quad i = 3, 4, \dots, M; \\ \varphi_1(i) - 3\varphi_1(i-1) + 3\varphi_1(i-2) - \varphi_1(i-3) &> 0, \quad i = 4, 5, \dots, M. \end{aligned} \quad (4.118)$$

Ввод невязок λ_i и μ_i связан с тем, что при количественном определении функции влияния забойные давления определяются как величины, несколько отличающиеся от замеренных. Это связано в первую очередь с погрешностью определения забойного давления, а также неадекватностью расчетной модели условиям фильтрации газа. Величины λ_i и μ_i могут быть только положительными. Таким образом, если забойное давление $P_{\text{заб}}(i)$ определяется с завышением, то $\lambda_i > 0$ и $\mu_i = 0$. И наоборот, если забойное давление $P_{\text{заб}}(i)$ определяется с занижением, то $\lambda_i = 0$ и $\mu_i > 0$.

Функция влияния $\varphi_1(i)$ определяется так, чтобы она удовлетворяла условиям (4.118), при этом сумма $F = \sum_{i=1}^M \lambda_i + \mu_i$ была бы минимальной. При такой постановке рассматриваемая задача является типичной задачей линейного программирования. Используя ранее разработанные методы решения задач линейного программирования, определяют функцию влияния, коэффициенты a и b .

Далее могут быть реализованы следующие возможности:

1. Строится график зависимости $\varphi_1(i)$ от $\ln(i)$. Если на графике имеется прямолинейный участок, то данные исследования можно обработать для схемы однородного пласта. Наклон прямолинейного участка к оси абсцисс равен $\mu z / (2\pi kh)$. Это позволяет определить гидропроводность пласта kh/μ . Отрезок, отсекаемый на оси ординат, равен $\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{2,25\chi\Delta t}{r_c^2}$. Здесь Δt –

интервал времени, на который разбит анализируемый период исследования.

2. По характеру изменения конечного участка функции можно судить о характере строения пласта-коллектора.

3. Можно определить коэффициент фильтрационного сопротивления a . В этом случае коэффициент a является переменной постоянно растущей (с ростом времени t) величиной. Экстраполируя функцию влияния до значения $\ln T_1$, можно определить коэффициент a , который будет реализован в скважине при ее работе в течение времени, равного T_1 . Если пласт неограничен по протяженности и однороден по строению, то зависимость функции влияния от $\ln T$ будет прямолинейной, задача экстраполяции упростится. Для этого необходимо график зависимости $\varphi_1(i)$ от $\ln(i)$ продлить до значения $\ln k$, где $k = MT_1/T$.

Существует другой способ решения поставленной задачи, когда обрабатывают результаты исследований, используя зависимость логарифма производной от функции влияния по времени от логарифма времени. Находится графическое отображение решения $\Phi(t)$ в форме зависимости $\ln\Phi(t)$ от $\chi t/R_0^2$, где R_0 – некоторый геометрический размер. Функция влияния строится также в билигарифмической системе координат. Совмещением этих кривых находят соответствующие значения параметров пласта. Применение принципа совмещения создает некоторый элемент субъективности, с одной стороны, а с другой стороны – дает возможность определять степень влияния исследуемых параметров на результаты расчетов и уточнить строение пласта.

4. При обработке результатов исследования определяется коэффициент квадратичного фильтрационного сопротивления b .

5. При высококачественных исследованиях скважины (постоянное измерение расходов газа с высокой степенью точности, а также забойного давления) и при наличии эффективных математических продуктов линейного программирования можно осуществить зондирование пласта, что будет изложено ниже.

Эталонные кривые целесообразно строить в системе координат $\ln \frac{4\pi m h^3}{q_0 P_{ст}} \frac{\partial P}{\partial t}$ от $\ln(\chi t/h^2)$.

Затем строится график зависимости $\ln\varphi'(t) - \ln t$. Совмещая производную от функции влияния

с новыми эталонными кривыми, определяем $\alpha_1 = \frac{4\pi m h^3}{q_0 P_{ср}}$ и $\alpha_2 = \frac{\chi}{h^2}$. Определив α_1 и α_2 , можно

найти параметр $\frac{kh}{\mu} = \frac{q_0}{4\pi} \alpha_1 \alpha_2$. Кроме того, можно оценить параметр mh^3 .

Изложенный выше метод построения функции влияния может быть усовершенствован дополнительным учетом требования точного равенства расчетного и фактического давления для некоторых моментов времени (для этого в уравнении 4.117 для некоторых моментов времени невязки следует положить равными нулю). Это приведет к увеличению ограничений на функцию влияния и позволит получить более точное решение. Однако если ограничений такого типа будет много, то задача может стать некорректной и решить ее методом линейного программирования не представится возможным. В настоящее время не удастся дать рекомендации по количеству таких ограничений. Это зависит от многих факторов, в том числе от качества измерений в процессе исследования и от разрешающей способности используемого продукта. Можно определить число таких ограничений методом проб и ошибок.

Пример – На рисунке 4.23 приведены изменения дебита и забойного давления по результатам исследования скважины.

Данные исследования заносятся в таблицу 4.9 по нижеследующей форме.

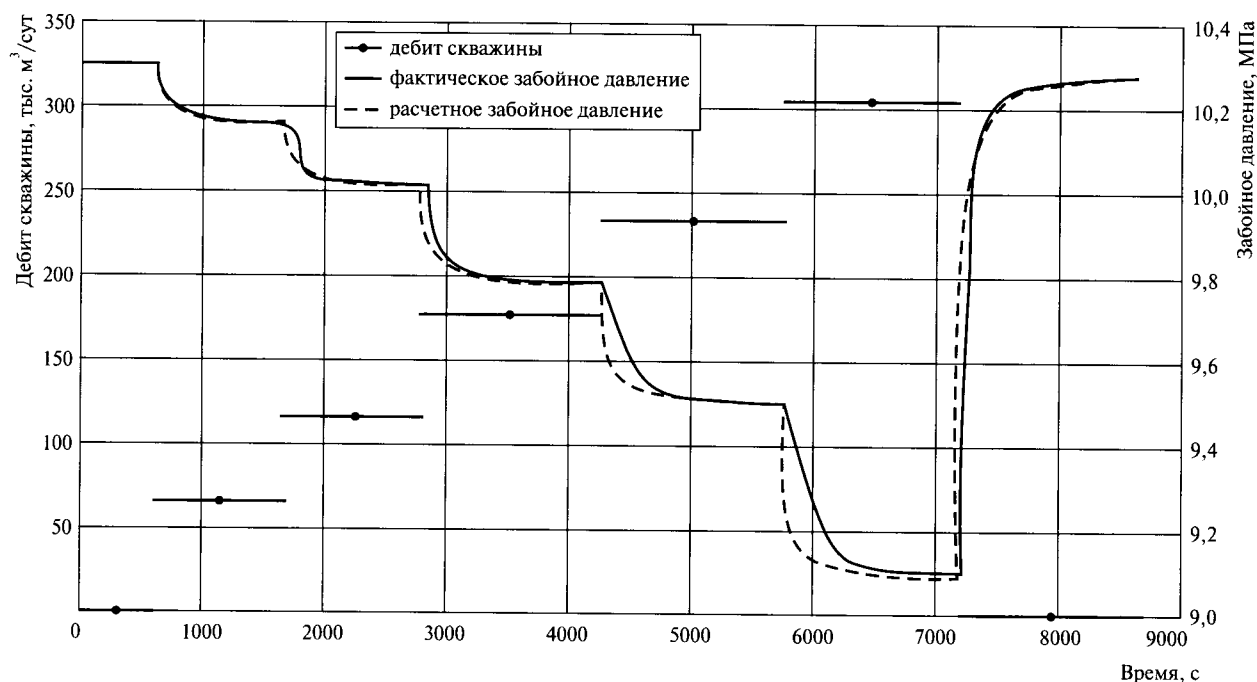


Рисунок 4.23 – Изменения забойного давления и дебита в процессе исследования скважины

Таблица 4.9 – Обработка результатов исследований

Номер интервала	Начало интервала, с	Конец интервала, с	Дебит скважины, тыс. м ³ /сут	Забойное давление, МПа	Разница квадратов давлений, МПа ²
1	0	0	0,0	10,30	0,00
2	0	500	66,2	10,18	2,33
3	500	1000	66,2	10,17	2,65
4	1000	1500	116,6	10,03	5,32
5	1500	2000	116,6	10,02	5,67
6	2000	2500	176,6	9,82	9,48
7	2500	3000	176,6	9,79	10,16
8	3000	3500	176,6	9,79	10,16
9	3500	4000	233,3	9,61	13,56
10	4000	4500	233,3	9,52	15,32
11	4500	5000	233,3	9,51	15,47
12	5000	5500	304,3	9,24	20,55

После этого по разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» программе рассчитывается функция влияния.

Рассчитанная функция влияния приведена на рисунке 4.24.

Как видно из рисунка, при больших интервалах времени функция выполаживается. Это позволяет определить коэффициент линейного фильтрационного сопротивления a как предельное значение функции влияния. Он оказался равным 0,0328 МПа²/тыс. м³/сут. Расчеты также показали, что коэффициент квадратичного фильтрационного сопротивления b оказался равным 0,00015 МПа²/(тыс. м³/сут)².

Выше был изложен метод определения функции влияния, когда весь период исследования разбивался на равные по продолжительности интервалы. В настоящее время разработан

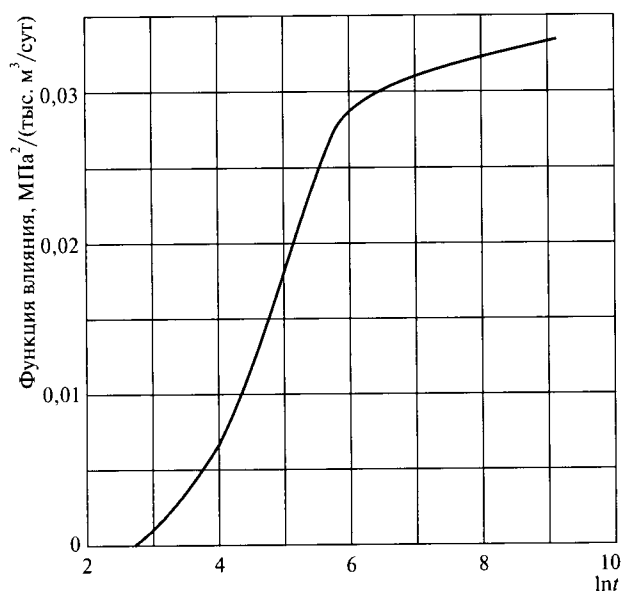


Рисунок 4.24 – Функция влияния для скважины, работающей с переменным дебитом

также метод обработки результатов исследования, когда интервалы времени могут быть произвольными.

В этом случае исходные данные для решения задачи удобнее представить в форме вышеуказанной таблицы 4.9.

Применение функции влияния для обработки кривых восстановления давления при кратковременной работе скважины до ее остановки

В тех случаях, когда получена КВД, а скважина до ее остановки работала относительно короткое время (продолжительность ее работы на последнем режиме перед остановкой меньше 3–4 интервалов восстановления давления), необходимо при обработке КВД учитывать предварительную работу скважины.

В основу обработки положено вышеизложенное представление о неустановившейся фильтрации газа в пласте.

Пусть до остановки скважина, начиная с некоторого момента времени $t_{\text{оп}}$ (который условно назовем опорным), работала на m режимах с дебитом q_i на каждом режиме.

Если пластовое давление на опорный момент времени известно, то обозначив его $P(t_{\text{оп}})$, выражение (4.117) можно представить в виде

$$P_{\text{заб}}^2(t) - P_{\text{пл}}^2(t_{\text{оп}}) = -q_1 \varphi(t + t_1) - (q_2 - q_1) \cdot \varphi(t + t_2) - \dots - (q_m - q_{m-1}) \cdot \varphi(t + t) + q_m \varphi(t) + \lambda - \mu,$$

где под q_i понимается дебит скважины на i -м интервале после опорного момента времени;

t_i – промежуток времени от начала i -го интервала до остановки скважины;

q_m – дебит газа на последнем режиме работы скважины перед остановкой;

$\varphi(t)$ – функция влияния.

Составляется система уравнений и заносится в таблицу по форме, соответствующей форме таблицы 4.9. Дебит газа до остановки скважины должен быть в этой таблице отрицательной величиной.

Если неизвестно пластовое давление в опорный момент времени, то величина $P_{\text{пл}}^2(t_{\text{оп}})$ подлежит определению при решении системы уравнений (4.117).

Определение параметров пласта по кривой восстановления давления при наличии притока газа в скважину после ее остановки

Применение изложенного метода регуляризации задачи определения параметров пласта позволяет более достоверно оценивать параметры пласта по КВД при необходимости учета притока газа в скважину после ее закрытия на устье. В этом случае по-прежнему составляются исходные данные по форме вышеуказанной таблицы 4.9. Кроме того, необходимо знание величины дебита скважины до ее остановки.

Пример – В таблице 4.10 приведены данные восстановления забойного давления в скважине, работавшей с дебитом 304 тыс. м³/сут.

Затем скважина была остановлена на 25 мин. Измерение забойного давления осуществлялось глубинным манометром.

Для начальных моментов времени в таблице 4.10 приведено изменение дебита притока газа в скважину, а также изменение разницы квадратов текущего и начального давлений на забое.

В результате расчетов было определено значение коэффициента фильтрационного сопротивления b и функции влияния, график которой изображен на рисунке 4.25, где по оси абсцисс отложено значение $\ln t$, где t – время закрытия скважины на устье.

Таблица 4.10 – Исходные данные для расчета функции влияния

Номер интервала	Начало интервала, с	Конец интервала, с	Дебит скважины, тыс. м ³ /сут	Разница квадратов давлений, МПа ²
1	0	0	304	0
2	0	5	200	8634
3	5	10	121	8853
4	10	15	80	8998
5	15	20	83	9151
6	20	25	65	9272
7	25	30	67	9397
8	30	35	62	9514
9	35	40	57	9622
10	40	45	51	9718
11	45	50	55	9823
12	50	55	49	9916
13	55	60	41	9996
14	60	65	40	10074

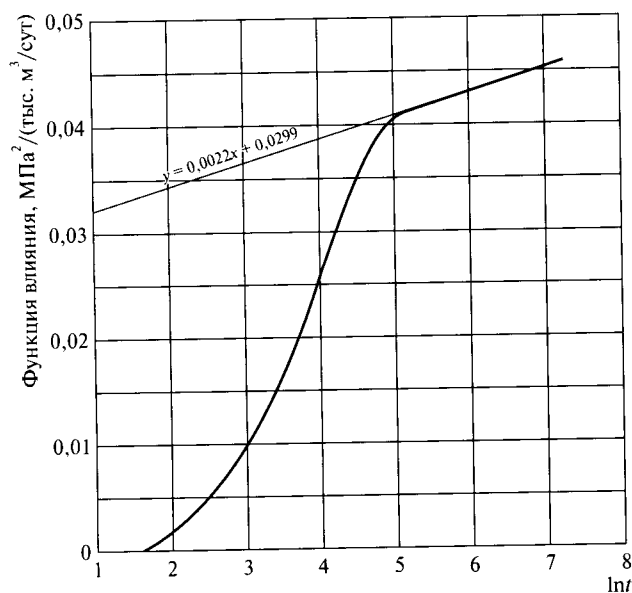


Рисунок 4.25 – График функции влияния

Из рисунка видно, что кривая зависимости имеет два прямолинейных участка. Принимаем, что второй участок отражает параметры пласта. Зная наклон этого участка кривой к оси абсцисс – величину $\beta = 0,0022$, по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{36,86}{\beta} \quad (4.119)$$

определим гидропроводность пласта $kh/\mu = 16800 \text{ Д·см/сП}$.

Кроме того, в результате расчетов было установлено, что коэффициент квадратичного фильтрационного сопротивления b равен $0,00103 \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}^2 / (\text{тыс. м}^3)^2$.

4.8 Зондирование пласта с применением функции влияния

Под зондированием пласта понимается определение характера изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади месторождения по результатам исследования скважин. Сущность данного метода заключается в следующем. У исследователя имеется гипотеза о строении пласта коллектора, на основании которой строят предполагаемую модель пласта, придавая ей определенные значения параметров. Эти параметры задаются в безразмерном виде. Например, при моделировании пласта с кольцевой неоднородностью задают отношение радиуса зоны, где происходит смена значений фильтрационно-емкостных свойств пласта к радиусу скважины и отношение значений ФЕС внешней зоны к внутренней.

На основании численного моделирования определяется зависимость $\frac{\Delta p^2 2\pi kh}{q_0 \mu z P_{\text{ст}}} \text{ от } \ln \frac{\chi t}{R_0^2}$,

где $\Delta p^2 = p^2(0) - p^2(t)$ – расчетное статическое падение давления на забое скважины при ее работе с дебитом q_0 в момент времени t ; R_0 – некоторый характерный размер моделируемого пласта, в качестве которого может быть принят радиус скважины. Эта зависимость строится в

координатах $\ln \frac{\Delta p^2 2\pi kh}{q_0 \mu z P_{\text{ст}}}$ и $\ln \frac{\chi t}{R_0^2}$. Строится несколько кривых для разных значений безразмер-

ных параметров предполагаемой модели пласта. Эти кривые называются эталонными. Далее обрабатывают данные исследования скважин по методике, изложенной в предыдущем разделе, и получают функцию влияния $\phi(t)$. Затем функция влияния в координатах совмещается с одной из эталонных кривых. Выбирается кривая, совмещение которой с эталонной кривой наилучшее. Такая кривая называется оптимальной. Параметры оптимальной кривой принимаются в качестве параметров предполагаемой модели. Строятся новые эталонные кривые, параметры которых близки к параметрам оптимальной кривой, и повторяется предыдущая процедура совмещения новой эталонной кривой с функцией влияния. Если при этом наблюдается лучшее

совпадение, чем в предыдущей операции, предполагаемой модели придают значения новых параметров и процедуру повторяют. Если не наблюдается лучшего совпадения, принимаются параметры, соответствующие оптимальной кривой на предыдущем шаге.

По расхождению значений $\ln\phi(t)$ и $\ln \frac{\Delta p^2 2\pi k h}{q_0 \mu z P_{ст}}$ определяют значение гидропроводности

пласта, а по расхождению значений $\ln(\chi t/R_0^2)$ и $\ln i$ — значение $\chi \Delta t/R_0^2$.

К недостаткам данного метода относится необходимость разработки (наличия) компьютерной программы для расчета предполагаемой модели.

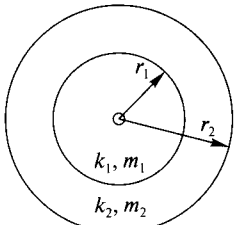
Метод зондирования может служить дополнительным обоснованием предполагаемой модели пласта. При этом не гарантировано получение однозначных результатов. Высока вероятность, что проведенные исследования могут также отвечать и другим гипотезам строения пласта. Результаты определения параметров пласта по методу зондирования без привлечения дополнительных соображений не могут являться основанием для принятия технологических решений.

Для получения удовлетворительных результатов необходимо длительное исследование скважины на неустановившемся режиме. Отношение времени исследования к времени начала достоверности должно быть не менее 100.

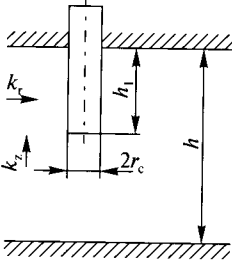
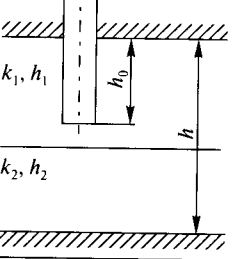
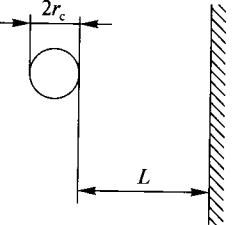
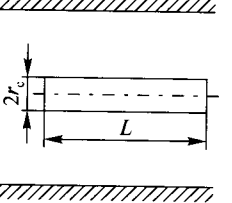
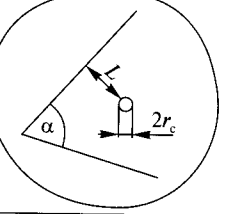
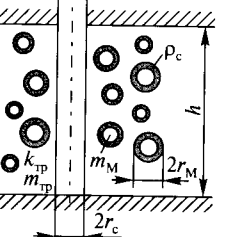
В настоящее время имеется значительное количество решений и компьютерных программ для построения универсальных эталонных кривых для ряда вариантов гипотез строения пласта. Ниже следует перечисление гипотез строения пласта, для которых могут быть составлены компьютерные программы (таблица 4.11).

Приведенные в таблице схемы не являются универсальными. Может быть составлена математическая модель пласта, соответствующая иной гипотезе, получено решение и на его основании построены серии эталонных кривых, которые затем будут совмещены с функцией влияния. Не рекомендуется при проведении совмещения строить более 5 эталонных кривых.

Таблица 4.11 — Перечень схем, для которых имеются универсальные эталонные кривые

Строение пласта и конструкция скважины	Схема	Параметры, которые могут быть определены с помощью эталонных кривых
Кольцевая неоднородность		$\frac{r_1}{r_2}, \frac{r_2}{r_1}, \frac{k_2}{k_1}, \frac{m_2}{m_1}$

Продолжение таблицы 4.11

Строение пласта и конструкция скважины	Схема	Параметры, которые могут быть определены с помощью эталонных кривых
Гидродинамически несовершенная скважина в анизотропном пласте		$\frac{k_z}{k_r}$
Гидродинамически несовершенная скважина		$\frac{k_1 h_1}{k_2 h_2}, \frac{h_1}{h}$
Скважина у границ экрана		$\frac{r_c}{L}$
Горизонтальная скважина		$\frac{r_c}{L}$
Скважина к клинообразному пласту		$\frac{r_c}{L}, \alpha$
Пласт с двойной пористостью		$\frac{r_M}{h}, \frac{\rho_c}{k_{тр}}, \frac{m_{тр}}{m_M}$

Окончание таблицы 4.11

Строение пласта и конструкция скважины	Схема	Параметры, которые могут быть определены с помощью эталонных кривых
Пласт с двойной пористостью и проницаемостью		$\frac{r_M}{h}, \frac{k_T}{k_M}, \frac{m_{TP}}{m_M}$

Изложенный метод является промежуточным звеном между аналитическим методом обработки результатов исследования и математическим моделированием разработки месторождений на постоянно действующих технологических моделях. На постоянно действующих технологических моделях можно выделить фрагмент пласта и изменить ФЕС пласта; на скважине или на группе скважин соответствующим путем менять дебит. Параметры пласта выбираются таким образом, чтобы осуществлялось наилучшее совпадение расчетной кривой с измеренной. Таким образом поступают, когда производится адаптация модели по данным разработки. Для того чтобы широко использовать постоянно действующие технологические модели пласта при обработке результатов исследования скважин необходимо, чтобы они обладали следующими свойствами:

- возможностью использовать сетку при расчетах призабойной зоны, моделируя ее несколькими десятками ячеек;
- возможностью «отключать» из расчетов область, не влияющую на процесс исследования с целью сокращения времени расчета;
- учет влияния характеристик скважины на процесс при неустановившейся фильтрации;
- возможностью автоматически изменять параметры пласта и находить оптимальные решения (параметры пласта и скважины) по определенному критерию.

4.9 Комбинирование методов исследования скважин при установившейся и неустановившейся фильтрации для определения параметров пласта

При исследовании скважин на установившихся режимах фильтрации определяют коэффициенты фильтрационных сопротивлений скважин a и b . Параметр a для случая однородного пласта определяется выражением

$$a = \frac{\mu z T_{ст}}{2\pi k h P_{ст} T_{пл}} \ln \frac{2,25\chi}{r_{с.пр}^2}. \quad (4.120)$$

Определить проницаемость (гидропроводность) из этого выражения не представляется возможным. Из него можно только оценить величину значения kh/μ . Если порядок величины

пьезопроводности можно оценить, то значение приведенного радиуса $r_{с.пр}$ может отличаться от радиуса скважины на несколько порядков. Величина $r_{с.пр}$ определяется по формуле

$$r_{с.пр} = r_c e^{-C_1 + C_2}, \quad (4.121)$$

где C_1, C_2 — коэффициенты гидравлического несовершенства скважины (скин-фактор) по характеру и степени вскрытия. Для их определения существует множество методов. Однако их определение (особенно коэффициента несовершенства по характеру вскрытия) связано со множеством неопределенностей, вызванных технологическими процессами при сооружении скважин, влияние которых на призабойную зону трудно (а точнее, невозможно) оценить (кальматация пласта при бурении и капитальном ремонте, перфорация скважин, работы по интенсификации, разрушение пласта при эксплуатации и пр.).

При исследовании скважин при неустановившемся режиме, как правило, удается вычислить параметр $\beta = \mu z P_{ст} T_{пл} / (2\pi k h T_{ст})$, из которого определяется гидропроводность пласта kh/μ и $\chi/r_{с.пр}^2$. Это позволяет оценить приведенный радиус скважины и тем самым степень несовершенства скважины.

По кривой восстановления давления, обрабатывая ее в координатах $P_{заб}^2(t) - \ln(t)$ и по отрезку, отсекаемому на оси ординат, рассчитываем параметр $bq_0^2 + \frac{q_0 \mu z T_{ст}}{2\pi k h P_{ст} T_{пл}} \ln \frac{2,25\chi}{r_{с.пр}^2}$. Затем

согласно вышеизложенному находим $r_{с.пр}$. Таким образом, на основании данных исследования скважин и одной кривой восстановления давления удастся определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b , пьезопроводность пласта и (двумя способами) коэффициент гидродинамического несовершенства скважин. Это позволяет обрабатывать результаты исследования пласта, который можно рассматривать как однородный, по крайней мере, за пределами призабойной зоны.

При проведении исследований скважин с применением функции влияния в случае однородного пласта непосредственно определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления

a и b , коэффициент гидропроводности, параметр $\frac{\mu z T_{ст}}{2\pi k h P_{ст} T_{пл}} \ln \frac{2,25\chi}{r_{с.пр}^2}$, который также позволяет оценить степень несовершенства скважины.

При обработке материалов исследований скважины с применением функции влияния получается значение коэффициента фильтрационного сопротивления b , а также функция $\varphi_1(t)$ для диапазона $0 \leq t \leq T$, где T — время исследования скважины.

Для случая однородного пласта функцию влияния можно интерпретировать выражением

$$\frac{\mu z T_{\text{ст}}}{2\pi k h P_{\text{ст}} T_{\text{пл}}} \ln \frac{2,25 \chi t}{r_c^2}. \text{ Тогда результаты исследования можно интерпретировать по методике}$$

обработки КВД для условно мгновенного закрытия скважины на забое, откладывая на оси ординат значения функции влияния, а по оси абсцисс — $\ln t$. Это позволяет определить коэффициент фильтрационного сопротивления a , гидропроводность пласта kh/μ и оценить коэффициент гидродинамического исследования скважины.

В случае неоднородного пласта графическое исследование материалов в форме зависимости $\varphi_1(t) - \ln(t)$ и последующее экстраполирование этой зависимости позволяет определить коэффициент фильтрационного сопротивления a , с применением метода зондирования пласта — некоторые параметры пласта.

4.10 Особенности исследования скважин в порово-трещинных коллекторах

Одна из особенностей скважин, вскрывающих пласты с порово-трещинным коллектором, заключается в том, что с увеличением дебита и снижением давления в призабойной зоне возникает возможность смыкания трещин. Это приводит к уменьшению продуктивности скважин и росту фильтрационных сопротивлений. Однако с увеличением дебита скважин увеличивается доля фильтрационных сопротивлений, связанных с нарушением линейного закона фильтрации. Из-за определенных погрешностей при измерении параметров, приближенной схематизации процесса фильтрации при исследовании скважин (условность наступления установившейся фильтрации, пренебрежение наличием шумов в пласте, предположение неизменности коэффициентов b разделить эффект нарушения линейного закона фильтрации и эффект смыкания трещин при современном уровне развития измерительной техники и существующим представлениям подземной гидрогазодинамики по данным исследования скважин не представляется возможным. В настоящее время эффект от изменения проницаемости от давления приходится списывать на коэффициент фильтрационных сопротивлений b . Возможно, что перспективы появятся, если одновременно производить исследования с отбором и закачкой газа в пласт. Однако опыта исследований по такой технологии нет и их следует отнести к типу специальных.

Если при исследовании скважин отсутствует нарушение линейного закона фильтрации, то имеется определенная возможность выявить зависимость проницаемости от давления, что актуально для скважин, вскрывающих пласты с трещиновато-поровым коллектором.

В результате эксплуатации газового месторождения в течение длительного срока происходит падение давления и смыкание трещин. Это приводит к увеличению коэффициентов

фильтрационных сопротивлений. По анализу изменения этих коэффициентов можно судить о влиянии давления на проницаемость горных пород. Но это уже не задача исследования скважин, а задача контроля и анализа разработки месторождений. Хотя и в этом случае возникает множество проблем, связанных с тем, что в процессе разработки могут возникать ситуации, когда изменение фильтрационных сопротивлений от других факторов более ощутимо, чем влияние давления на проницаемость (и, возможно, коэффициент извилистости, определяющий коэффициент фильтрационного сопротивления b).

Имеется возможность определения параметров таких пластов по данным исследования скважин при неустановившейся фильтрации. В настоящее время имеется несколько гидродинамических моделей трещиновато-порового коллектора. Наиболее распространенной моделью является модель Баренблатта – Желтова, когда трещинная среда наполняется матричными блоками. Матричный блок имеет некоторые характерные размеры (длину куба, радиус сферы), объем порового пространства, коэффициент связи матрицы с трещиной, определяющий величину перетока флюида с перепадом давления между трещиной и матрицей. Трещины обладают некоторой проницаемостью и пористостью. Проницаемость трещины на несколько порядков больше проницаемости матрицы, а объем порового пространства в трещинах намного меньше порового объема матрицы. Из физических соображений следует, что в начальный момент времени возмущения в пласте в малой степени будут влиять на процесс изменения давления в матрице. Работают только трещины. Изменение давления, вызванное возмущением, будет определяться фильтрационно-емкостными свойствами трещин. Далее на изменение давления начинает существенно влиять процесс переноса газа из трещин в матрицу. Это приводит к замедлению процесса восстановления давления. При длительных промежутках времени давление в трещинах и в матрице становится практически одинаковым и процесс восстановления давления происходит так же, как в однородном пласте. На кривой восстановления давления следует ожидать два прямолинейных участка – начальный участок, отражающий свойства трещин, и конечный участок, отражающий свойства матриц.

Рассмотрим плоскорадиальное течение флюида в пласте (осложненное перетоком флюида из трещины в матрицу). Представим матрицу в виде сферических тел радиусом R_0 , вложенных в пласт толщиной h (рисунок 4.26). В этом случае, принимая распределение линий тока в блоке матрицы радиальным, гипотетические КВД не имеют двух прямолинейных участков.

Определение параметров, характеризующих свойства трещиновато-поровых коллекторов, по данным исследования неустановившейся фильтрации является сложной гидрогазодинамической задачей. При этом следует уделять внимание диапазону времени, в течение которого необходимо проводить исследования. Этот диапазон может быть расширен как за счет уве-

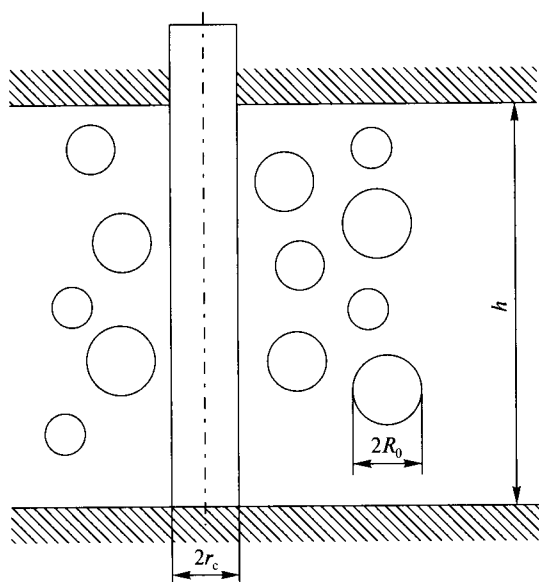


Рисунок 4.26 — Схема притока газа в трещиновато-пористом пласте с блоками матрицы шаровидной формы

личения времени исследования, так и за счет повышения информативности данных исследований при малых моментах времени.

В практике исследования скважин получил определенное распространение метод Полларда — Пирсона. Его теоретическое обоснование (принимается плоскопараллельная схема фильтрации) вызывает ряд вопросов.

По гипотезе Полларда — Пирсона функция влияния (кривая восстановления скважины при отсутствии притока на забое) представляется в виде зависимости (применительно к газовым скважинам):

$$\varphi_1(t) = A \exp(-\alpha_1 t) + B \exp(-\alpha_2 t) + C \exp(-\alpha_3 t);$$

$$\alpha_3 > \alpha_2 > \alpha_1. \quad (4.122)$$

Утверждается, что при обработке результатов исследования скважины в координатах получается несколько прямолинейных участков, что обусловлено процессами массопереноса между трещинами и матрицей. Предлагается метод определения коэффициентов A , B , C , α_1 , α_2 , α_3 , заключающийся в последовательном определении коэффициентов A и α_1 , затем B и α_2 и т.д. Коэффициент C определяет перепад давления между давлением в системе трещин всего пласта и давлением в системе трещин в призабойной зоне, коэффициент B характеризует проницаемость трещины, коэффициент $K_{Т+К} = 1/[1 + \alpha_2/\alpha_1(B/A + B)]$ определяет динамическую емкость трещин и каверн.

Такая процедура приводит к неопределенности при оценке коэффициентов B , C , α_1 , α_2 , α_3 , связанных с погрешностями при определении функции влияния (КВД). Этот метод требует проведения длительных во времени исследований, а также использования КВД при малых моментах времени, когда на процесс восстановления давления оказывают влияние многие трудно

учитываемые факторы. Когда изменение давления становится соизмеримым с чувствительностью манометра, на функцию влияния также начинают действовать другие факторы (работа скважины до снятия КВД, работа соседних скважин, неоднородность пласта, формы границ пласта). Поэтому несмотря на внешнюю привлекательность метода Полларда – Пирсона, следует критически относиться к результатам его применения.

4.11 Определение параметров пласта по данным реагирования скважины

Успехи в применении глубинных приборов, записывающих изменение давления на большом интервале времени (несколько суток) с высокой степенью точности (до 0,001 МПа), позволяют использовать метод определения параметров пласта по данным реагирования скважин, соседних с возмущающей (метод гидропрослушивания). Этот метод имеет ряд особенностей, в частности, его применение позволяет определять емкостные характеристики пласта.

Методика исследования методом гидропрослушивания заключается в следующем. Выбираются возмущающая и реагирующая скважины. В возмущающей скважине создают импульсы для возбуждения пласта. Технологически наиболее удобными формами создания импульса возбуждения являются пуск скважины в работу с постоянным дебитом отбора (закачки) газа. Тех же результатов можно достичь и остановкой скважины. Необходимо, чтобы во время проведения исследований возмущение в реагирующей скважине было на порядок больше, чем изменение (шумы) давления в ней в зависимости от других факторов (реакция соседних скважин, падение пластового давления и др.). В реагирующей скважине осуществляется регистрация изменения забойного давления. Регистрация давления может осуществляться как на устье скважины, так и на забое с помощью глубинного манометра. Однако показания устьевых манометра связаны с погрешностями, вызванными влиянием атмосферных условий и другими факторами, и могут существенно исказить результаты. Поэтому измерять давление необходимо глубинным манометром с чувствительностью не менее 0,001 МПа. При измерении давления величина абсолютного давления может изменяться в пределах 0,1–0,2 МПа. Однако изменение давления необходимо измерять с точностью не менее 0,01 МПа.

При проведении исследований методом гидропрослушивания необходимо принять меры, чтобы на результаты измерений не влияла работа соседних скважин. Поэтому изменение режима работы скважин, расположенных на расстоянии менее $3R_0$, где R_0 – расстояние от реагирующей до возмущающей скважины, должно быть исключено. За несколько суток до проведения исследований манометр должен быть спущен в скважину для определения фона изменения давления в пласте. Если в процессе получения фоновых измерений обнаружено закономерное изменение давления, то в последующем при обработке данных необходимо из кривой реагирования вычесть фоновое значение, получаемое путем его экстраполяции.

Отметим, что на реально разрабатываемом месторождении, где происходит добыча газа, падение давления на реагирующей скважине, вызванное разработкой, соизмеримо (или даже больше) с изменением давления, вызванного работой возмущающей скважины. Так, например, если исследуемая скважина находится на месторождении, где падение давления в год составляет 1,0 МПа, то за реальный период исследования скважины (от 0,5 до 2 суток) давление в реагирующей скважине изменится от общего падения давления на месторождении на 0,0032 МПа. Сопоставление с предварительной оценкой изменения давления в реагирующей скважине (например, 0,004 МПа) от импульса давления в возмущающей может привести к выводу о том, что практически невозможно получить достоверную информацию от планируемых исследований методом гидропрослушивания без учета фонового изменения. Однако это можно осуществить, если фон падения давления постоянный и определено его значение. Учитывая этот фон, можно ожидать положительных результатов.

Время регистрации импульса возмущения и реагирования скважины должно быть строго синхронизировано. Возмущение можно создать не только пуском скважины в работу, но и существенным изменением дебита. Если в процессе исследования дебит возмущающей скважины по каким-либо причинам был изменен, это изменение должно быть строго зафиксировано.

Время, необходимое для проведения исследования, можно ориентировочно определять исходя из формулы, отображающей изменение давления в однородном пласте не ограниченном по простираанию:

$$\Delta p = -\frac{Q_0 \mu z P_{\text{ст}} T_{\text{пл}}}{4\pi k h P_{\text{пл}} T_{\text{ст}}} E_i \left(-\frac{R^2}{4\chi t} \right), \quad (4.123)$$

где Q_0 — изменение дебита газа, приведенного к стандартным условиям;

$P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}$ — соответственно давление и температура в пласте;

$P_{\text{ст}}, T_{\text{ст}}$ — стандартные значения давления и температуры;

z — коэффициент сверхсжимаемости газа;

kh/μ — гидропроводность пласта;

$\chi = k P_{\text{пл}} / (m\mu)$ — коэффициент пьезопроводности пласта;

R — расстояние от возмущающей скважины до реагирующей.

На рисунке 4.27 приведен график зависимости безразмерного давления

$$P = \frac{4\pi k h p_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}{Q \mu p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}} \Delta P(t) \text{ от безразмерного времени } T = 4\chi t / R^2 \text{ (график зависимости } \ln[-Ei(-x)]$$

от $-\ln x$). Пользуясь этим графиком, можно путем совмещения его с результатами исследований определять параметры пласта, а также планировать проведение исследований. Зная пластовое

давление и ресурсы, которыми владеет исследователь — величина возможного дебита возмущения, точность приборов для измерения забойного давления, выделенное время для проведения исследований — определяем величину P . Затем по эталонной кривой определяем соответствующее T . По формуле $t = R^2 T / (4\chi)$ оцениваем реальное время для проведения исследований.

Пример — Определить, можно ли ожидать удовлетворительных результатов от проведения исследования по методу гидропрослушивания при следующих данных:

- точность измерения давления — 0,005 МПа (0,05 кгс/см²);
- расстояние между скважинами — 200 м;
- пластовое давление — 10 МПа (100 кгс/см²);
- вязкость газа — 0,018 мПа·с (0,018 сП).

Предполагаемые параметры пласта:

- толщина — 50 м;
- проницаемость — $0,5 \cdot 10^{-12}$ м² (500 мД);
- пористость — 0,2 (20 %).

Температуру пласта принимаем равной 300 К.

Время, в течение которого намечено проведение исследования и регистрация давления, ограничено двумя сутками (172800 с). Дебит возмущающей скважины равен 500 тыс. м³/сут.

По приведенным выше формулам определяем величину P . Она равна 1,385, то есть $\ln P = 0,325$. Проводим на эталонной кривой (рисунок 4.27) горизонтальную прямую, ордината которой равна 0,325. Она пересекает эталонную кривую в точке $\ln T = 1,772$, то есть $T = 5,88$. Затем определяем в соответствии с вышеприведенными формулами время t , с момента которого надежно измеряется забойное давление (в данном случае 42000 с). Поэтому от проведения исследований следует ожидать удовлетворительных результатов.

Зная чувствительность приборов, задаемся Δp . По приведенной выше формуле (4.123) определяем $-Ei(-R^2/(4\chi t))$, затем время t , при котором будет достигнуто изменение давления в реагирующей скважине на величину Δp .

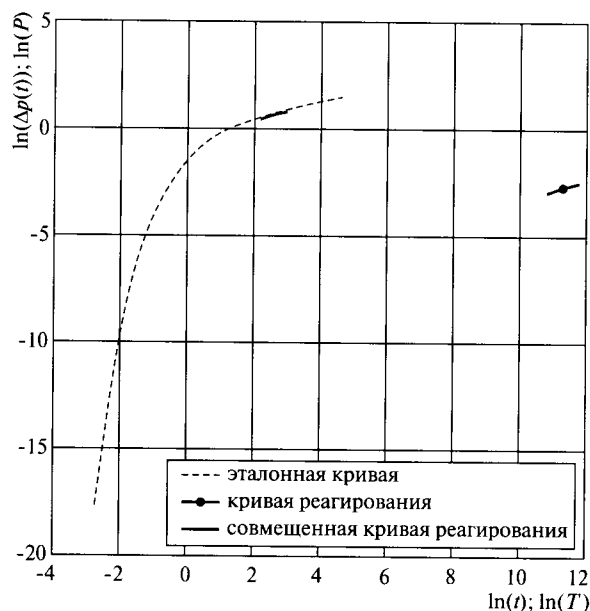


Рисунок 4.27 — Совмещение кривой реагирования с эталонной кривой

В результате исследования фиксируется дебит возмущающей скважины Q_0 и кривые реагирования $\Delta p(t)$. Обработка позволяет определять гидропроводность пласта, которую обозначим через α_1 , и пьезопроводность пласта, которую обозначим через α_2 . Зная эти величины, можно определить удельную емкость пласта mh :

$$mh = \frac{P_{\text{пл}} \alpha_1}{\alpha_2}. \quad (4.124)$$

Для определения гидропроводности и пьезопроводности пласта на одном графике сопоставляются кривая реагирования скважины в координатах $\ln \Delta P(t)$ от $\ln t$ и эталонная кривая зависимости $-Ei(-x)$ от $-x$, построенная в билогарифмических координатах. По разнице значений на оси ординат определяется гидропроводность пласта, а по разнице значений на оси абсцисс — пьезопроводность.

В случае если дебит возмущающей скважины изменяется во времени, то вместо изменения давления $\Delta p(t)$ можно использовать функцию влияния $\varphi_1(t)$, которая представляет собой изменение давления в реагирующей скважине при единичном и постоянном во времени дебите газа возмущающей скважины.

Методически более обоснованно, исходя из имеющихся представлений о строении пласта, построить математическую модель процесса реагирования скважины и найти изменение давления в реагирующей скважине для нескольких (безразмерных) параметров этой модели. Полученная зависимость отображается на графике и называется эталонной кривой. Кривую реагирования (при условии ее получения при постоянном дебите возмущающей скважины) или функцию влияния совмещают с эталонной кривой. Параметры эталонной кривой отображают параметры исследуемого пласта.

Пример — На реагирующей скважине, отвечающей условиям вышеприведенного примера, получена кривая реагирования — изменение забойного давления. Давление измерялось с начала пуска в работу возмущающей скважины. Использовались результаты измерения давления в течение 1,7 сут, начиная с момента времени, когда давление изменилось по сравнению с первоначальным на 0,005 МПа (точность измеряющих приборов). Далее был построен график зависимости $\ln[\Delta p(t)]$ от $\ln t$. При этом под $\Delta p(t)$ понимается изменение давления в реагирующей скважине с начала пуска в работу возмущающей скважины в МПа, t — соответственно время в секундах. График указанной зависимости приведен выше на рисунке 4.27. Там же приведена эталонная кривая.

Прибавляя к значению $\ln[\Delta p(t)]$ некоторую величину A_1 , а к величине $\ln t$ некоторую величину A_2 и варьируя величинами A_1 и A_2 , то есть сдвигая кривую реагирования, добиваемся наилучшего совпадения кривой реагирования с эталонной кривой. Совмещение получено при сдвиге кривой вверх на величину $A_1 = 3,2$ и влево на величину $A_2 = -9$.

Далее по формулам

$$\frac{Q_0 \mu P_{cm} T_{пл}}{4 \pi k h P_{пл} T_{cm}} = \exp(-A_1) \text{ и } \frac{\chi}{R^2} = 0,25 \exp(A_2) \quad (4.125)$$

определяем параметры пласта – гидропроводность kh/μ (α_1) и пьезопроводность $\chi = R^2 \exp(A_2)$ (α_2). Эти параметры соответственно равны $kh/\mu = 112900 \text{ Д·см/сП}$, $\chi = 12340 \text{ см}^2/\text{с}$. По формуле (4.124) определяем удельную емкость пласта $mh = P_{пл} \alpha_1 / \alpha_2 = (100 \cdot 112900) / 12340 = 915 \text{ см}$.

5 Проведение газоконденсатных исследований и обработка их результатов

5.1 Влияние истории эксплуатации скважины на результаты газоконденсатных исследований

Для насыщенных углеводородных систем немаловажное значение имеет история эксплуатации скважин, существенно влияющая на результаты исследования.

Газоконденсатная залежь может изначально содержать насыщенную углеводородную систему, либо подобная система может возникнуть в залежи в результате эксплуатации, когда пластовое давление достигает давления начала конденсации.

Если депрессия на пласт в скважинах, дренирующих насыщенную углеводородную систему, превышает 10 % от пластового давления, в призабойной зоне скважины формируется область, насыщенная выпавшим из газа конденсатом.

При уменьшении депрессии газосодержание конденсата, ранее выпавшего в призабойной зоне, возрастает. Зона, насыщенная конденсатом, сужается, так как конденсат постепенно переходит в паровую фазу. При увеличении депрессии уже выпавший конденсат разгазируется, а зона, насыщенная конденсатом, расширяется.

В обоих случаях до момента стабилизации области равновесного насыщения продукция скважины не соответствует по компонентному составу пластовой углеводородной системе. Поэтому исследовать эксплуатационную скважину на газоконденсатность необходимо на рабочем режиме. Причем режим работы скважины перед исследованием не должен меняться в течение двух недель.

Если эксплуатационная скважина по какой-либо причине была переведена в резервный фонд, то время стабилизации увеличивается до трех и более месяцев после возобновления эксплуатации. В противном случае КГФ, а следовательно, и потенциал C_5H_{12+B} , полученный во время исследований, возрастают в 1,5–2 раза по сравнению с их истинными значениями.

Поздняя стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений характеризуется интенсивным поступлением жидкой фазы (вода, углеводородные жидкости) на забой скважины.

Промысловые наблюдения, проведенные на скважинах, показали, что за некоторый промежуток времени до обводнения на скважинах резко увеличивается добыча конденсата. Это связано с эффектом вымывания выпавшего в пласте конденсата внедряющейся в залежь водой. Таким образом, сначала к скважине подходит конденсатная оторочка, а затем пластовая вода.

Содержание конденсата в продукции таких скважин превышает среднепромысловую и даже начальную величину. Одновременно существенно изменяются физико-химические свойства конденсата, утяжеляется фракционный состав, увеличивается плотность, молекулярная масса; конденсат, обычно светлый на поздней стадии разработки, приобретает темную окраску.

Пример – Влияние режима работы скважин на ретроградные процессы в пласте на Уренгойском газоконденсатном месторождении

Промысловые исследования одной из скважин проводились на трех режимах (по 24 ч на каждом режиме):

- рабочий – скважина исследовалась при давлении, равном устьевому давлению при работе в промысловый коллектор;

- сокращенный (зажатый) – скважина работала при давлении, близком к статическому;

- форсированный (разжатый) – скважина работала при давлении ниже рабочего на 0,15–0,20 МПа.

Применение, наряду со стандартными методами, исследования углеводородов на молекулярном уровне (газожидкостная хроматография и инфракрасная спектроскопия) позволило выявить детали, отражающие влияние режима работы скважины не только на содержание конденсата в добываемом газе, но и на его состав.

Режим работы скважины отражается на всем спектре углеводородного состава конденсата.

Изменения в составе и количестве конденсата по режимам работы скважин (пример – скважина № 2323) следующие:

Режим	Потенциал C_{5+} , г/м ³	Плотность, г/см ³	90 %-ная точка выкипания, °C	C_{5+} , % мол.	C_{16+} , % мол.
Рабочий	54,7	0,7188	180	67,9	0,19
Сокращенный	48,8	0,7166	164	70,9	0,11
Форсированный	56,4	0,7194	182	67,6	0,32

При переходе с рабочего на сокращенный режим работы скважины происходит снижение содержания конденсата в составе добываемого газа (54,7–48,8 г/м³) с одновременным облегчением конденсата (плотность 0,7188–0,7166 г/м³, 90 %-ная точка выкипания 180 °C – 164 °C, концентрация легких УВ C_{5+} 67,9–70,9 % мол., концентрация высококипящих УВ C_{16+} 0,19–0,11 % мол.), что указывает на интенсивное выпадение его в призабойной зоне.

На форсированном режиме потенциальное содержание УВ C_{5+} восстановилось (54,7–56,4 г/м³), но добываемый конденсат утяжеляется даже в сравнении с рабочим режимом (плотность 0,7188–0,7194 г/м³, 90 %-ная точка выкипания 180 °С – 182 °С, концентрация легких УВ $n-C_{5+}$ 67,9–67,6 % мол., концентрация высококипящих УВ C_{16+} 0,19–0,32 % мол.). Таким образом, переход работы скважины на форсированный режим способствовал очистке призабойной зоны от выпавшего конденсата, в том числе и ранее перешедшего в жидкую фазу в процессе эксплуатации. Пример распределения десятиградусных фракций конденсата скважины № 2306 при различных режимах ее работы показан на рисунке 5.1.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что изменение режима работы скважины влияет на состав добываемого конденсата и его количество.

5.2 Влияние режима работы шлейфа на результаты газоконденсатных исследований эксплуатационных скважин

Исследование эксплуатационных скважин с помощью сепараторов, смонтированных на газосборных пунктах, имеет ряд особенностей по сравнению с исследованиями на сепарационных установках, смонтированных непосредственно на устье скважины. Одной из них является возникновение колебаний технологических параметров (давлений, расходов) различной амплитуды и частоты. В системах совместного внутрипромыслового транспорта такие колебания могут возникнуть при недостаточной загрузке трубопровода, в случаях изменения фазовых соотношений в потоке в результате изменения давления и температуры по длине трубопровода.

Основным фактором, влияющим на результаты ГКИ, является недостаточная загрузка трубопровода (шлейфа). Можно выделить две основные причины недостаточной загрузки трубопровода (шлейфа): резкое снижение производительности скважины в процессе исследования и отключение (на время исследования) скважин, работающих в один шлейф с исследуемой скважиной.

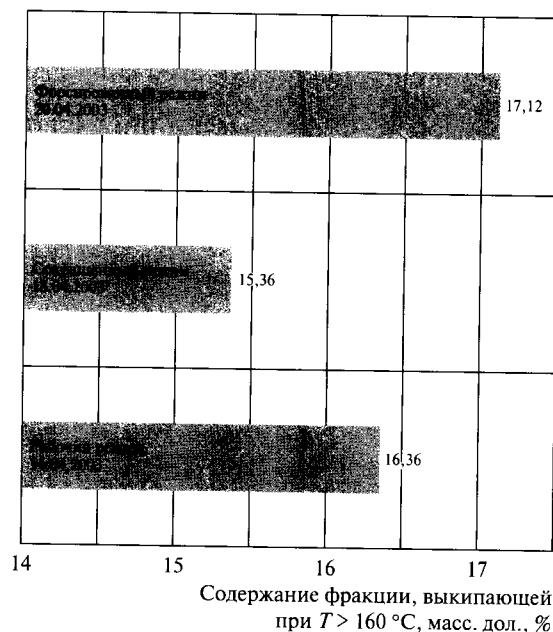


Рисунок 5.1 – Распределение десятиградусных фракций конденсата скважины № 2306 при различных режимах работы скважины

Только после длительной отработки, убедившись, что наступило газогидродинамическое равновесие системы скважина-шлейф-сепаратор, можно осуществлять замер КГФ и отбор проб. Если замеры КГФ показывают цикличность выхода конденсата в КС, необходимо определить продолжительность цикла и рассчитать среднециклический выход конденсата. Пробы конденсата и газа отбираются в тот период, когда выход конденсата равняется среднециклическому.

При кустовом разбуривании месторождения диаметр шлейфа достигает 0,5 м. Для организации исследования одной скважины из куста необходимо прокладывать вдоль основного шлейфа большого диаметра специальный исследовательский шлейф диаметром 0,10–0,15 м.

Пример – На Уренгойском месторождении шлейфы валанжинских скважин сварены из труб, имеющих диаметры 168, 219 и 273 мм.

Шлейф можно представить как чередование нисходящих и восходящих участков трубопровода. Амплитуда и частота колебаний параметров (в том числе объема жидкостных пробок в шлейфе) зависит от диаметра трубопровода. Чем меньше диаметр, тем меньше масса одной жидкостной пробки.

При постоянном дебите газа время стабилизации работы шлейфа зависит от его объема, а амплитуда и частота пульсаций – от диаметра шлейфа. Объемы шлейфов валанжинских скважин изменяются от 11 до 450 м³.

При объеме шлейфа 16,2 м³ и дебите насыщенного конденсата $Q_{н.к} = 12,6$ м³/сут расчетное время стабилизации работы шлейфа наступило чуть больше чем через 6 ч. При объеме шлейфа 255 м³, при $Q_{н.к} = 22$ м³/сут расчетное время стабилизации работы шлейфа наступает по прошествии более 89 ч.

При исследовании на УКПГ вся продукция скважины подавалась в сепаратор С-203 по шлейфу. При этом остальные скважины данного куста на время исследования останавливались. Пропускная способность шлейфа рассчитана на суммарный дебит всех скважин куста. При исследовании одной скважины режим работы шлейфа изменяется – скорость потока в шлейфе уменьшается.

Шлейфы скважин УКПГ-1АВ диаметром 168 мм работают в пробковом режиме, но амплитуда (размер) пробок несоизмеримо меньше тарированного объема замерного сепаратора, частота пульсаций значительно больше времени замера при газоконденсатных исследованиях. Поэтому результаты исследования скважин, которые соединены с С-203 таким шлейфом, можно считать вполне надежными. В то же время ряд результатов исследования скважин УКПГ-5В и УКПГ-8В с диаметром шлейфа 273 мм считать надежными нельзя, так как частота пульсаций и объемы пробок при исследовании были соизмеримы со временем замера и тарированным объемом сепаратора.

При большом диаметре шлейфа (273 мм) время заполнения тарированного объема сепаратора изменялось в широком диапазоне. Так, при исследовании скв. № 5266 200 л конденсата накоп-

ливалось за 40 мин, при исследовании скв. № 5291 первые 200 л накопились за 9 мин, а затем заполнение прекратилось более чем на 1 ч.

При диаметре шлейфа (219 мм) отличие времени заполнения тарированного объема сепаратора составляло 4–5 мин (скв. № 8396) и 11 мин при исследовании скв. № 8271.

При значительных колебаниях времени накопления конденсата, продолжавшихся в течение суточных исследований и свидетельствующих о нестабильной работе системы пласт-скважина-шлейф-контрольный сепаратор УКПГ, полученные данные считались недостоверными и исследования скважины прекращались.

Исследования с использованием замерных сепараторов УКПГ позволяли проводить измерения для скважин с дебитами не менее 300–400 тыс. м³/сут без выпуска газа в атмосферу, но со значительным сокращением добычи ввиду остановки других скважин куста во время этих работ. Для вывода скважины на рабочий режим (режим работы в газосборный коллектор) требовалось не менее одних суток.

Исследования скважин через замерные сепараторы, анализ проб, обработка данных и расчет на газоконденсатную характеристику более трудоемки, чем через устьевые сепараторы. Так, при исследованиях через замерные сепараторы отбирается комплект проб нестабильного конденсата, который составляет набор из 6 контейнеров (по три с каждой ступени), а при исследованиях через устьевые – 3 контейнера (исследования в одну ступень).

В период 1995–2000 гг. по мере снижения продуктивности большинства скважин представительность исследований на газоконденсатную характеристику через замерные сепараторы УКПГ неуклонно снижалась. Основной причиной являлась большая удаленность кустов от УКПГ. Низкие скорости потока в ГСК не обеспечивали стабильную работу системы пласт-скважина-ГСК-сепаратор. Наблюдались значительные колебания времени заполнения тарированного объема замерного сепаратора нестабильным конденсатом.

На поздней стадии разработки снижаются дебиты скважин, уменьшается количество конденсата в газе. Это вызывает увеличение времени стабилизации работы шлейфа. Время простоя остановленных скважин неуклонно увеличивается, а значит снижается объем добычи газа. Это основная причина, по которой приходится отказываться от проведения ГКИ через контрольный сепаратор (КС) на поздней стадии разработки месторождения при отсутствии специального шлейфа от куста скважин до УКПГ (УППГ).

Мониторинг газоконденсатной характеристики рекомендуется осуществлять с использованием полнопоточных сепарационных установок, смонтированных на устье контрольных скважин. В начальный период разработки возможно проводить ГКИ через КС, смонтированный на площадке УКПГ (УППГ).

5.3 Особенности исследования на газоконденсатность низкопродуктивных пластов с длительной стабилизацией давления и дебита

Исследование на газоконденсатность низкопродуктивных газоконденсатных залежей характеризуется следующими факторами:

- длительной (иногда до 30 дней) стабилизацией давления и дебита вместо нескольких часов, предусмотренных действующей Инструкцией [1]. В соответствии с законом об охране окружающей среды продолжительность продувки скважины, необходимой для полной стабилизации давления и дебита, должна быть сокращена до минимума. Необходима оценка влияния неполноты стабилизации давления и дебита на результаты исследования на газоконденсатность. Следует считать целесообразным в пределах допустимой точности, принятой при подсчете запасов газа и конденсата, проводить определение газоконденсатной характеристики, не дожидаясь полной стабилизации давления и дебита;
- создаваемой депрессией на пласт, значительно превышающей максимально допустимую (в пределах 10 % – 20 %) от пластового давления, предусмотренную Инструкцией;
- отсутствием условий для выноса потоком газа выпавшего в призабойной зоне конденсата на поверхность вследствие низкой продуктивности скважины.

При длительной стабилизации давления и дебита качественное исследование на газоконденсатность желательно проводить после ввода скважины в эксплуатацию. Первичные данные о содержании конденсата можно получить с небольшой погрешностью и при неполной стабилизации дебита скважины.

Наличие низкопродуктивных коллекторов в залежи, как правило, обуславливает значительные депрессии на пласт. Увеличение депрессии на пласт приводит к выпадению конденсата в зоне с глубокой депрессионной воронкой большого радиуса. Поэтому состав добываемого конденсата может оказаться переменным в течение длительного отрезка времени. Постоянство фракционного состава выходящего конденсата — один из основных показателей достоверности получаемых результатов при исследовании на газоконденсатность в случае большой депрессии на пласт. Отсутствие условий выноса выпавшего на забое конденсата может существенно влиять на качество получаемой газоконденсатной характеристики залежи.

5.4 Методика определения состава пластового газа и потенциального содержания конденсата при двухступенчатой сепарации

При высоком давлении или температуре в полнопоточном сепараторе замер выхода конденсата и отбор проб необходимо проводить при двухступенчатой сепарации газа.

Проведение ГКИ методом двухступенчатой сепарации дается на примере Уренгойского НГКМ. Исследования скважин с помощью контрольных сепараторов проводились в соответ-

ствии с методикой исследований скважин валанжинских залежей Уренгойского месторождения на газоконденсатную характеристику с использованием КС УКПГ, применяемой в ООО «Газпром добыча Уренгой» с 1986 г. Методика позволяет проводить исследования без выпуска газа в атмосферу и полностью утилизировать получаемую продукцию.

Скважины исследовались на рабочих режимах в две ступени сепарации. Исследуемая скважина переключалась в работу через КС УКПГ, при этом другие скважины данного куста останавливались.

На УНГКМ использовались сепараторы конструкции ЦКБН «Минхиммаш», которые входят в комплект УКПГ под индексом С-203.

Режим работы скважины устанавливался с помощью регулируемого штуцера (ШР) на перепускном газосборном коллекторе (ГСК) здания переключающей аппаратуры (ЗПА). В случае необходимости на устье исследуемой скважины или перед входным ШР ЗПА УКПГ предусмотрена подача ингибитора (водометанольный раствор с концентрацией 75 % – 90 %) для предотвращения образования гидратов. В сепараторе происходило разделение газовой и жидкой фаз.

Для определения газоконденсатной характеристики (ГКХ) исследовались скважины, рабочий дебит которых составлял более 400 тыс. м³/сут. Такой дебит необходим для выноса жидкости с забоя скважины при лифтовых трубах диаметром 114 мм и стационарного транспорта газожидкостной смеси от куста до УКПГ.

Для исследования подбирались скважины с незначительным дебитом пластовой воды, так как проведение систематических замеров дебита воды в условиях Уренгойского месторождения на сепараторах С-203 не представлялся возможным по следующим причинам:

- в период нарастающей и стабилизированной добычи дебит воды исследуемых скважин характеризовался величинами на два порядка меньшими относительно дебитов конденсата, что приводило к неоправданному увеличению времени исследования скважин вследствие длительного заполнения тарированной емкости для воды;

- вынос воды из шлейфа, в отличие от выноса газового конденсата, характеризуется крайней неравномерностью. Попытки исследовать этот процесс, выявить периодичность выноса и связать с технологическими причинами не приводят к однозначным результатам.

Количество выделившегося КГН определялось по времени заполнения тарированного объема КС. По полученным замерам рассчитывается среднее время накопления КГН в тарированном объеме. Отклонение времени накопления от среднего не должно превышать 2 %. В случае единичных отклонений времени замера, вызванных кратковременными изменениями в работе технологической линии, на которую работает исследуемая скважина, эти замеры не учитываются.

При значительных колебаниях времени накопления конденсата, продолжавшихся в течение суточных исследований и свидетельствующих о нестабильной работе системы скважина-ГСК-КС УКПГ, полученные данные считались недостоверными и исследования скважины прекращались.

Дебит газа сепарации измерялся с помощью диафрагменного измерителя расхода газа типа ДСС, давления измерялись образцовыми манометрами класса точности 0,4, температура – ртутными или спиртовыми термометрами.

Ввиду того что по технологическим особенностям УКПГ рабочее давление сепаратора С-203 в зависимости от периода разработки достигало величины 12 МПа, газ сепарации содержал значительное количество конденсата. Содержание конденсата в газе сепарации первой ступени (С-203) по скважинам колебалось от 25 до 60 г/м³. На УКПГ Уренгойского газоконденсатного месторождения технически невозможно осуществить исследование скважин в две ступени с сепарированием полного потока продукции скважины. Как следствие в качестве второй ступени сепарации при ГКИ использовалась малогабаритная установка БЛУИС-2 конструкции ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Одновременно с замерах времени накопления в КС определяется количество КГН, содержащегося в газе сепарации после КС. Для этого часть потока газа сепарации направлялась на вторую ступень сепарации (БЛУИС-2), где из газа, прошедшего первую ступень, дополнительно выделялся КГН при давлении, близком давлению максимальной конденсации (5,5 МПа). Расход газа сепарации после БЛУИС-2 измерялся счетчиком РГ-40.

Отбор части потока для сепарации в БЛУИС-2 производился после диафрагмы ДСС, которая выполняла также роль смесителя, то есть максимально возможно обеспечивала однородность потока по сечению трубы.

Основным недостатком БЛУИС-2 является низкая пропускная способность. В установку поступает незначительная часть (от 0,5 % до 2 %) газа сепарации первой ступени.

Достоинством установки БЛУИС-2 является то, что она позволяет осушить газ до остаточной концентрации C_5H_{12+} – 1 г/м³.

Физико-химические свойства конденсата и газа сепарации определялись в лабораториях НТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», для чего в контейнеры отбирались соответствующие пробы нестабильного конденсата с первой и второй ступеней сепарации и пробы газа сепарации второй ступени. Удельный выход КГН определялся отношением количества выделившегося в сепараторе конденсата к количеству газа, пропущенного через сепаратор.

В процессе исследований снимаются термодинамические параметры устья скважины, входа ЗПА, замерного сепаратора.

При проведении ГКИ использовалось следующее оборудование:

- ДСС — сильфонный дифманометр, устанавливается в месте расположения диафрагмы на линии выхода газа сепарации первой ступени. Расход газа фиксируется в процентах неравномерной шкалы диаграммы ДСС;

- пробы газа сепарации и КГН отбираются в стальные контейнеры соответственно объемом 50–150 см³ с рабочим давлением до 12 МПа и 400 см³ с давлением до 34 МПа. Пробоотборник (контейнер) представляет собой полый цилиндр с внутренней резьбой на концах, в которые ввинчены игольчатые вентили;

- БЛУИС-2 — блочная малогабаритная сепарационная установка конструкции ООО «ТюменНИИгипрогаз» предназначена для моделирования второй ступени сепарации при исследовании валанжинских скважин через сепаратор С-203. Установка БЛУИС-2 позволяет производить замер удельного выхода как отношения объема выделившегося за время замера КГН к объему газа сепарации второй ступени, прошедшего за это же время через счетчик, входящий в комплект установки. БЛУИС-2 обслуживается инженером и оператором.

При исследовании скважин во второй ступени через замерные сепараторы УКПГ установка БЛУИС-2 подсоединяется к специально оборудованной точке за узлом замера дебита газа сепарации первой ступени.

БЛУИС-2 состоит из следующих блоков и узлов:

- а) метанольница используется для подачи метанола в поток газа, поступающего в малогабаритный сепаратор с целью предотвращения гидратообразования;

- б) сепарационный блок служит для сепарации потока газа из первой ступени. В сепараторе происходит разделение газовой и жидкой фаз, измеряется количество КГН, выделившегося из газа сепарации первой ступени. Газовая смесь поступает в сепарационный элемент через тангенциально расположенный штуцер и проходит по винтовой канавке. Жидкость во вращающемся потоке отбрасывается центробежными силами к наружным стенкам и через тангенциальную щель стекает в мерную емкость. Газ сепарации выводится из сепаратора через штуцер выхода газа. Уровень жидкости наблюдается через мерное стекло. Объем жидкости измеряется по тарированной линейке, расположенной на передней панели. Объем выделившегося КГН ($V_{н.к}$, см³) определяется по тарированному объему сепаратора. В сепараторе с помощью входного и выходного вентиля поддерживается постоянное давление, фиксируемое образцовым манометром. Вентили устанавливаются в режиме дросселирования. Температура газа сепарации фиксируется с помощью термометра, установленного в сепараторе;

- в) блок замера газа состоит из газового счетчика РГ-40, манометра и термометра для определения термобарических параметров газа на выходе из счетчика. Блок служит для замера

количества газа, пропущенного через сепаратор ($Q_{г.сч}$, м³/ч). Газ, пропущенный через счетчик, сбрасывается в атмосферу.

В процессе исследования скважины давление измерялось с помощью образцовых манометров класса точности 0,4. Температура сепарации первой и второй ступеней, а также температура газа, проходящего через счетчик РГ-40, измерялась ртутными термометрами.

Количество газа, прошедшего через сепаратор второй ступени, определяется по формуле

$$Q_{гс} = Q_{г.сч} \cdot K_{пер},$$

где $Q_{г.сч}$ — количество газа, прошедшего через счетчик РГ-40, м³/ч;

$K_{пер}$ — коэффициент пересчета газа:

$$K_{пер} = \frac{T_{ст} P_{сч}}{T_{сч} P_{ст}},$$

где $T_{ст}$ — стандартная температура (293,15 К);

$P_{сч}$ — перепад давления на счетчике, МПа;

$T_{сч}$ — температура газа на выходе из счетчика, К;

$P_{ст}$ — стандартное давление (0,1013 МПа).

Удельный выход КГН во второй ступени сепарации (БЛУИС-2) определяется отношением объема КГН, выделившегося в сепараторе, к объему газа сепарации второй ступени:

$$q_{нк} = \frac{V_{нк}}{Q_{гс}}, \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

Расчет состава пластового газа для этого случая выполняется в соответствии с методикой, изложенной в 9.4.2 части I.

Показатели	Первая ступень	Вторая ступень
Давление, МПа	10	4
Температура, °С	29	-5
Количество выделяющегося КГН, q , см ³ /м ³	22,7	19

Конденсат КГН, отобранный из второй ступени в контейнер объемом 85 см³, подвергли дегазации. При этом было выделено 5,3 дм³ газа следующего состава (молярная доля компонента, %): C_1 — 65,92; C_2 — 17,19; C_3 — 2,79; i - C_4 — 1,36; n - C_4 — 2,75; $C_5H_{12+в}$ — 3,02; CO_2 — 1,48.

Выход дегазированного конденсата составил 67 см³, его плотность — 0,74 г/см³, молекулярная масса — 104.

Состав газа после второй ступени сепарации следующий (молярная доля компонента, %): C_1 — 93,87; C_2 — 3,29; C_3 — 1,06; i - C_4 — 0,16; n - C_4 — 0,22; $C_5H_{12+в}$ — 0,1; N_2O — 0,8; CO_2 — 0,5.

По формулам (9.3) и (9.5) части I вычисляем

$$A = 5,3 \cdot 19/85 = 1,18 \text{ молей};$$

$$B = 19 \cdot 67 \cdot 0,74 \cdot 24,04 / (85 \cdot 104) = 2,56 \text{ молей}.$$

Полученные данные приведены в таблице 5.1.

Для определения состава газа, прошедшего первую ступень сепарации, суммируем число грамм-молей каждого компонента газа, прошедшего вторую ступень сепарации, газа дегазации и C_5H_{12+v} , а затем делим полученную сумму на общее число грамм-молей (1003,74). Состав газа, прошедшего первую ступень сепарации, приведен в столбце 8 таблицы 5.1.

КГН, отобранный из первой ступени сепарации в контейнер объемом 85 см³, был подвергнут дегазации. Выделилось 6,1 дм³ газа следующего состава (молярная доля компонента, %): $C_1 - 82,9$; $C_2 - 11,76$; $C_3 - 2,76$; $i-C_4 - 0,49$; $n-C_4 - 0,61$; $C_{5+} - 0,85$; $CO_2 - 0,6$.

Выход дегазированного конденсата составил 68 см³, плотность его — 0,7855 г/см³, молекулярная масса равна 135.

По формулам (9.3) и (9.5) проводим следующие вычисления:

$$A = 6,1 \cdot 22,7/85 = 1,63 \text{ молей};$$

$$B = 22,7 \cdot 68 \cdot 0,7855 \cdot 24,04 / (85 \cdot 135) = 2,54 \text{ молей}.$$

Полученные данные приведены в таблице 5.2.

По аналогии с составом газа, прошедшего первую ступень сепарации, определяем состав пластового газа (таблица 5.2, столбец 8).

Потенциальное содержание КГС в пластовом газе (П) равно сумме содержаний этих углеводородов в КГН (К) и газе сепарации первой ступени (L).

Таблица 5.1 — Расчет состава газа после первой ступени сепарации

Комп- нент	Газ сепарации второй ступени		Газ дегазации КГН, ото- бранного на второй ступе- ни сепарации		Содержание C_5H_{12+v} в дегази- рованном кон- денсате, моли	Состав газа, прошедшего первую ступень сепарации	
	мол. доля, %	моли	мол. доля, %	моли		моли	мол. доля, %
1	2	3	4	5	6	7	8
C_1	93,87	938,7	65,92	0,78	—	939,48	93,60
C_2	3,29	32,9	17,19	0,20	—	33,10	3,30
C_3	1,06	10,6	8,28	0,01	—	10,70	1,07
$i-C_4$	0,16	1,60	1,36	0,02	—	1,62	0,16
$n-C_4$	0,22	2,20	2,75	0,03	—	2,23	0,22
C_{5+}	0,10	1,00	3,02	0,03	2,56	3,59	0,35
N_2	0,80	8,00	—	—	—	8,00	0,80
CO_2	0,50	5,00	1,48	0,02	—	5,02	0,50
Всего	100	1000	100	1,18	2,56	1003,74	100

Таблица 5.2 – Расчет состава пластового газа при двухступенчатой сепарации

Компонент	Газ сепарации первой ступени		Газ дегазации КГН, отобранного на первой ступени сепарации		Содержание $C_5H_{12+в}$ в дегазированном конденсате, моли	Состав пластового газа	
	мол. доля, %	моли	мол. доля, %	моли		моли	мол. доля, %
1	2	3	4	5	6	7	8
C_1	93,6	936	82,90	1,351	—	937,351	93,34
C_2	3,30	33,0	11,76	0,192	—	33,192	3,31
C_3	1,07	10,7	2,79	0,045	—	10,745	1,07
$i-C_4$	0,16	1,6	0,49	0,008	—	1,608	0,16
$n-C_4$	0,22	2,2	0,61	0,010	—	2,210	0,22
C_{5+}	0,35	3,5	0,85	0,014	2,54	6,054	0,60
N_2	0,80	8,0	—	—	—	8,000	0,80
CO_2	0,50	5,0	0,60	0,010	—	5,010	0,50
Всего	100	1000	100	1,630	2,54	1004,17	100

Потенциальное содержание $C_5H_{12+в}$ в газе сепарации первой ступени сепарации L равно сумме содержания этих углеводородов в КГН K' и газе сепарации L' второй ступени.

Таким образом,

$$П = K + K' + L',$$

где

$$K = \frac{22,7}{85} (0,03 \cdot 6,1 \cdot 0,85 + 68 \cdot 0,7855) = 14,3 \text{ г/м}^3;$$

$$K' = \frac{19}{85} (0,03 \cdot 5,3 \cdot 3,02 + 67 \cdot 0,74) = 11,2 \text{ г/м}^3;$$

$$L' = 10 \cdot 0,1 \cdot \frac{72}{24,04} = 3 \text{ г/м}^3.$$

Следовательно, $П = 14,3 + 11,2 + 3 = 28,5 \text{ г/м}^3$.

5.5 Прогноз распределения конденсата в системе двухступенчатой сепарации

При проектировании обустройства месторождения необходимыми параметрами являются количество конденсата, выделяющегося в первой и второй ступенях сепарации, количество конденсата в дегазаторе, количество и состав газа дегазации, плотность и усадка КГН в пластовом газе и плотность КГС. Получить эти данные можно путем постановки лабораторных экспериментов с использованием двух установок высокого давления. Одна из них имитирует пласт, в котором рекомбинируется проба, другая служит в качестве сепаратора первой ступени. В качестве второй ступени используют сепаратор одной из установок. Смешивание конденсата первой и второй ступеней осуществляется в сепараторе. Сепараторы установок высокого давления используют для моделирования конденсата во второй ступени сепарации и конденсатопровода.

Ниже приведена методика изучения распределения конденсата в системе двухступенчатой сепарации на примере залежи БУ₁₄ Уренгойского месторождения. Потенциальное содержание конденсата – 245 г/м³, плотность стабильного конденсата – 742 кг/м³.

Комплекс исходных данных, полученных экспериментально на УГК-3 и расчетом, следующий:

- при давлении 13 МПа и температуре 24 °С выделяется 480 см³ КГН на 1 м³ газа сепарации. Коэффициент усадки КГН при снижении давления до 8 МПа при температуре 10 °С равен 0,8;
- в сепараторе второй ступени при давлении 8 МПа и температуре минус 10 °С выделяется 136 см³/м³ КГН;
- общее количество КГН, поступающего на дегазацию с давлением 8 МПа и температурой 0 °С, – $480 \cdot 0,8 + 136 = 520$ см³/м³;
- плотность КГН – 575 кг/м³, а коэффициент усадки при давлении до 0,1 МПа при температуре 20 °С – 0,643;
- плотность частично дегазированного конденсата при давлении 1,5 МПа – 635 кг/м³;
- из 1 м³ КГН выделяется 100 м³ газа дегазации, что в пересчете на 1 м³ КГС равно 156 м³, а на 1 т – 211 м³;
- на 1 млн м³ газа сепарации выделяется 520 м³ КГН, что соответствует 335 м³, или 249 т КГС;

- количество газа дегазации, которое будет выделяться на промысле и УСК:
 $520 \cdot 100 = 52$ тыс. м³.

Вес КГН, поступающего на дегазацию, равен 298,5 т.

Используя полученные исходные данные можно провести расчет материального баланса добычи, дегазации и стабилизации конденсата.

Материальный баланс добычи конденсата составлен без учета его технологических потерь на промысле и установке стабилизации, что дает некоторый запас по сравнению с фактическими данными при транспортировке конденсата.

Расчет проведен для случая дегазации конденсата от 8 до 1,5 МПа при температуре минус 10 °С.

Материальный баланс составлен на 1 млн м³ газа сепарации.

По данным лабораторных исследований при дегазации КГН от 8 МПа и 0 °С до 1,5 МПа и минус 10 °С выделяется 175 м³ газа дегазации на 1 т, или 130 м³ на 1 м³ КГС, что в пересчете на 1 м³ КГН равно 83 м³.

Состав газа приведен в таблице 5.3.

Количество газа дегазации на промысле $83 \cdot 520 = 43$ тыс. м³, или 37,5 т.

Количество КГН при давлении 1,5 МПа и температуре 10 °С $298 - 37,5 = 261$ т или 410 м³ (плотность 635 кг/м³).

Количество газа дегазации на УСК $52 - 43 = 9$ тыс. м³, или 12 т.

Количество КГС на УСК 261 – 12 = 249 т.

Количество КГН, поступившее на УСК с учетом газа дегазации и стабилизации, 261/1,052 = 248 т.

Количество газа стабилизации, получаемое на 1 т КГС, $211 - 175 = 36 \text{ м}^3$.

На 1 м^3 КГС – 26 м^3 .

На 1 м^3 КГН – 17 м^3 .

Количество КГС, получаемое на УСК с учетом газа дегазации $249/1,0375 = 241 \text{ г/м}^3$ и с учетом газа стабилизации $249/1,052 = 236 \text{ г/м}^3$.

Результаты расчета количества газов дегазации и стабилизации, а также конденсата представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.3 – Составы газов дегазации и стабилизации

Показатель	Давление, МПа	
	8–15 (дегазация)	1,5–0,1 (стабилизация)
Молярная доля компонента в составе газа, %:		
CH_4	75,59	26,67
C_2H_6	9,2	18,17
C_3H_8	7,37	28,23
C_4H_{10}	3,47	19,75
C_5H_{12+}	3,9	6,96
N_2	0,13	
CO_2	0,34	0,22
Плотность газа, кг/м^3	0,87	1,33

Таблица 5.4 – Количество газов дегазации и стабилизации конденсата

Пределы изменения давления, МПа	Конденсат					Газ дегазации						Товарный газ	Всего, млн м ³
	количество		потенциальное содержание		плотность, кг/м ³	количество		содержание			плотность, кг/м ³	количество, тыс. м ³	
	т	м ³	г/м ³ газа сепарации	г/м ³ с учетом газа дегазации и стабилизации		т	тыс. м ³	м ³ /т КГС	м ³ /м ³ КГС	м ³ /м ³ КГН			
8–1,5 при температуре минус 10 °С	261	410	261	248	835	37,5	43	175	130	83	0,87	43	1,043
От 1,5 при температуре минус 10 °С до 0,1 при температуре 20 °С	249	335	249	236	742	12	9	36	26	17	1,33	52	1,052
Примечания													
1 Объект дегазации и стабилизации – промысел УСК.													
2 При расчете добычи конденсата учтены 9 г/м ³ , уходящие в растворенном состоянии в газе сепарации. Расчет проводили исходя из 520 м ³ КГН на 1 млн м ³ газа сепарации.													

5.6 Особенности исследования пластовых систем, находящихся в околокритическом состоянии

Для околокритических систем промысловые исследования необходимо проводить на нескольких режимах с замером забойного давления и отбором сепараторных проб на каждом режиме. Учитывая характерное свойство околокритических систем — недонасыщенность, эти исследования должны сопровождаться обязательной отработкой скважины после освоения на минимальной депрессии. При этом на всех режимах желательнее поддерживать близкие параметры сепарации, которые для околокритической системы в какой-то мере будут обуславливаться продуктивностью скважины.

Основным требованием к параметрам сепарации должно являться создание благоприятных условий для замера дебита жидких углеводородов, а также отбора представительных проб газа.

Высокое содержание в продукции скважины жидких углеводородов (до 1000 г/м³ и более) обуславливает необходимость применения для повышения точности замеров в качестве сепарационной установки горизонтального сепаратора, имеющего конденсатосборник высокого давления (типа ГСГ). В этом случае время контакта между газовой и жидкой фазами возрастает, а фиксированный объем, используемый для замера, повышается в три раза. При малых дебитах газа встает вопрос использования для его замера специальных счетчиков, так как точность замера дебита в области низких давлений и малых дебитов с помощью ДИКТа существенно снижается.

На стадии промысловых и лабораторных работ главной задачей является определение состава пластового флюида и типа залежи углеводородов (5.7). Состав пластового флюида определяется по результатам исследований сепараторных проб газа сепарации и сырых жидких углеводородов.

5.7 Определение типа залежи

Способы диагностики типа залежи для обычных и глубокозалегающих залежей углеводородов разные. В обычных залежах газоконденсатная система не содержит смолисто-асфальтеновых соединений. Обнаружение даже в небольших количествах смол и асфальтенов в продукции указывает на наличие примеси нефти в конденсате. Информативным показателем отличия нефти от конденсатов является появление бициклических аренов в нефти, которые фиксируются на ИК-спектрах интенсивными полосами поглощения при 800–900 и 1038–1040 см⁻¹. На ИК-спектрах конденсатов указанные полосы поглощения отсутствуют. Появление в составе добываемого конденсата смол и асфальтенов указывает на наличие примеси нефти в продукции скважины (см. патентную информацию [39]).

В глубокозалегающих залежах углеводородов физико-химические свойства нефти и конденсатов сближаются. Для них характерно высокое содержание жидкой фазы в составе поступающей из скважины продукции (более $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$). Фазовое поведение газоконденсатной смеси в сепараторе практически не отличается от фазового поведения нефти. Для определения типа флюида в этих условиях необходимо изучить характер влияния температурного фактора на величину давления однофазного состояния, то есть определить — система растворенного газа в жидкости (нефть) или система растворенной жидкости в газе (конденсат). В первом случае с повышением температуры давление однофазного состояния (давление насыщения) повышается; во втором — величина давления однофазного состояния (давление начала конденсации) снижается. Суть метода заключается в лабораторном исследовании фазового поведения углеводородной системы в установке фазовых равновесий при нескольких температурах, включая пластовую. При исследованиях выполняется серия загрузок с различным содержанием КГС. Система приводится в равновесие и для каждой загрузки определяется значение давления однофазного состояния.

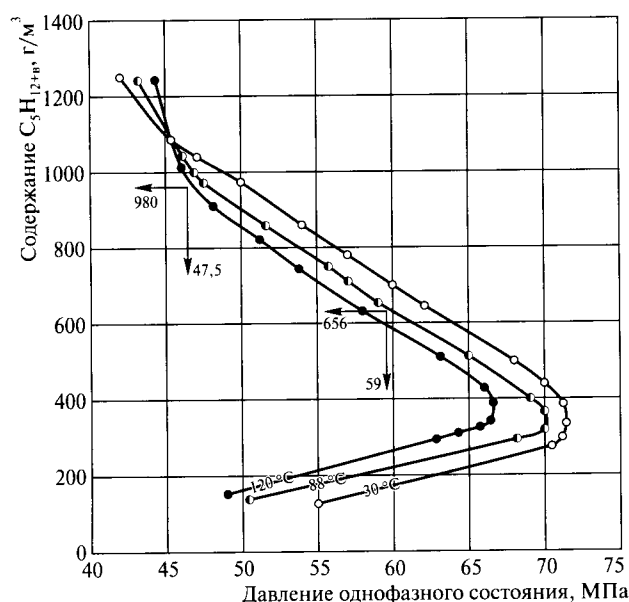


Рисунок 5.2 — Зависимость давления однофазного состояния от содержания углеводородов $C_5H_{12+в}$ при различных температурах

жании углеводородов $C_5H_{12+в}$. В таких залежах дополнительное растворение конденсата ведет к снижению давления, при котором система остается в однофазном газовом состоянии.

Данный метод кроме определения типа залежей позволяет выделять граничные условия существования того или иного типа залежи по конкретным объектам.

Пример — Экспериментальные данные по растворимости углеводородов $C_5H_{12+в}$ приведены на рисунке 5.2, где точка пересечения кривых растворимости характеризует критическую зону.

Судя по характеру влияния температуры на величину давления однофазного состояния, линии, расположенные выше критической точки, являются траекториями точек давления насыщения, ниже — изолиниями точек начала конденсации. Нижняя ветвь графика является классической газоконденсатной, верхняя — газоконденсатной, находящейся в околоскритическом состоянии. Характерным для этих систем является их недонасыщенность при высоком содержании

5.8 Учет влияния ряда факторов на коэффициент извлечения конденсата

Опыт разработки газоконденсатных месторождений (Уренгойское, Оренбургское) показывает, что возникает необходимость внесения поправок в экспериментальные величины КИК, полученные при лабораторном моделировании процесса разработки залежи методом падения пластового давления (см. 9.9 части I). Это связано с влиянием ряда факторов на фазовые превращения газоконденсатных систем в реальных пластовых условиях. К ним относятся, в частности, диоксид углерода, азот, конденсационная вода, нефть, неравномерность ввода залежи в разработку.

Наличие диоксида углерода (более 3 мол. %) увеличивает величину КИК, снижая при этом величину давления начала конденсации ($P_{нк}$).

Поправка к величине $P_{нк}$ на влияние диоксида углерода (%) определяется по формуле

$$\Delta P_{нк} = -0,471 n_k, \quad (5.1)$$

где n_k — процентное содержание диоксида углерода в пластовом газе.

Поправка к величине КИК на влияние диоксида углерода (%) определяется по формуле

$$\Delta \text{КИК} = \sqrt{\frac{n_k}{0,0808}}. \quad (5.2)$$

Пример — Давление начала конденсации пластового газа без диоксида углерода составляет 30 МПа, величина КИК — 0,67. Определить величины $P_{нк}$ и КИК при наличии в пластовом газе 20 мол. % диоксида углерода.

Согласно формулам (5.1) и (5.2) определяем поправки к величинам $P_{нк}$ и КИК с учетом влияния диоксида углерода:

$$\Delta P_{нк} = -0,471 \cdot 20 = -9,4 \%;$$

$$\Delta \text{КИК} = \sqrt{\frac{20}{0,0808}} = 15,75 \%.$$

Величины $P_{нк}$ и КИК с учетом влияния диоксида углерода соответственно равны

$$P_{нк} = \frac{30 \cdot (100 - 9,4)}{100} = 27,18 \text{ МПа.}$$

$$\text{КИК} = 0,67 + 0,67 \cdot 0,157 = 0,77.$$

Азот в пластовом газе снижает величину КИК, но повышает величину $P_{нк}$.

Поправка к величине $P_{нк}$ на влияние азота (%) определяется по формуле

$$\Delta P_{нк} = \sqrt{\frac{n_{N_2}}{0,015}}, \quad (5.3)$$

где n_{N_2} — процентное содержание азота в пластовом газе.

Поправка к величине КИК на влияние азота (%) определяется по формуле

$$\Delta \text{КИК} = -\sqrt{\frac{n_{\text{N}_2}}{0,123}}. \quad (5.4)$$

Пример — Давление начала конденсации пластового газа без азота составляет 22 МПа, величина КИК — 0,64. Определить величины $P_{\text{нк}}$ и КИК при наличии в пластовом газе 20 мол. % азота.

Согласно формулам (5.3) и (5.4) определяем поправки к величинам $P_{\text{нк}}$ и КИК с учетом влияния азота:

$$\Delta P_{\text{нк}} = \sqrt{\frac{20}{0,015}} = 36,5 \%;$$

$$\Delta \text{КИК} = -\sqrt{\frac{20}{0,123}} = -12,75 \%.$$

Величины $P_{\text{нк}}$ и КИК с учетом влияния азота соответственно равны

$$P_{\text{нк}} = 22 + 22 \cdot 0,365 = 30 \text{ МПа};$$

$$\text{КИК} = 0,67 - 0,67 \cdot 0,127 = 0,58.$$

Влияние конденсационной воды на КИК в зависимости от термобарических условий и фазового состояния углеводородов в залежах разнонаправлено.

При нормальных термобарических условиях конденсационная вода снижает величину КИК из недр из-за снижения эффекта испарения выпавшего в пласте конденсата.

В условиях аномально высоких пластовых давлений вода также снижает величину КИК. Отрицательное влияние воды на величину КИК из пласта проявляется в период процесса конденсации углеводородов $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$, способствуя более интенсивному выпадению конденсата.

В системах околокритического состояния конденсационная вода способствует повышению величины КИК за счет более активного процесса испарения углеводородов $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$.

Конденсационная вода в системе летучей нефти играет энергосберегающую роль за счет снижения величины давления насыщения.

Для количественной оценки влияния конденсационной воды на величину КИК необходима в каждом отдельном случае постановка экспериментов.

При наличии примеси нефти в газоконденсатной системе увеличивается величина давления начала и максимальной конденсации углеводородов $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$, возрастают пластовые потери последних, вследствие чего снижается величина КИК. Величина поправки КИК за счет примеси нефти определяется по эмпирической зависимости

$$\Delta \text{КИК} = -0,0014\text{H}^2 + 0,0541\text{H} - 0,0018, \quad (5.5)$$

где H — примесь нефти в конденсате, масс. %.

Пример – Величина КИК равна 0,7. Определить величину КИК при наличии примеси нефти в газоконденсатной системе в количестве 2,9 масс. %.

Согласно уравнению (5.5) поправка по влиянию нефти составит

$$\Delta \text{КИК} = -0,0014 \cdot 2,9^2 + 0,0541 \cdot 2,9 - 0,0018 = 0,143.$$

Тогда величина КИК будет равна

$$\text{КИК} = 0,7 - 0,143 = 0,557.$$

При неравномерном по площади вводе в разработку газоконденсатной залежи проявляется эффект контактной конденсации, за счет чего возникают дополнительные пластовые потери конденсата, то есть снижается величина извлечения конденсата из недр. Величина влияния контактной конденсации на фазовые превращения газоконденсатных систем зависит от термобарических условий залегания залежи и углеводородного состава конденсата. На рисунке 5.3 приведены результаты экспериментов по влиянию контактной конденсации на величину КИК для конденсатов различного состава.

Пример – Величина КИК, определенная методом дифференциальной конденсации, составляет 0,63, температурный градиент залежи – 2,9 °C/100 м, содержание ароматических углеводородов – 13 масс. %, отношение количества ароматических углеводородов к температурному

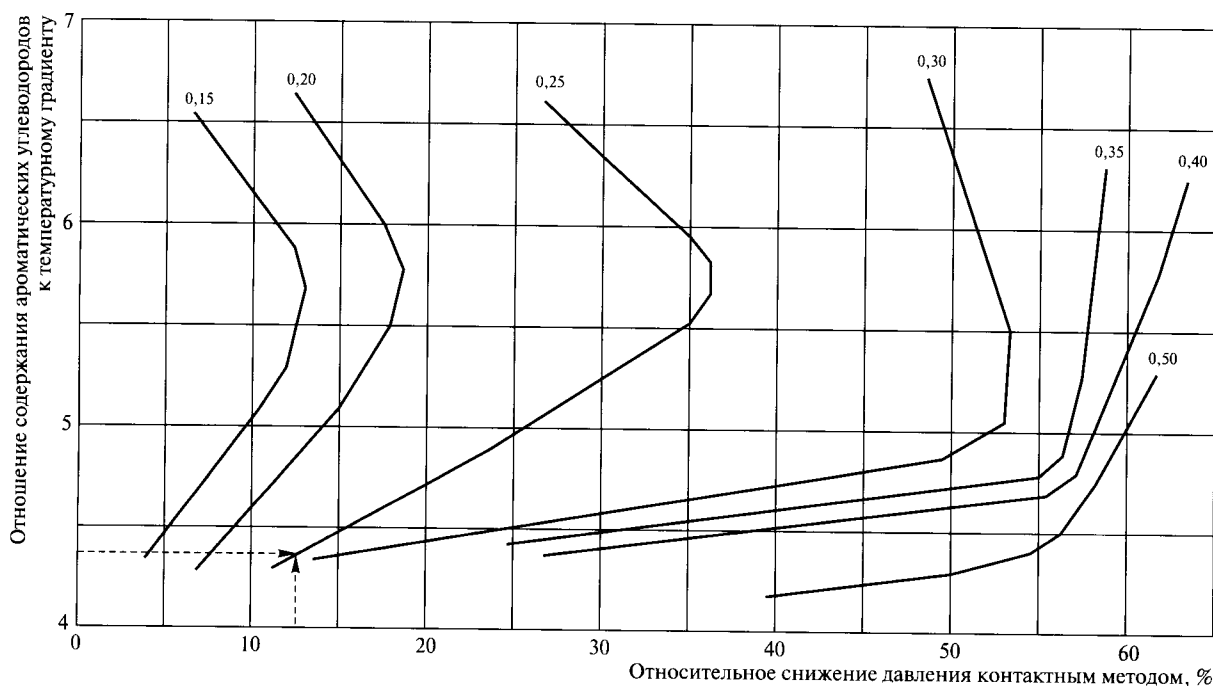


Рисунок 5.3 – Определение относительного изменения коэффициента извлечения конденсата от углеводородного состава при контактно-дифференциальной конденсации

градиенту — 4,4, доля участия процесса контактной конденсации при разработке залежи — 13 %.
Оценить влияние процесса контактной конденсации на величину КИК.

Согласно рисунку 5.3 относительное изменение величины КИК составляет 0,25. Тогда величина КИК равна

$$КИК = 0,63 - 0,63 \cdot 0,25 = 0,47.$$

Примечание — ФГУ «ГКЗ» России протоколом от 28.11.2003 утверждены величины коэффициентов извлечения конденсата по объектам разработки Уренгойского НГКМ с учетом влияния остаточной нефти, конденсационной воды и неравномерности ввода залежей в разработку.

5.9 Обоснование газоконденсатных параметров и характеристик для подсчета запасов, составления проектов разработки и контроля за разработкой

Для подсчета запасов КГС необходимы следующие материалы по обоснованию газоконденсатных параметров и характеристик:

- результаты промысловых исследований на газоконденсатность в соответствии с 9.3 части I;
- расчет состава пластового газа в соответствии с 9.4.2 части I;
- расчет потенциального содержания КГС, этана, пропана, бутанов и при необходимости сероводорода, гелия, двуокиси углерода, азота и газовой серы в соответствии с 9.5 части I;
- для определения КИК используют следующие методы: при содержании КГС в пластовом газе более 25 г/м³ — экспериментальный метод в соответствии с 9.6 части I; при содержании КГС в пластовом газе менее 25 г/м³ — графоаналитический метод по зависимости, приведенной на рисунке 5.4, или по формуле

$$КИК = -0,0087x^4 + 0,362x^3 - 5,6392x^2 + 39,43x - 11,59, \quad (5.6)$$

где x — отношение суммы содержания этана, пропана и бутанов к сумме содержания углеводородов C_5H_{12+v} в пластовом газе.

Расчет балансовых и извлекаемых запасов КГС, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов проводят следующим образом.

Балансовые запасы КГС Q_k , т, вычисляют по формуле

$$Q_k = P \frac{Q_r}{10^6}, \quad (5.7)$$

где P — потенциальное содержание углеводородов C_5H_{12+v} , г/м³;

Q_r — запасы газа, м³.

Балансовые запасы компонентов (в тоннах) в пластовой смеси подсчитывают путем умножения потенциального содержания в ней каждого из компонентов (в г/м³) на запасы пластового

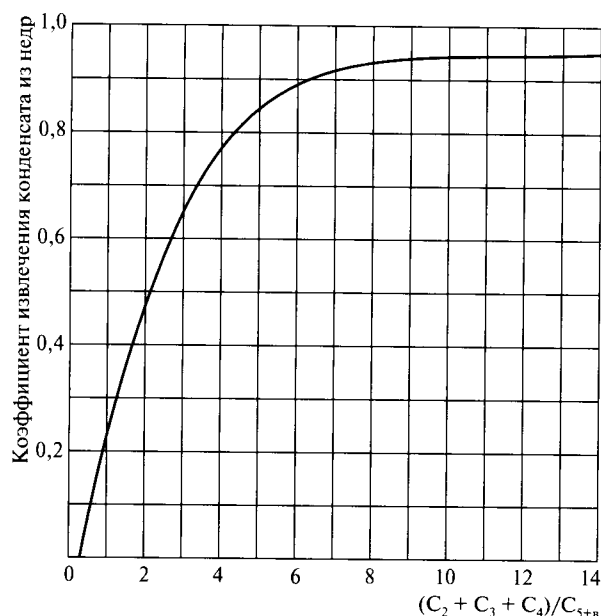


Рисунок 5.4 – Зависимость коэффициента извлечения конденсата из недр от соотношения компонентов пластового газа

газа (в м^3), деленные на 10^6 . Если расчет запасов ведется на «сухой» газ, то потенциальное содержание компонентов на куб. метр «сухого» газа умножают на запасы «сухого» газа по формуле

$$Q_i = \Pi_i \frac{Q_r}{10^6}. \quad (5.8)$$

Извлекаемые запасы КГС (в тоннах) в пластовой смеси подсчитывают путем умножения балансовых запасов КГС (в тоннах) на КИК при стандартном пластовом давлении (0,1013 МПа) по формуле

$$Q_k^{\text{извл}} = Q_k \cdot \text{КИК}. \quad (5.9)$$

Для составления проектов разработки на базе материалов по обоснованию балансовых и извлекаемых запасов КГС, этана, пропана, бутанов, а также неуглеводородных компонентов выполняют прогноз изменения содержания КГС в пластовом газе при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения.

При содержании КГС в пластовом газе более 25 г/м^3 исходной информацией для прогноза является экспериментальная зависимость количества выпадающего КГС от снижения пластового давления, полученная по методике (см. 9.6 части I). Результаты исследований представляются по форме, приведенной в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Результаты определения пластовых потерь КГС

Давление, МПа	$P_{\text{пл}}$									0,1013
Количество выпадающего КГС, г/м^3										

Количество конденсата, которое будет содержаться в извлекаемом из пласта газе на различных этапах снижения давления (при делении всего периода разработки на 10 равных этапов, для каждого из которых проводится расчет), рассчитывают по формулам:

- для первого этапа:

$$q_i = \alpha(0,95q_0 - q_i^{\text{пот}}); \quad (5.10)$$

- для второго и последующих этапов:

$$q_i = \alpha \left(0,95q_0 - 0,1 \sum_{i=1}^{i=i-1} q_i - q_i^{\text{пот}} \right), \quad (5.11)$$

где q_i — текущее потенциальное содержание КГС в извлекаемом из пласта газе в конце i -го этапа, г/м³;

q_0 — начальное потенциальное содержание КГС в извлекаемом из пласта газе, г/м³;

$q_i^{\text{пот}}$ — пластовые потери КГС в конце i -го этапа, г/м³ (определяются экспериментально как количество углеводородов C_5H_{12+v} , выделившихся в установке фазовых равновесий в конце i -го этапа снижения давления);

α — коэффициент, определяемый из таблицы 5.6 в зависимости от номера этапа.

Результаты расчета представляют в форме, приведенной в таблице 5.7 и на рисунке 5.5.

При содержании КГС в пластовом газе менее 25 г/м³ исходной информацией для прогноза являются:

- начальное потенциальное содержание КГС в газе, г/м³;
- фракционный состав КГС;
- обобщенная зависимость количества выпадающего КГС от температуры выкипания 90 % КГС, приведенная на рисунке 5.5;

Таблица 5.6 — Коэффициент для расчета потенциального содержания КГС

Номер этапа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
α	1,05	1,18	1,33	1,54	1,82	2,22	2,86	4,00	6,67	20,00

Таблица 5.7 — Прогноз пластовых потерь и динамики содержания КГС в извлекаемом из пласта газе

Номер этапа	Пластовое давление $P_{\text{пл}}$, МПа	Пластовые потери КГС $q_i^{\text{пот}}$, г/м ³	Текущее потенциальное содержание КГС q_i , г/м ³
0	$P_{\text{нач.}}$		
1	$P_{\text{тек.}}$		
2			
... до 10			

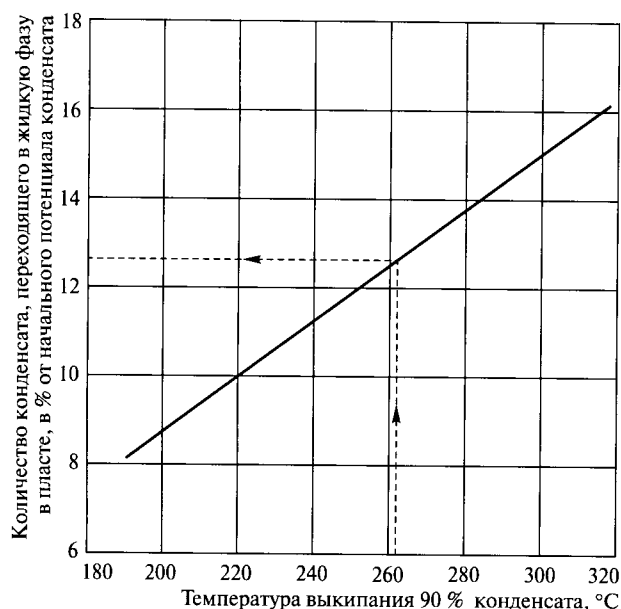


Рисунок 5.5 – Зависимость пластовых потерь КГС от его фракционного состава

- обобщенные зависимости количества выпадающего КГС от снижения пластового давления, представленные на рисунке 5.6 для КГС, 90 % которых выкипают при 200 °C; 220 °C; 240 °C; 260 °C; 280 °C и 300 °C.

По графику на рисунке 5.5 определяют количество КГС, переходящего в жидкую фазу в пласте (показано стрелками), исходя из величины температуры выкипания 90 % КГС. Затем определяют КИК при стандартном давлении (0,1013 МПа) по формуле

$$\text{КИК} = \frac{100 - q_{\text{пот}}^{\%}}{100}, \quad (5.12)$$

где $q_{\text{пот}}^{\%}$ – потери КГС, %.

Для расчета пластовых потерь выбирают одну из изотерм, приведенных на рисунке 5.6, в зависимости от температуры выкипания 90 % КГС и заносят в таблицу 5.8 (строка 2) значения количества выпадающего КГС в процентах от потенциального содержания КГС в пластовом газе. Количество выпадающего КГС $Q_{\text{пот}}$, в г/м³, (строка 3) вычисляют по формуле

$$q_{\text{пот}} = \frac{q_0 q_{\text{пот}}^{\%}}{100}, \quad (5.13)$$

где $q_{\text{пот}}$ – количество выпадающего КГС на каждом этапе снижения давления, г/м³;

$q_{\text{пот}}^{\%}$ – количество выпадающего КГС в % от потенциального содержания КГС в пластовом газе.

Для анализа и контроля за разработкой месторождений необходимо проводить ежегодно текущие газоконденсатные исследования, уточняющие прогноз динамики содержания КГС в пластовом газе.

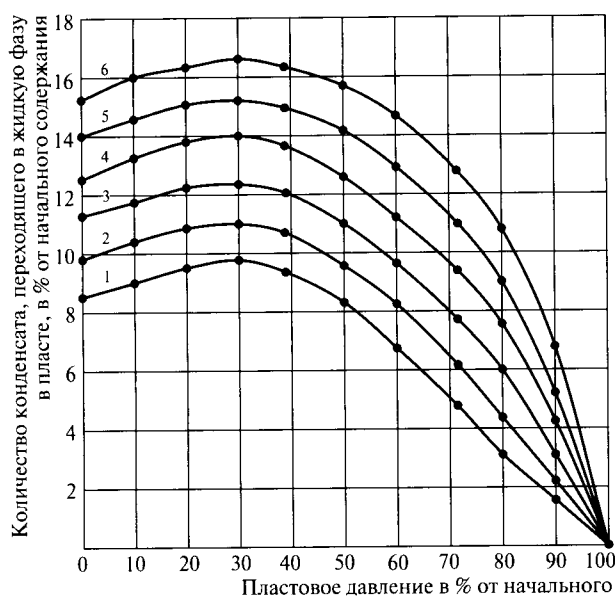


Рисунок 5.6 – Изотермы дифференциальной конденсации пластовых газоконденсатных систем, 90 % КГС которых выкипают при 200 °C – 1; 220 °C – 2; 240 °C – 3; 260 °C – 4; 280 °C – 5; 300 °C – 6

Таблица 5.8 – Пластовые потери КГС

Пластовое давление в долях единицы от начального	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
Количество выпадающего КГС в % от потенциального содержания КГС в пластовом газе										
Количество выпадающего КГС, г/м ³										

Учет запасов КГС проводят по результатам баланса распределения запасов конденсата при разработке месторождения по форме, представленной в таблице 5.9.

В столбцы 2 и 3 заносят утвержденные ГКЗ РФ запасы пластового газа и КГС.

Столбцы 4 и 6 заполняют по результатам измерений.

Столбец 5 заполняют, суммируя значения столбца 4.

Столбцы 7 и 8 заполняют после определения потенциального содержания конденсата в отбираемом из пласта газе при текущем пластовом давлении на конец и середину года в соответствии с 9.5 части I настоящих рекомендаций.

Столбец 9 заполняют по результатам расчета по формуле

$$D_{\text{к}}^{\text{год}} = P^{\text{ср}} \cdot D_{\text{г}}^{\text{год}}. \quad (5.14)$$

Столбец 10 заполняют, суммируя значения строк столбца 9.

Столбец 11 заполняют по результатам расчета по формуле

$$Q_{\text{г}}^{\text{ост}} = Q_{\text{г}} - \sum D_{\text{г}}. \quad (5.15)$$

Столбец 12 заполняют по результатам расчета по формуле

$$Q_{\text{к}}^{\text{ост}} = P^{\text{кг}} \cdot Q_{\text{г}}^{\text{ост}}. \quad (5.16)$$

Таблица 5.9 – Форма заполнения баланса распределения запасов конденсата по мере разработки месторождения

Год разработки	Начальные балансовые запасы		Отбор газа		Текущее пластовое давление	Потенциальное содержание КГС в отбираемом из пласта газе		Количество извлеченного из пласта КГС		Текущие остаточные запасы		Пластовые потери конденсата	
	пластового газа	КГС	за год	суммарный		на конец года	среднее за год	за год	суммарное	пластового газа	КГС	за год	с начала разработки
	Q_{Γ}	Q_{κ}	$D_{\Gamma}^{\text{год}}$	ΣD_{Γ}		$P_{\text{кг}}$	$P_{\text{ср}}$	$D_{\kappa}^{\text{год}}$	ΣD_{κ}	$Q_{\Gamma}^{\text{ост}}$	$Q_{\kappa}^{\text{ост}}$	$Q_{\kappa}^{\text{пот}}$	$\Sigma Q_{\kappa}^{\text{пот}}$
	млрд м ³	т	млрд м ³ /год	МПа		г/м ³		т	т	млрд м ³	т	т	т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0													
1													
2													
3													
4													
5													

Столбец 13 заполняют по результатам расчета на каждый год разработки месторождения по формуле

$${}_n Q_{\kappa}^{\text{пот}} = Q_{\kappa} - {}_n \Sigma D_{\kappa} - {}_n Q_{\kappa}^{\text{ост}}, \quad (5.17)$$

где n – год разработки.

Аналогичные расчеты проводят на каждый последующий год разработки по формуле

$${}_{n+1} Q_{\kappa}^{\text{пот}} = {}_n Q_{\kappa} - {}_{n+1} \Sigma D_{\kappa} - {}_{n+1} Q_{\kappa}^{\text{ост}}. \quad (5.18)$$

Столбец 14 заполняют, суммируя значения столбца 13.

Пример – Расчет газоконденсатных характеристик для подсчета запасов, составления проектов разработки и контроля за разработкой.

Исходные данные для расчета состава пластового газа:

$q_{\text{нк}} - 375 \text{ см}^3/\text{м}^3$ – КГФ КГН при условиях отбора проб;

$V - 89 \text{ см}^3$ – объем контейнера, в который отобран КГН;

$a - 6,01 \text{ л}$ – 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.

При описании расчета даны ссылки на формулы, приведенные в разделе 9 части I.

Количество молей газа, выделяющегося при дегазации КГН, вычисляют по формуле (9.3) части I настоящих рекомендаций

$$A = \frac{6,01 \cdot 375}{89} = 25,323.$$

Количество молей газа, выделяющегося при дебутанизации дегазированного конденсата, вычисляют по формуле (5.4):

$$B = \frac{2,36 \cdot 375}{89} = 9,944.$$

Количество молей дебутанизированного конденсата вычисляют по формуле (5.5):

$$B = \frac{375 \cdot 62 \cdot 0,7296 \cdot 24,04}{89 \cdot 110} = 41,654.$$

Полученные данные заносят в таблицу 5.10 соответственно в столбцы 5, 8, 11 строки «Всего».

Компонентные составы газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата, определенные методом газожидкостной хроматографии, заносят в таблицу 5.10 соответственно в столбцы 3, 6, 9, 12.

Исходя из общего числа молей газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата, определяют число молей отдельных компонентов соответственно по формулам (9.12)–(9.15) части I и заносят в столбцы 2, 5, 8, 11.

Молекулярные массы смесей углеводородных и неуглеводородных компонентов газов сепарации, дегазации, дебутанизации при известном молярном составе вычисляют для каждого газа по формуле (5.6) и заносят в строку « $M_{см}$ » (столбцы 3, 6, 9).

Молекулярные массы смесей углеводородных компонентов газов сепарации, дегазации, дебутанизации при известном молярном составе вычисляют для каждого газа по формуле (5.7) и заносят в строки « M_{C5+} ; M_{C7+} ; M_{C8+} » (столбцы 3, 6, 9).

Массовые концентрации компонентов газов сепарации, дегазации и дебутанизации, для которых известны молекулярные массы, вычисляют по формуле (5.8) и заносят соответственно в столбцы 4, 7, 10.

Молярную концентрацию компонентов дебутанизированного конденсата, для которых известны молекулярные массы, вычисляют по формуле (5.9) и заносят в столбец 12.

Молярную концентрацию $C_{10}H_{22+8}$, молекулярная масса которого неизвестна, вычисляют по формуле (5.10).

Таблица 5.10 – Расчет состава пластового газа

Компоненты	Состав газов									Состав конденсата						Состав пластового газа		
	сепарации			дегазации			дебутанизации			дебутанизованный			КГН					
	моли	мол. доля, %	масс. доля, %	моли	мол. доля, %	масс. доля, %	моли	мол. доля, %	масс. доля, %	моли	мол. доля, %	масс. доля, %	моли	мол. доля, %	масс. доля, %	моли	мол. доля, %	масс. доля, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CH ₄	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 ₂ H ₆	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 ₃ H ₈	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
i-C ₄ H ₁₀	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
n-C ₄ H ₁₀	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
i-C ₅ H ₁₂	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
n-C ₅ H ₁₂	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 ₆ H ₁₄	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 ₇ H ₁₆	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 ₈ H ₁₈	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 ₉ H ₂₀	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 ₁₀ H ₂₂₊	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 ₂	10,1	1,01	1,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,1	0,94	1,19
CO ₂	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 ₃₊	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 _{сн}		18,08			27,66			55,14			110			75,86			22,21	
M _{C5+}		75,36			77,36			73,33			110,42			108,94			106,47	
M _{C7+}											126,92			126,95			126,9	
M _{C8+}											141,72			141,88			142,02	
M _{C10+}											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.

Молекулярную массу в дебутанизованном конденсате углеводородов $C_{10}H_{22+6}$ вычисляют по формуле (5.11)

$$M_{C_{10+}} = \frac{25,16}{15,67} \cdot 110 = 177.$$

Для определения состава КГН суммируют по компонентам число г-молей газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизованного конденсата по формуле (5.16) и заносят в столбец 14.

Молярную концентрацию компонентов КГН вычисляют по формуле (5.17) и заносят в столбец 15.

Массовую концентрацию компонентов КГН вычисляют по формуле (5.18) и заносят в столбец 16.

Количество г-молей компонентов и в целом пластового газа вычисляют по формуле (5.19) и заносят в столбец 17.

Молярную концентрацию компонентов пластового газа вычисляют по формуле (5.20) и заносят в столбец 18.

Массовую концентрацию компонентов пластового газа вычисляют по формуле (5.21) и заносят в столбец 19.

Молекулярную массу КГН и пластового газа вычисляют по формуле (5.6), для углеводородов $C_{10}H_{22+6}$ используют значение молекулярной массы этих углеводородов в дебутанизованном конденсате.

Молекулярную массу C_{n+} КГН и пластового газа вычисляют по формуле (5.7).

Пример – Расчет потенциального содержания компонентов пластовой газоконденсатной смеси.

Потенциальное содержание углеводородов C_5H_{12+6} на 1 м^3 газа сепарации вычисляют по формуле (9.24) раздела 9 части I

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{сеп}} = \frac{375}{89} \cdot \left(0,03 \cdot 6,01 \cdot 2,56 + 0,03 \cdot 2,36 \cdot 12,43 + 62 \cdot 0,7296 \cdot \frac{99,2}{100} \right) + \\ + 10 \cdot \frac{0,35 \cdot 75,36}{24,04} = 206 \text{ г/м}^3. \end{aligned}$$

Молярную долю газа сепарации в пластовом газе вычисляют по формуле (5.25)

$$МД_{\text{зс}} = \frac{1000}{1076,9} = 0,9286.$$

Молярную долю «сухого» газа в пластовом газе вычисляют по формуле (5.26)

$$МД_{\text{сух}} = 1 - \frac{4,34}{100} = 0,9566.$$

Молярное соотношение газа сепарации и «сухого» газа вычисляют по формуле (5.27)

$$МД = \frac{1000}{1076,9 - 46,706} = 0,9707.$$

Потенциальное содержание углеводородов C_5H_{12+g} в пластовом газе вычисляют по формуле (5.28)

$$П_{пл} = 206 \cdot 0,9286 = 191 \text{ г/м}^3.$$

Потенциальное содержание углеводородов C_5H_{12+g} на «сухой» газ вычисляют по формуле (5.29)

$$П_{сух} = \frac{191}{0,9566} = 200 \text{ г/м}^3.$$

Потенциальное содержание этана, пропана, бутанов вычисляют путем умножения молярного процентного содержания каждого компонента в пластовом газе соответственно на коэффициенты 12,5; 18,3; 24,2, двуокиси углерода, азота соответственно на коэффициенты 18,3; 11,7:

$$П_{C_2H_6} = 4,91 \cdot 12,5 = 61,4 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{C_3H_8} = 2,48 \cdot 18,3 = 45,4 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{i-C_4H_{10}} = 0,76 \cdot 24,2 = 18,4 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{n-C_4H_{10}} = 0,96 \cdot 24,2 = 23,2 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{CO_2} = 0,09 \cdot 18,3 = 1,6 \text{ г/м}^3;$$

$$П_{N_2} = 0,94 \cdot 11,7 = 11,0 \text{ г/м}^3.$$

Перевод содержания вышеперечисленных компонентов на 1 м^3 «сухого» газа осуществляют делением полученных значений на молярную долю «сухого» газа в пластовом

$$П_{C_2H_6}^{сух} = \frac{61,4}{0,9566} = 64,2 \text{ г/м}^3 \text{ и т.д.}$$

Пример — Расчет коэффициента извлечения углеводородов C_5H_{12+g} при стандартном давлении (0,1013 МПа) и прогноз динамики содержания КГС в извлекаемом из пласта газе при снижении давления.

В таблицу 5.11 заносят результаты эксперимента по определению пластовых потерь КГС и рассчитанное по формулам (5.10) и (5.11) количество конденсата, которое будет содержаться в извлекаемом из пласта газе на различных этапах снижения давления:

$$\begin{aligned}
 q_1 &= 1,05 \cdot (0,95 \cdot 200 - 19) = 180; \\
 q_2 &= 1,18 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot 180 - 39,4) = 156; \\
 q_3 &= 1,33 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156) - 60,2) = 128; \\
 q_4 &= 1,54 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128) - 78,8) = 100; \\
 q_5 &= 1,82 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128 + 100) - 92,2) = 75; \\
 q_6 &= 2,22 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128 + 100 + 75) - 99,8) = 58; \\
 q_7 &= 2,86 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128 + 100 + 75 + 58) - 102,6) = 51; \\
 q_8 &= 4,0 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128 + 100 + 75 + 58 + 51) - 102,8) = 50; \\
 q_9 &= 6,67 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128 + 100 + 75 + 58 + 51 + 50) - 101,4) = 59; \\
 q_{10} &= 20,0 \cdot (0,95 \cdot 200 - 0,1 \cdot (180 + 156 + 128 + 100 + 75 + 58 + 51 + 50 + 59) - 100) = 86.
 \end{aligned}$$

При проведении эксперимента в установке фазовых равновесий в соответствии с КГФ (375 см³/м³) в установку загружено 121,1 дм³ газа и 45,4 см³ КГН. При давлении 0,1013 МПа замеренное количество КГН, выпавшего в камере установки фазовых равновесий, равно 16 см³ или в пересчете на загруженный газ по формуле (9.33) раздела 9 части I пластовые потери конденсата составили

$$q_{ж} = \frac{16}{0,1211} = 132 \text{ см}^3 / \text{м}^3.$$

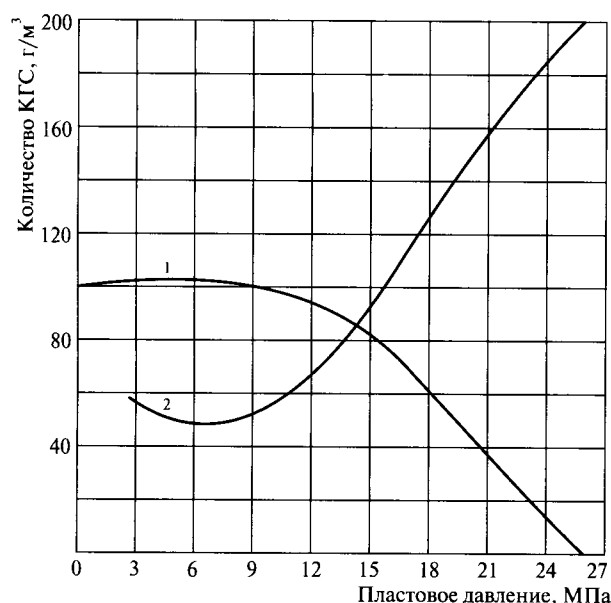
Плотность выпавшего конденсата равна 0,7803 г/см³.

КИК при стандартном давлении (0,1013 МПа) вычисляют по формуле (9.34) раздела 9 части I

$$КИК = \frac{206 - 132 \cdot 0,7803}{206} = 0,50.$$

Таблица 5.11 – Прогноз пластовых потерь и динамики содержания КГС в извлекаемом из пласта газе

Номер этапа	Пластовое давление, МПа	Пластовые потери КГС, г/м ³	Текущее потенциальное содержание КГС, г/м ³
0	26	0	200
1	23,4	19	180
2	20,8	39,4	156
3	18,2	60,2	128
4	15,6	78,8	100
5	13	92,2	75
6	10,4	99,8	58
7	7,8	102,6	51
8	5,2	102,8	50
9	2,6	101,4	59
10	0,1	100	86



1 – потери КГС, г/м³;

2 – содержание КГС, г/м³

Рисунок 5.7 – Прогноз потерь и содержания КГС в пластовом газе при снижении пластового давления

На рисунке 5.7 представлена прогнозная зависимость потерь КГС и содержания КГС в пластовом газе от снижения пластового давления.

Пример – Расчет балансовых запасов КГС и компонентов.

Если запасы пластового газа – 10 млрд м³, в том числе «сухого» – 9,6 млрд м³, то балансовые запасы КГС вычисляют по формуле (5.7)

$$Q_k = 200 \cdot \frac{9,6 \cdot 10^9}{10^6} = 1920000 \text{ т.}$$

Балансовые запасы компонентов вычисляют по формуле (5.8)

$$Q_{C_2H_6} = 61,4 \cdot \frac{9,6 \cdot 10^9}{10^6} = 589440 \text{ т.}$$

Извлекаемые запасы КГС в пластовой газоконденсатной смеси вычисляют по формуле (5.9)

$$Q_k^{\text{извл}} = 1920000 \cdot 0,50 = 960000 \text{ т.}$$

Пример – Учет запасов КГС разрабатываемого месторождения.

Расчет баланса распределения запасов конденсата по мере разработки месторождения представлен в таблице 5.12.

На конец первого года разработки пластовое давление равнялось 20 МПа, по зависимости 2 рисунка 5.7 определяют потенциальное содержание КГС – 149 г/м³.

Среднее потенциальное содержание КГС за год разработки равно 175 г/м³.

Таблица 5.12 – Форма заполнения баланса распределения запасов конденсата по мере разработки месторождения

Год разработки	Начальные балансовые запасы		Отбор газа		Текущее пластовое давление	Потенциальное содержание КГС в отбираемом из пласта газе		Количество извлеченного из пласта КГС		Текущие остаточные запасы		Пластовые потери конденсата	
	пластового газа	КГС	за год	суммарный		на конец года	среднее за год	за год	суммарное	пластового газа	КГС	за год	с начала разработки
	Q_z	Q_k	$D_z^{год}$	ΣD_z		$П_{кz}$	$П_{кр}$	$D_k^{год}$	ΣD_k	$Q_z^{ост}$	$Q_k^{ост}$	$Q_k^{пот}$	$\Sigma Q_k^{пот}$
	млрд м ³	т	млрд м ³ /год	МПа		г/м ³		т	т	млрд м ³	т	т	т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0	9,6	1920000			26	200							
1			2	2	20	149	175	350000	350000	7,6	1132400	437600	437600
2			2	4	15,6	100	125	250000	600000	5,6	560000	322400	760000
3			2	6	10	56	78	156000	756000	3,6	201600	202400	962400
4			2	8	4,6	52	54	108000	864000	1,6	83200	10400	972800
5			0,6	8,6	2,3	60	56	33600	897600	1	60000	10400	962400

Количество извлеченного из пласта КГС в составе отобранного газа за год вычисляют по формуле (5.14)

$$D_k^{год} = \frac{175 \cdot 2 \cdot 10^9}{10^6} = 350000 \text{ т.}$$

Текущие остаточные запасы газа вычисляют по формуле (5.15)

$$Q_z^{ост} = 9,6 - 2 = 7,6 \text{ млрд м}^3.$$

Текущие остаточные запасы КГС вычисляют по формуле (5.16)

$$Q_k^{ост} = \frac{149 \cdot 7,6 \cdot 10^9}{10^6} = 1132400 \text{ т.}$$

Пластовые потери КГС за год вычисляют по формуле (5.17)

$${}_1Q_k^{пот} = 1920000 - 350000 - 1132400 = 437600 \text{ т.}$$

На конец второго года разработки пластовое давление равнялось 15,6 МПа, по зависимости 2 (рисунок 5.7) определяют потенциальное содержание КГС – 100 г/м³.

Среднее потенциальное содержание конденсата за год разработки равно 125 г/м³.

Количество извлеченного из пласта КГС в составе отобранного газа за год вычисляют по формуле (5.14)

$$D_k^{\text{год}} = \frac{125 \cdot 2 \cdot 10^9}{10^6} = 250000 \text{ т.}$$

Текущие остаточные запасы газа вычисляют по формуле (5.15)

$$Q_z^{\text{ост}} = 9,6 - 4 = 5,6 \text{ млрд м}^3.$$

Текущие остаточные запасы КГС вычисляют по формуле (5.16)

$$Q_k^{\text{ост}} = \frac{100 \cdot 5,6 \cdot 10^9}{10^6} = 560000 \text{ т.}$$

Пластовые потери КГС за год вычисляют по формуле (5.17)

$${}_2Q_k^{\text{пот}} = 1132400 - 250000 - 560000 = 322400 \text{ т.}$$

На конец третьего года разработки пластовое давление равнялось 10 МПа, по зависимости 2 (рисунок 5.7) определяют потенциальное содержание КГС – 56 г/м³.

Среднее потенциальное содержание КГС за год разработки равно 78 г/м³.

Количество извлеченного из пласта КГС в составе отобранного газа за год вычисляют по формуле (5.14)

$$D_k^{\text{год}} = \frac{78 \cdot 2 \cdot 10^9}{10^6} = 156000 \text{ т.}$$

Текущие остаточные запасы газа вычисляют по формуле (5.15)

$$Q_z^{\text{ост}} = 9,6 - 6 = 3,6 \text{ млрд м}^3.$$

Текущие остаточные запасы КГС вычисляют по формуле (5.16)

$$Q_k^{\text{ост}} = \frac{56 \cdot 3,6 \cdot 10^9}{10^6} = 201600 \text{ т.}$$

Пластовые потери КГС за год вычисляют по формуле (5.17)

$$Q_k^{\text{пот}} = 560000 - 156000 - 201600 = 202400 \text{ т.}$$

На конец четвертого года разработки пластовое давление равнялось 4,6 МПа. По зависимости 2 (рисунок 5.7) определяют потенциальное содержание КГС – 52 г/м³.

Среднее потенциальное содержание КГС за год разработки равно 54 г/м³.

Количество извлеченного из пласта КГС в составе отобранного газа за год вычисляют по формуле (5.14)

$$D_k^{\text{год}} = \frac{54 \cdot 2 \cdot 10^9}{10^6} = 108000 \text{ т.}$$

Текущие остаточные запасы газа вычисляют по формуле (5.15)

$$Q_2^{\text{ост}} = 9,6 - 8 = 1,6 \text{ млрд м}^3.$$

Текущие остаточные запасы КГС вычисляют по формуле (5.16)

$$Q_k^{\text{ост}} = \frac{52 \cdot 1,6 \cdot 10^9}{10^6} = 83200 \text{ т.}$$

Пластовые потери КГС за год вычисляют по формуле (5.17)

$${}_3Q_k^{\text{пот}} = 560000 - 156000 - 201600 = 202400 \text{ т.}$$

По данным, приведенным в таблице 5.12, видно, что на пятый год разработки из месторождения отобрано 8,6 млрд м³ газа, что составляет 90 % от начальных запасов. Из пласта в составе отобранного газа извлечено 897600 т конденсата газового стабильного, или 47 % от начальных запасов. В остаточных запасах газа содержится 60000 т КГС, или 3 % от начальных запасов, а пластовые потери КГС составили 962400 т, или 50 % от начальных запасов КГС.

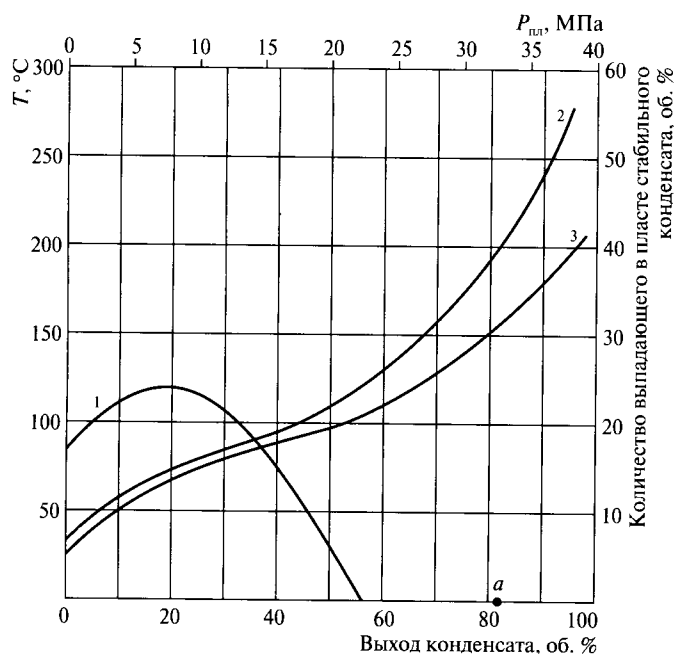
5.10 Прогноз выхода и качества товарных фракций конденсата при разработке месторождений

Зная количество выпавшего в пласте КГС в зависимости от снижения давления (при пластовой температуре) и фракционный состав конденсата, выделившегося из пластового газа (при начальном пластовом давлении), определяют фракционный состав конденсата на различных этапах снижения пластового давления.

Пример — Количество КГС, выделяющегося в пласте при снижении пластового давления, определенное экспериментально на установке высокого давления по методике, указанной в 9.6 части I, показано на рисунке 5.8, кривая 1. Фракционный состав КГС при начальном пластовом давлении 25 МПа представлен кривой 2. Количество КГС, перешедшего в жидкую фазу в пласте при давлении 0,1 МПа, составило 30 об. % от начального содержания в пластовом газе.

В качестве примера показан прогноз фракционного состава КГС при текущем пластовом давлении 15 МПа — кривая 3. Как видно из рисунка 5.8, при этом давлении количество КГС, перешедшего в жидкую фазу в пласте, составляет 16,3 об. % от его начального содержания.

Следовательно, выход фракций конденсата, извлекаемого из недр в составе газа при давлении 15 МПа, составит $100 - 16,3 = 83,7$ об. %. По пересечению ординаты, проходящей через



1 — количество выпадающего в пласте КГС от снижения пластового давления;
 2 — кривая разгонки КГС, отобранного при начальном пластовом давлении;
 3 — прогнозная кривая разгонки КГС при $P_{пл} = 15$ МПа

Рисунок 5.8 — Изменение фракционного состава КГС при снижении пластового давления

эту точку (точка a), с кривой разгонки (кривая 2) находим, что этот процент соответствует фракции, выкипающей при температуре 203 °C.

Таким же образом следует выполнять прогноз фракционного состава конденсата при других пластовых давлениях.

5.11 Графоаналитические методы определения параметров газоконденсатных характеристик

Наряду с лабораторными методами получения газоконденсатных характеристик последние могут быть определены графоаналитическими методами (как это описано в аналитической работе [40]). К этим характеристикам относятся потенциальное содержание КГС, коэффициент извлечения КГС, давление начала конденсации, коэффициенты усадки, текущее потенциальное содержание КГС в пластовом газе, выход КГС при разных условиях сепарации, молекулярная масса КГС. Для определения указанных характеристик должны быть известны групповой углеводородный состав КГС, то есть количество ароматических, нафтеновых и метановых углеводородов, степень недонасыщенности системы в процентах от начального пластового давления, показатель преломления КГС. Ниже приведены газоконденсатные характеристики, определяемые графоаналитическими методами.

Потенциальное содержание КГС в пластовом газе зависит от группового углеводородного состава конденсата, термобарических условий нахождения залежей, степени насыщенности залежей углеводородами $C_5H_{12+в}$, наличия неуглеводородных компонентов в составе пластового газа.

Групповой углеводородный состав КГС изменяется в широком диапазоне (ароматические углеводороды составляют 2–60 масс. %, нафтеновые 10–90, метановые – до 80) и имеет четкую связь с давлением и температурой в залежах (рисунок 5.9).

Определение потенциального содержания КГС. Для определения потенциального содержания КГС разработана серия номограмм, каждая из которых соответствует насыщенной газоконденсатной системе с определенным содержанием ароматических углеводородов в составе КГС. На номограмме (рисунок 5.10) показан пример определения потенциального содержания КГС в пластовом газе для КГС с содержанием ароматических углеводородов 5–15 масс. %. При содержании нафтеновых углеводородов в составе КГС 40 масс. %, при пластовой температуре 75 °С и пластовом давлении 30 МПа, равном давлению начала конденсации, потенциальное содержание КГС в пластовом газе оценивается величиной 160 г/м³.

Определение коэффициента извлечения КГС. Для определения КИК необходимо знать начальное потенциальное содержание КГС, ароматических и нафтеновых углеводородов в масс. %, а также степень насыщенности системы.

Пример – Насыщенная газоконденсатная система содержит 170 г/м³ КГС, в составе которого содержится 25 масс. % ароматических углеводородов и 30 масс. % нафтеновых. Для определения КИК используем номограмму на рисунке 5.11. Величина КИК при конечном давлении в залежи 0,1 МПа в данном примере равна 0,65.

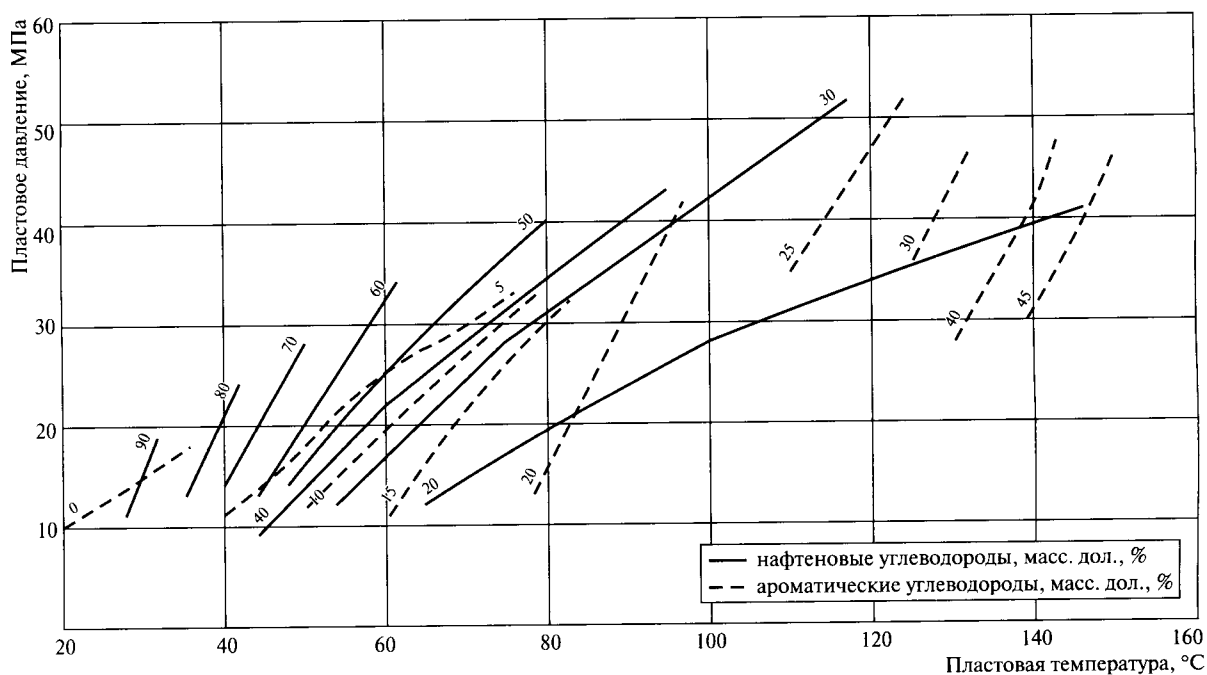


Рисунок 5.9 – Изменение группового углеводородного состава конденсата газопластового стабильного в зависимости от температуры и давления

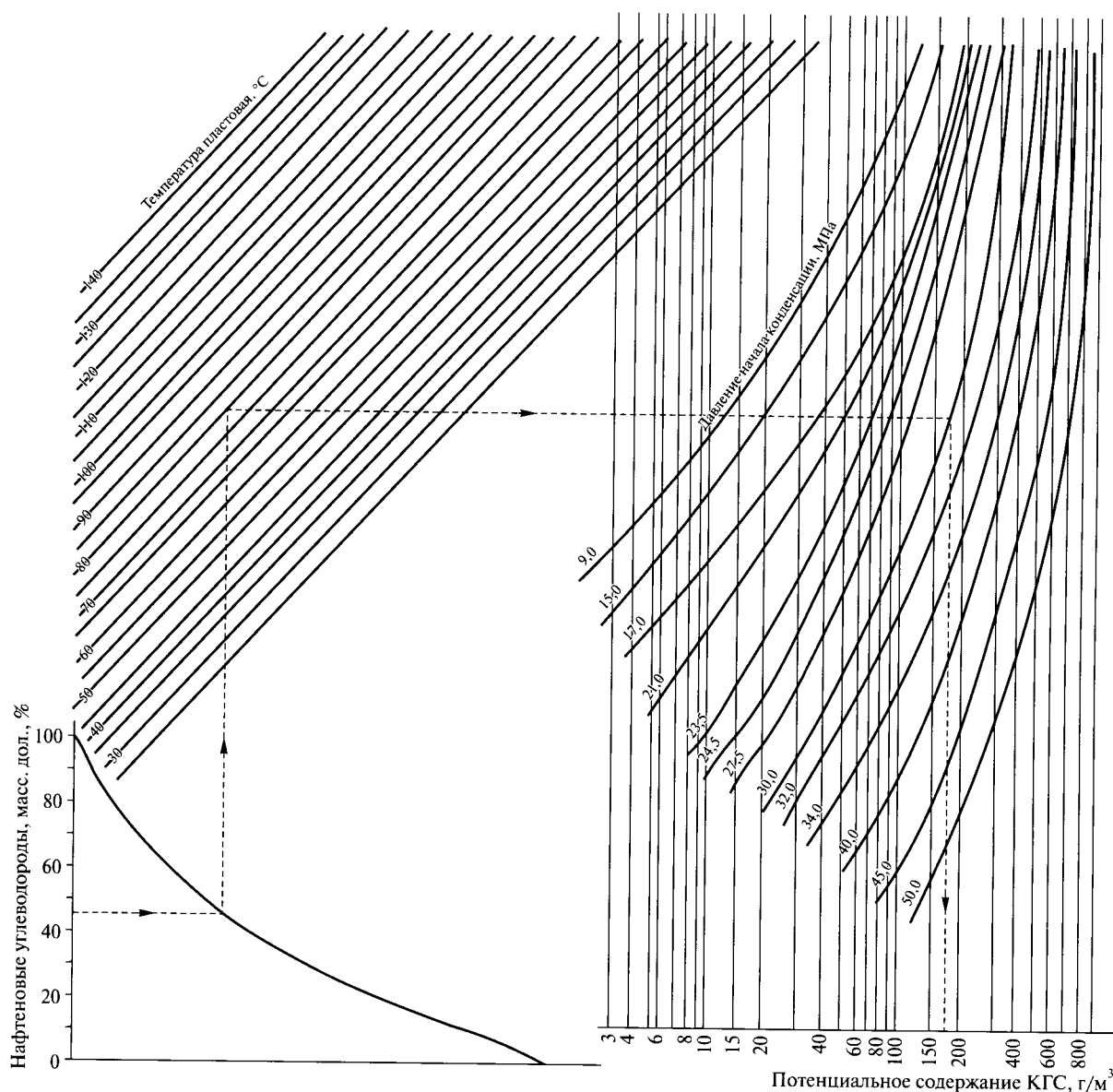


Рисунок 5.10 — Номограмма для определения потенциального содержания конденсата газового стабильного в пластовом газе при содержании ароматических углеводородов от 5 до 15 масс. %

Величина КИК может быть вычислена аналитически при известных значениях плотности, молекулярной массы конденсата и состава пластового газа по формуле

$$\begin{aligned} \text{КИК} = & 10,157 - 0,796 \cdot C_{5+} - 0,059 \cdot C_2 - 6,835 \cdot 10^{-2} \rho M + \\ & + 3,238 \cdot 10^{-2} M / \rho + 0,464 \cdot C_3 - 0,756 \cdot C_4 + 0,049 \cdot (C_{5+})^2 - 0,04222 \cdot C_3 \cdot C_4, \end{aligned} \quad (5.19)$$

где ρ , M — плотность и молекулярная масса КГС;

C_2 , C_3 , C_4 и C_5 — молярная доля соответственно этана, пропана, бутанов и пентанов + + высшие в пластовом газе, %.

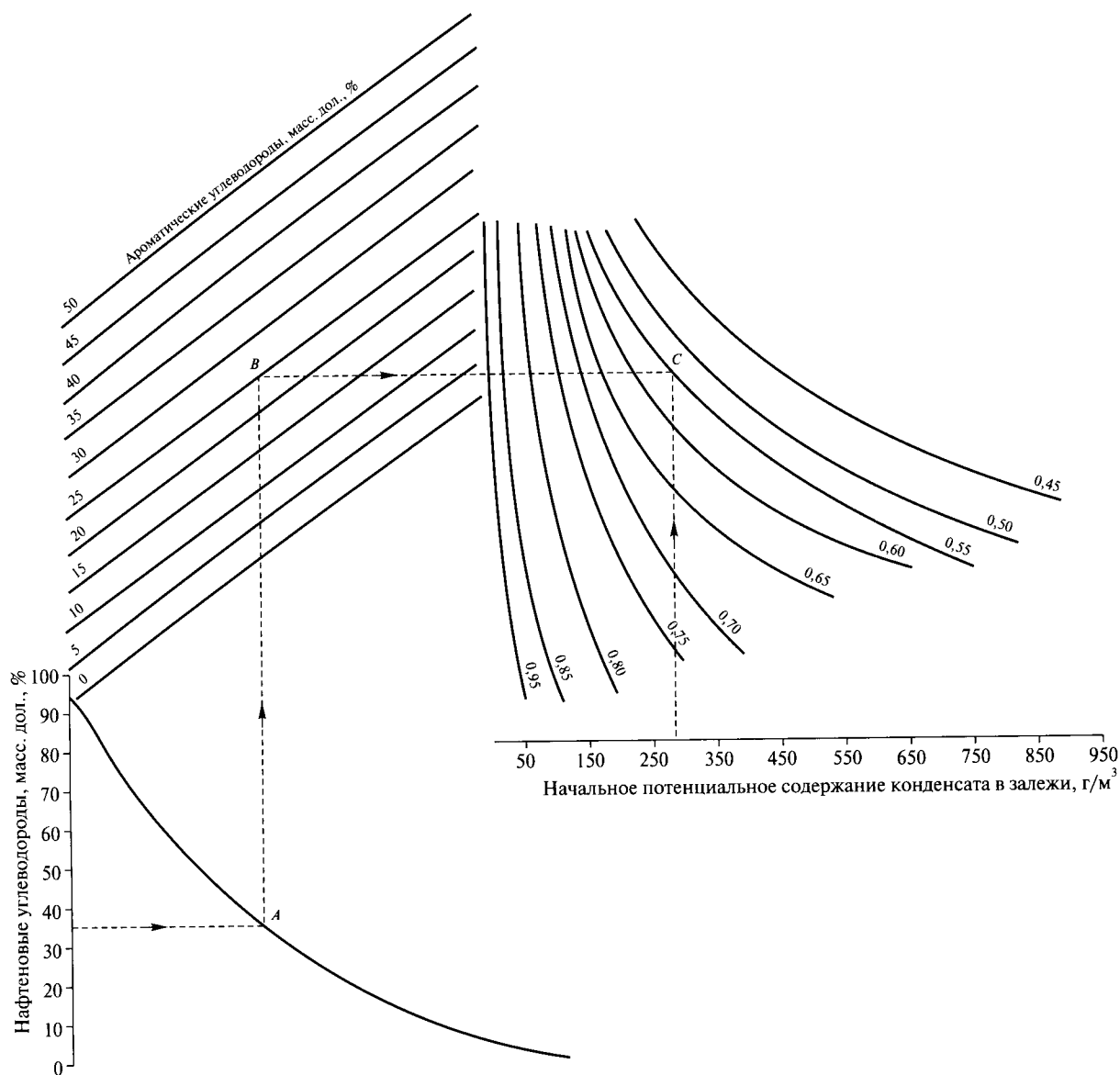


Рисунок 5.11 – Номограмма для определения величины КИК

Недонасыщенность системы увеличивает величину КИК. Зависимость увеличения величины КИК от степени недонасыщенности пластовой системы (y) имеет вид

$$\Delta \text{КИК} = 64,9 y^2 \cdot 10^{-4},$$

где

$$y = 100 \frac{P_{\text{пл.нач}} - P_{\text{н.к.}}}{P_{\text{пл.нач}}}. \quad (5.20)$$

Пример – Определить, насколько возрастает величина КИК в системе с давлением начала конденсации 27 МПа при пластовом давлении 40 МПа по сравнению с насыщенной системой.

Недонасыщенность системы для данного примера равна 13,0 МПа, или 32,5 % от начального пластового давления. Согласно уравнению (5.20) недонасыщенность системы составит $64,9 \cdot 32,5 \cdot 10^{-4} = 6,8$, то есть недонасыщенность системы на 32,5 % способствует росту величины КИК на 6,8 %.

Недонасыщенность ряда газоконденсатных систем достигает 50 % и более, что вносит коррективы в закономерность растворимости КГС в пластовом газе. Номограмма на рисунке 5.12 дает возможность прогнозировать содержание КГС в начальный период разработки залежей и определять момент его выпадения в жидкую фазу в недонасыщенных залежах.

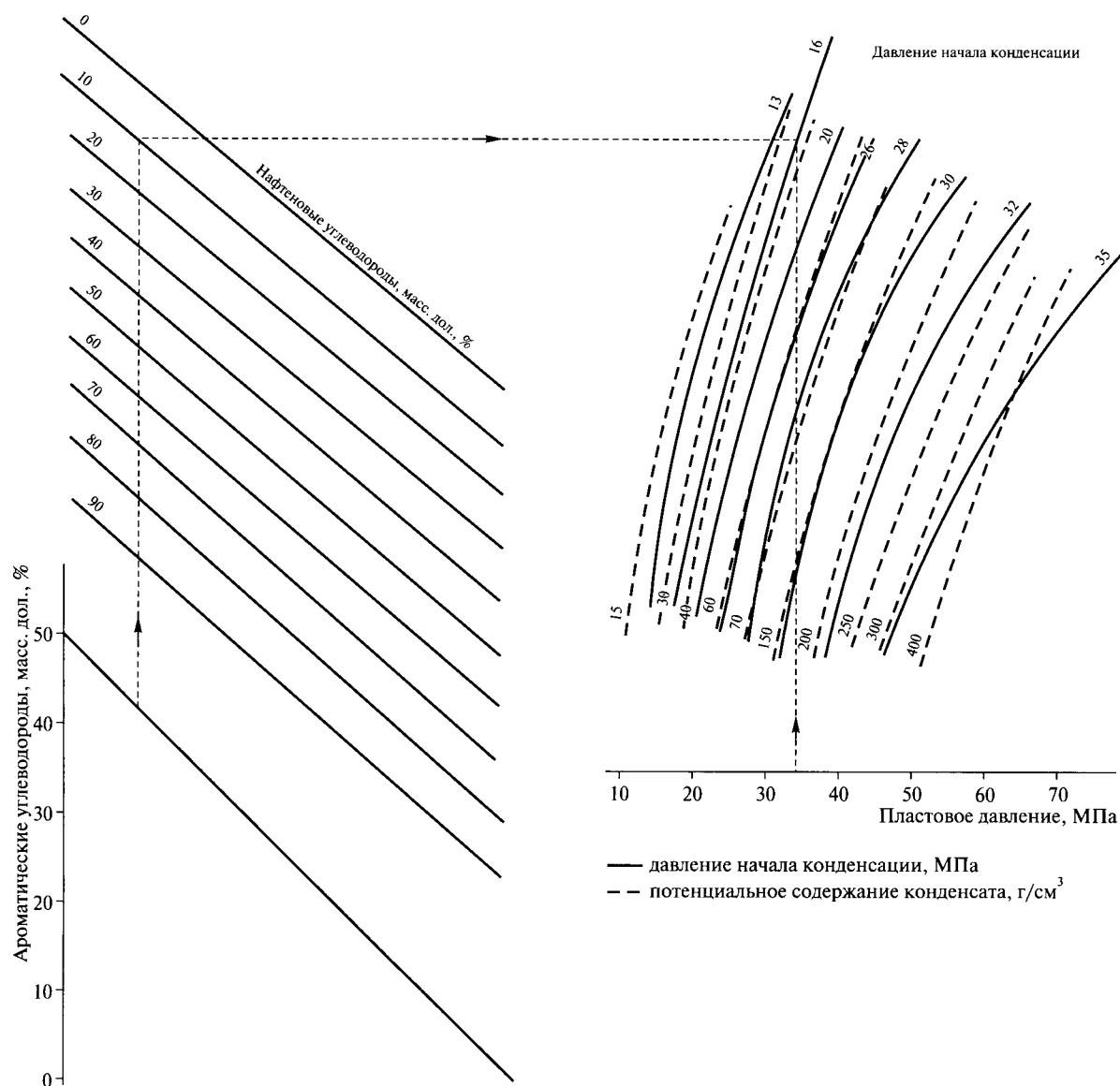


Рисунок 5.12 – Номограмма для определения степени насыщенности пластовой газоконденсатной системы

Пример – Определить величину давления начала конденсации для пластовой системы при потенциальном содержании КГС 38 г/м^3 , содержании ароматических углеводородов – 47 масс. %, нафтеновых – 20 масс. % при начальном пластовом давлении 33 МПа. Давление начала конденсации в данном примере равно величине 16 МПа.

Значительное влияние на растворимость КГС, и следовательно, величину давления начала конденсации и КИК, оказывают неуглеводородные компоненты в составе пластового газа: азот, углекислый газ и сероводород. Учет влияния азота и углекислого газа рассмотрен в 5.2.

Учесть влияние сероводорода в пластовом газе на величину давления начала конденсации можно по номограмме, приведенной на рисунке 5.13.

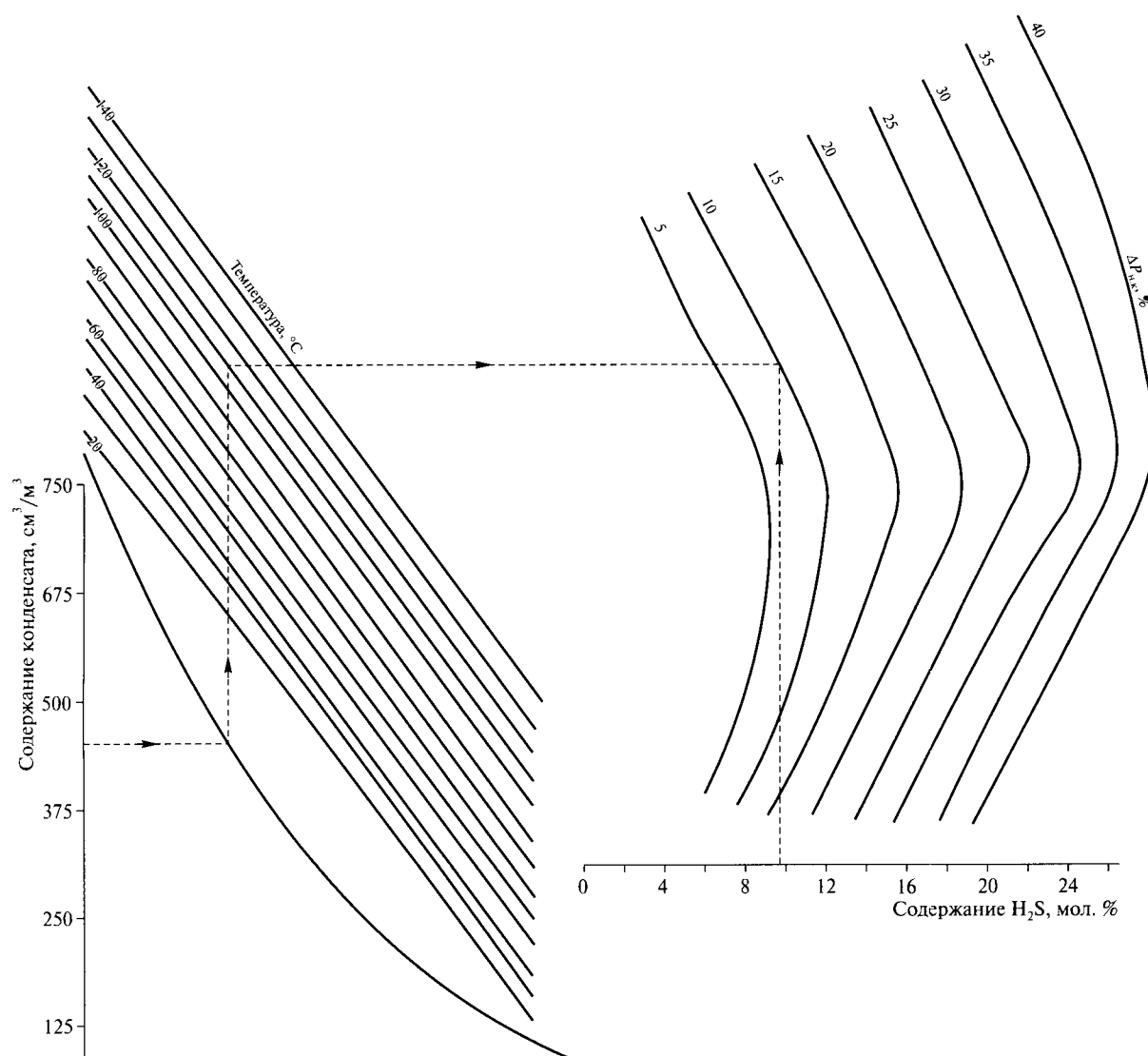


Рисунок 5.13 – Номограмма для определения влияния сероводорода на величину давления начала конденсации

Пример – Определить влияние сероводорода на величину давления начала конденсации пластовой системы при температуре $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, содержании КГС – $500\text{ см}^3/\text{м}^3$ при концентрации сероводорода в составе пластового газа – 10 мол. \% .

В этом случае давление начала конденсации будет на 10 \% ниже в сравнении с пластовой системой без сероводорода при прочих равных условиях.

В опытах по дифференциальной конденсации обычно определяют количество выделившегося в пласте конденсата газового нестабильного (КГН). При известном коэффициенте усадки КГН при пластовой температуре и плотности КГС, выпавшего в пласте на соответствующем этапе разработки, можно построить кривую дифференциальной конденсации для КГС на различных этапах снижения пластового давления в массовом и объемном выражении. Эти данные используются для получения баланса распределения КГС в процессе разработки залежи.

Объемный коэффициент усадки КГН определяется по номограмме, показанной на рисунке 5.14, при известных M_k/ρ_k , $T_{пл}$ и $P_{пл}$, то есть при известных молекулярной массе и плотности КГС, пластовой температуре и текущем пластовом давлении, отнесенных к начальному давлению в пласте. Ключ к нахождению коэффициента усадки показан на рисунке 5.14.

Для определения количества выделившегося в пласте КГС в массовых единицах следует пользоваться графиком, представленным на рисунке 5.15, на котором приведена зависимость изменения плотности КГС, находящегося в жидкой фазе в пласте на различных этапах разработки, от плотности конденсата в начале разработки залежи и пластовой температуры залежи.

Пример – Определить плотность выпавшего в пласте КГС: плотность КГС в начале разработки – $0,74\text{ г/см}^3$, пластовая температура – $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, текущее пластовое давление – $0,5$ от начального. В соответствии с рисунком 5.15 плотность выпавшего КГС будет равна $0,785\text{ г/см}^3$.

Определение коэффициента усадки КГН. Для широкого диапазона изменения плотности ρ_k КГС ($0,68\text{--}0,82\text{ г/м}^3$) и молекулярной массы конденсата $M_k = 80\text{--}140\text{ кг-моль}$ в пределах температуры и давления сепарации соответственно от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $1\text{--}9\text{ МПа}$ коэффициент усадки КГН определяется с использованием номограммы, показанной на рисунке 5.16.

Пример – Определить объемный и массовый коэффициенты усадки КГН при давлении 8 МПа и температуре минус $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Молекулярная масса и плотность КГС соответственно равны 100 и $0,740\text{ г/м}^3$.

На левой нижней кривой находим точку, соответствующую значению $M_k/\rho_k = 135$. От точки на кривой проводим вертикальную линию до пересечения с изотермой, равной минус $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. От этой точки проводим горизонтальную линию до пересечения с вертикальной линией, проведенной от точки с давлением 8 МПа . Точка пересечения этих линий будет соответствовать значению

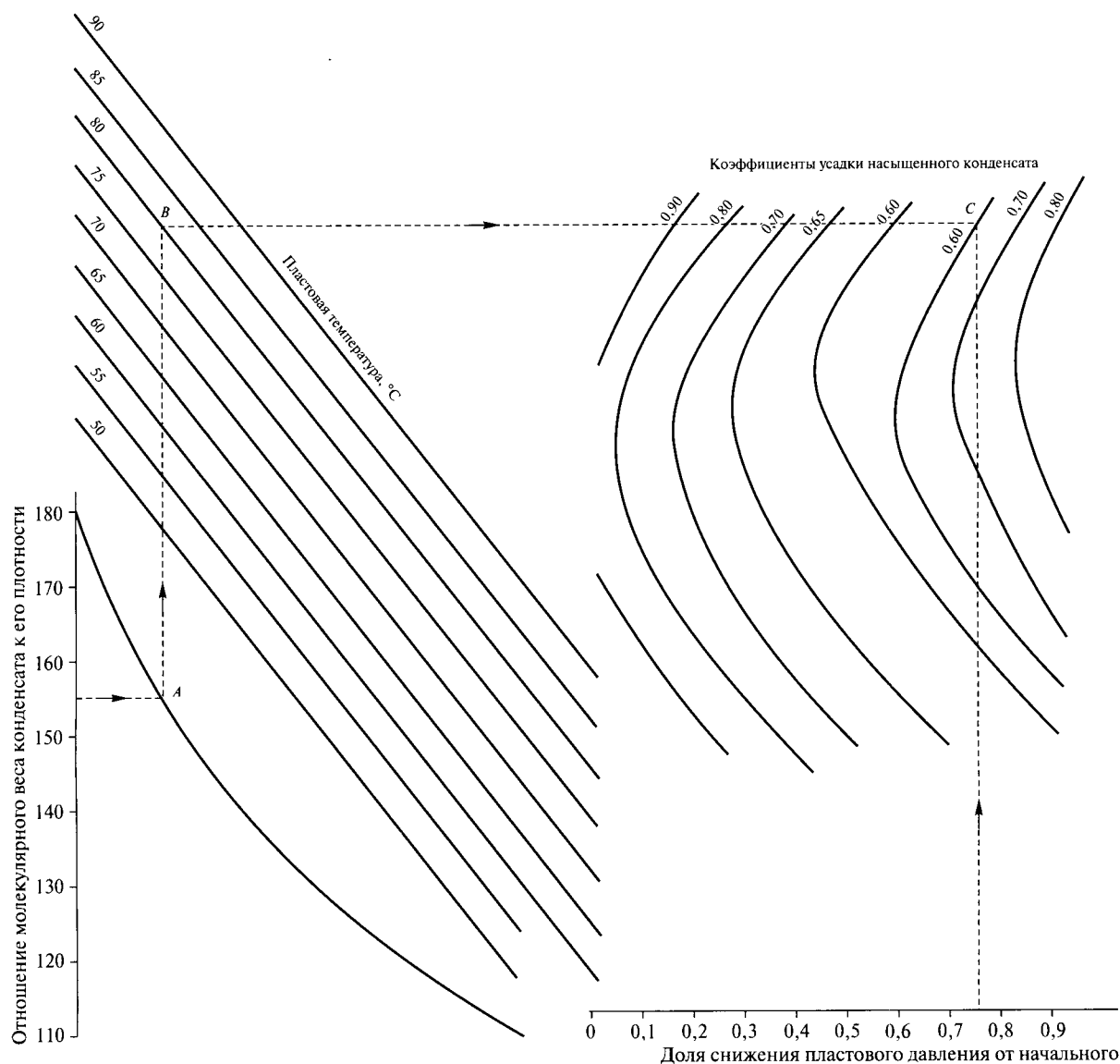


Рисунок 5.14 – Номограмма для определения усадки конденсата газового нестабильного, выпавшего в пласте

объемного коэффициента усадки КГН (точка а). Для определения массового коэффициента усадки от точки а проводим вертикальную линию до пересечения с линией АВ. Далее от точки пересечения вертикальной линии с линией АВ (точка О) проводим перпендикулярную линию к линии АВ. На этих линиях находим расстояние, равное отрезку аО. Величина массового коэффициента усадки соответствует значению в точке в. Объемный коэффициент усадки в данном примере 0,62, массовый – 0,71.

Определение выхода КГС при его содержании в пластовом газе – более $60 \text{ см}^3/\text{м}^3$. При проведении газоконденсатных исследований в период разведки месторождения, как правило, замеры выхода КГН проводят при давлениях, не превышающих 4–5 МПа, и температурах, об-

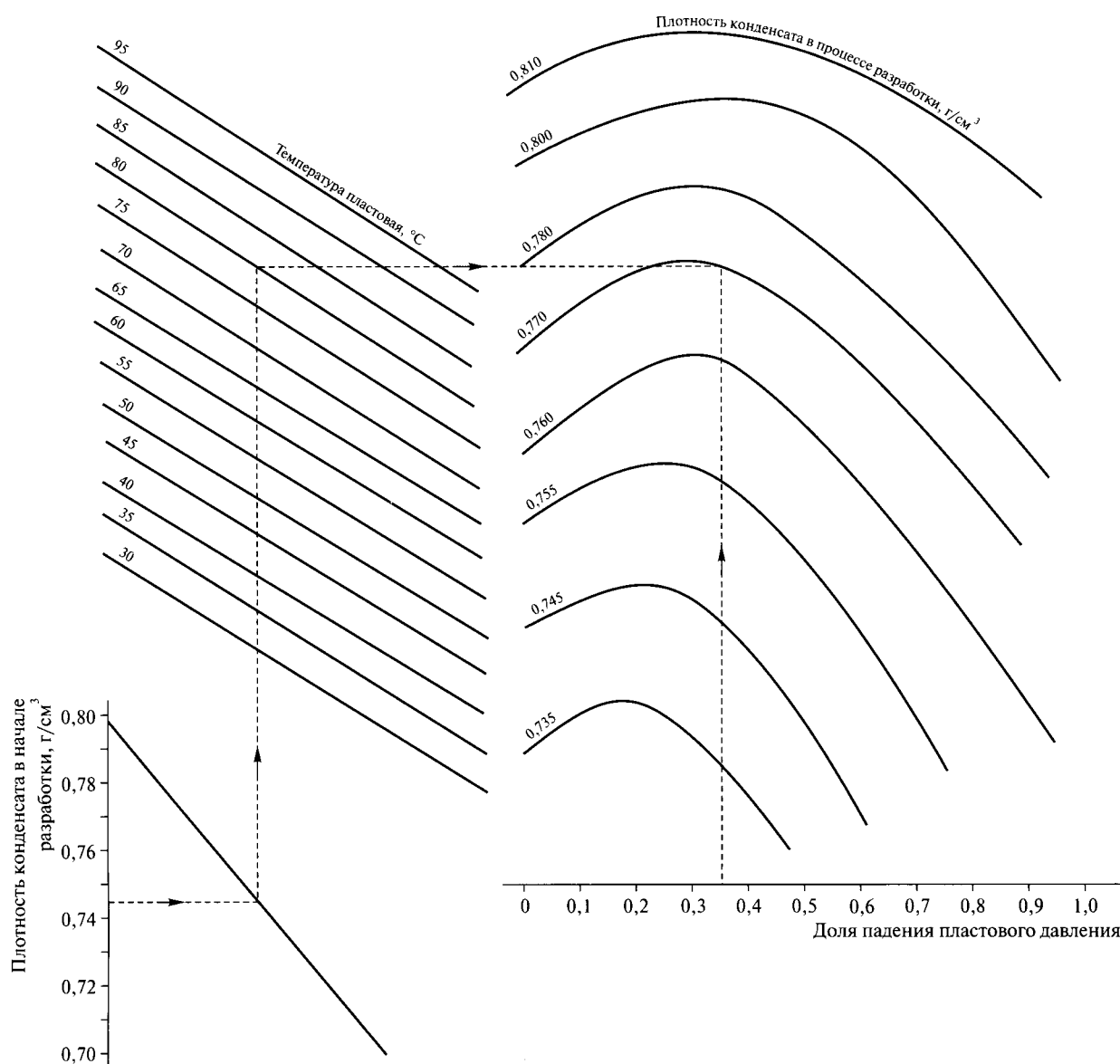


Рисунок 5.15 – Номограмма для определения плотности выпавшего в пласте конденсата газового стабильного

условленных перепадом давления на устье скважины (в сепараторе). Представленная на рисунке 5.17 номограмма позволяет по результатам замера КГФ на единичном режиме сепарации определять выход КГС при различных давлениях и температурах в смеси, содержащей более $60 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Пример – Для определения выхода конденсата при давлении сепарации $P_c = 6,0 \text{ МПа}$ и температуре $T = \text{минус } 10^\circ \text{C}$ по номограмме при известном выходе КГС ($q_k = 100 \text{ см}^3/\text{м}^3$) при $P = 4,0 \text{ МПа}$ и $T = 10^\circ \text{C}$ необходимо от верхней шкалы давления с $P = 4,0 \text{ МПа}$ провести вертикальную линию до пересечения с кривой 1. От точки пересечения этой линии проводим горизонтальную линию до пересечения со шкалой поправки и находим поправку на отклонение величины

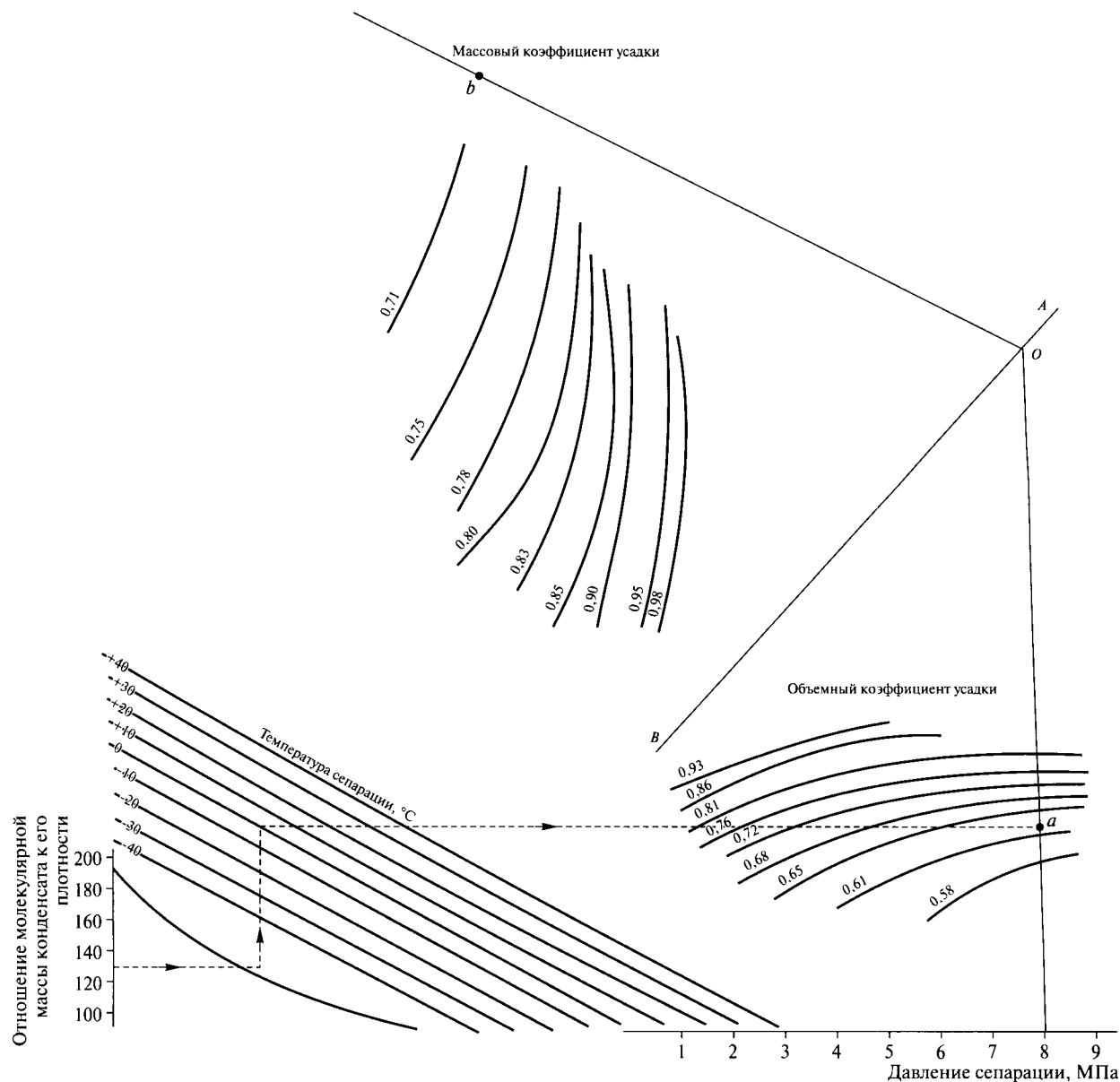


Рисунок 5.16 — Номограмма для определения коэффициента усадки конденсата газового нестабильного, выделяющегося в сепараторе

выхода конденсата от его выхода при $P = 6,0$ МПа. Величина поправки равна $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ при $P = 6,0$ МПа и $T = 10^\circ\text{C}$. Суммарный выход конденсата в рассматриваемом случае равен q_k ($P = 6,0$ МПа, $T = \text{минус } 10^\circ\text{C}$) = q_k ($P = 4,0$ МПа, $T = 10^\circ\text{C}$) + $\Delta q = 100 + 10 = 110 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Для определения выхода конденсата при $P = 6,0$ МПа, $T = \text{минус } 10^\circ\text{C}$ от левой нижней отметки, равной $110 \text{ см}^3/\text{м}^3$, проводим горизонтальную линию до пересечения с вертикальной, которая проходит от точки, соответствующей температуре 10°C . Пересечение этих линий дает точку A. От точки A параллельно линии изобар проводим пунктирную линию до пересечения с вертикальной линией, идущей от точки с температурой минус 10°C . Точка пересечения этих линий дает выход конденсата при $P = 6,0$ МПа и $T = \text{минус } 10^\circ\text{C}$. В данном примере выход конденсата составляет $128 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

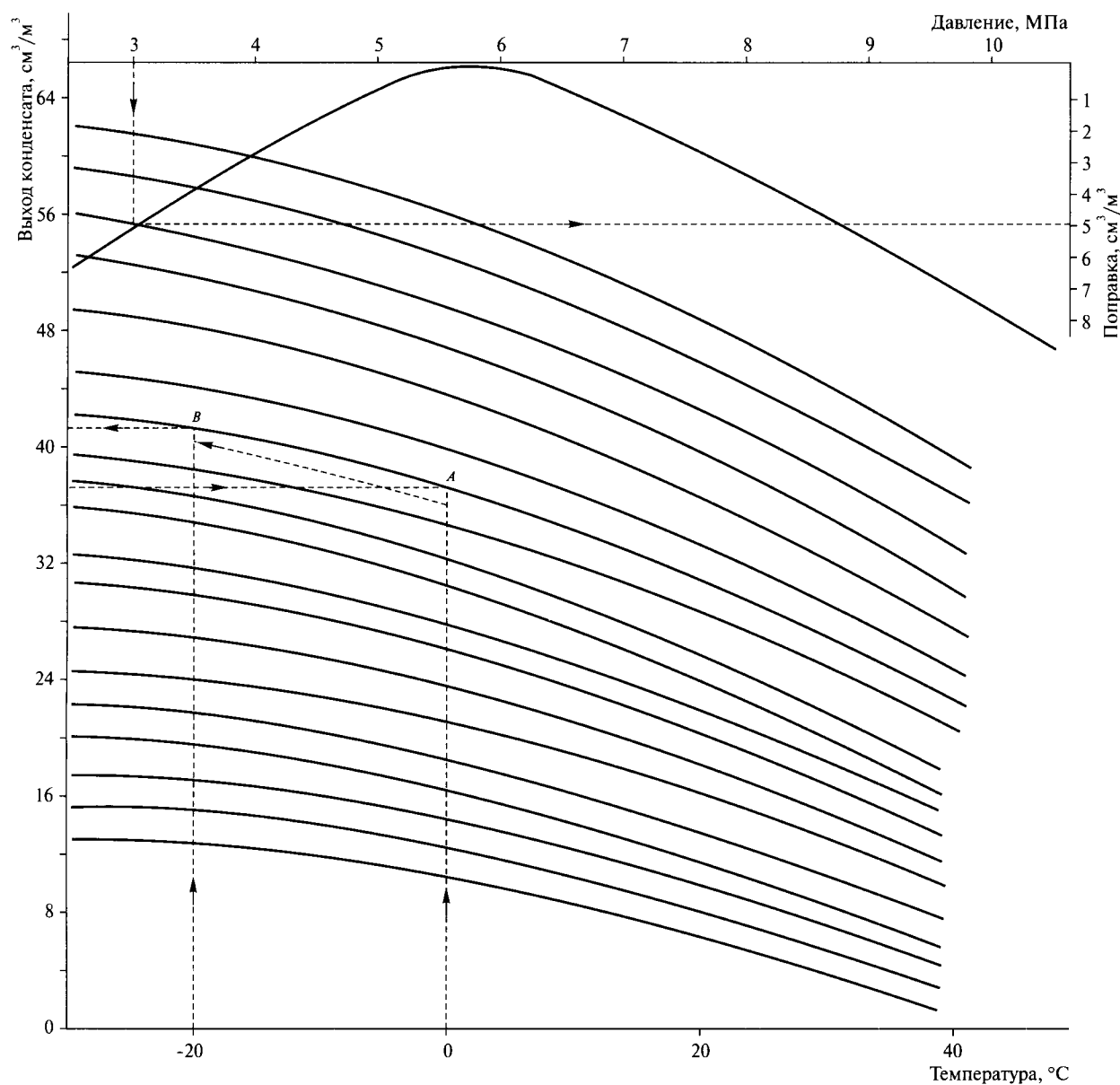


Рисунок 5.18 — Номограмма для определения выхода конденсата газопроводного стабильного в зависимости от температуры и давления сепарации газа для систем с содержанием конденсата менее $60 \text{ см}^3/\text{м}^3$

Таблица 5.13 дает возможность оценить степень выделения КГС при различных температурах сепарации в условиях давления максимальной конденсации в зависимости от потенциального содержания КГС в пластовом газе (подробнее см. Указания [41]).

Приближенный метод определения молекулярной массы конденсата. При различных расчетах, связанных с изучением газоконденсатных систем, определением основных показателей разработки газоконденсатных месторождений и обустройством промыслов используют физико-химические параметры КГС: молекулярную массу КГС (M), плотность (ρ). Одним из легко определяемых параметров КГС по малому его количеству является показатель прелом-

Таблица 5.13 – Зависимость коэффициента выделения КГС от потенциального содержания его в газе и условий сепарации

Потенциальное содержание КГС в добываемом газе, г/м ³	Количество КГС, перешедших из газообразного состояния в жидкую фазу при различной температуре сепарации, в % от потенциального содержания КГС						
	-10	-5	0	5	10	15	20
10	37,5	33,5	30,50	27,5	25,0	22,5	20,0
20	53,0	50,0	47,00	44,0	41,0	38,0	35,0
30	60,5	57,5	54,50	51,5	48,5	46,0	43,5
40	65,5	62,5	60,00	57,5	55,0	52,5	50,0
50	68,5	66,0	63,50	61,0	58,5	56,5	54,5
60	70,5	68,0	65,50	63,5	61,5	59,5	57,5
70	72,5	70,0	68,00	66,0	64,0	62,0	60,0
80	74,0	75,0	70,00	68,0	66,0	64,0	62,5
90	75,5	73,5	71,50	69,5	66,5	65,5	64,0
100	77,0	75,0	73,00	71,0	69,0	67,0	65,5
120	80,0	78,0	76,00	74,0	72,0	70,0	68,0
140	82,0	80,0	78,00	76,0	74,0	72,0	70,5
160	83,5	81,5	79,50	77,5	75,5	74,0	72,5
200	83,0	—	79,00	—	—	—	74,0
250	87,0	—	83,00	—	—	—	78,0
300	89,0	—	85,00	—	—	—	80,0
400	94,0	—	90,00	—	—	—	85,0
450	97,0	—	94,00	—	—	—	88,0
500	97,0	—	94,00	—	—	—	89,0
600	98,0	—	96,00	—	—	—	91,0
700	98,0	—	96,00	—	—	—	93,0
800	99,0	—	98,00	—	—	—	96,0
1000	99,0	—	99,44	—	—	—	98,0

ления (n_D^{20}). При известном значении n_D^{20} можно определить плотность, молекулярную массу КГС и кажущийся объемный коэффициент конденсата (газовый эквивалент).

Плотность КГС может быть приближенно определена по формуле

$$\rho = 1,99337n_D^{20} - 2,09066. \quad (5.21)$$

Молекулярная масса КГС определяется по формуле

$$M = 4407 + 8618 \cdot (n_D^{20})^3 - 21461 \cdot (n_D^{20})^2 + 10067 \cdot n_D^{20} \quad (5.22)$$

или по формуле

$$M = 109,25\rho(n_D^{20})^2 - 19,25. \quad (5.23)$$

Молекулярная масса КГС зависит от группового углеводородного состава и его плотности. На номограмме рисунка 5.19 приведен пример определения молекулярной массы КГС при содержании ароматических углеводородов в количестве 30 масс. %, нафтеновых – 20 масс. %, и плотности – 740 кг/м³. Молекулярная масса равна 112 (точка А).

Молекулярную массу десятиградусных фракций КГС, выкипающего при температуре 200 °С, приближенно можно определить по формуле

$$M = 164,7 + 181\rho^4 \cdot (n_D^{20})^4 - 257,9\rho^2 \cdot (n_D^{20})^2. \quad (5.24)$$

Для фракций, выкипающих выше 200 °С, молекулярная масса КГС определяется по формуле

$$M = -0,2249 \cdot 10^6 + 0,396 \cdot 10^5 \rho^4 \cdot (n_D^{20})^2 - 0,327 \cdot 10^6 \rho^2 \cdot (n_D^{20})^2. \quad (5.25)$$

Перевод количества КГС, выраженного в массовых единицах, в объем конденсата, находящегося в газообразном состоянии, осуществляется через газовый эквивалент по формуле

$$\Gamma_g = 243 - 0,59 \frac{M}{\rho}. \quad (5.26)$$

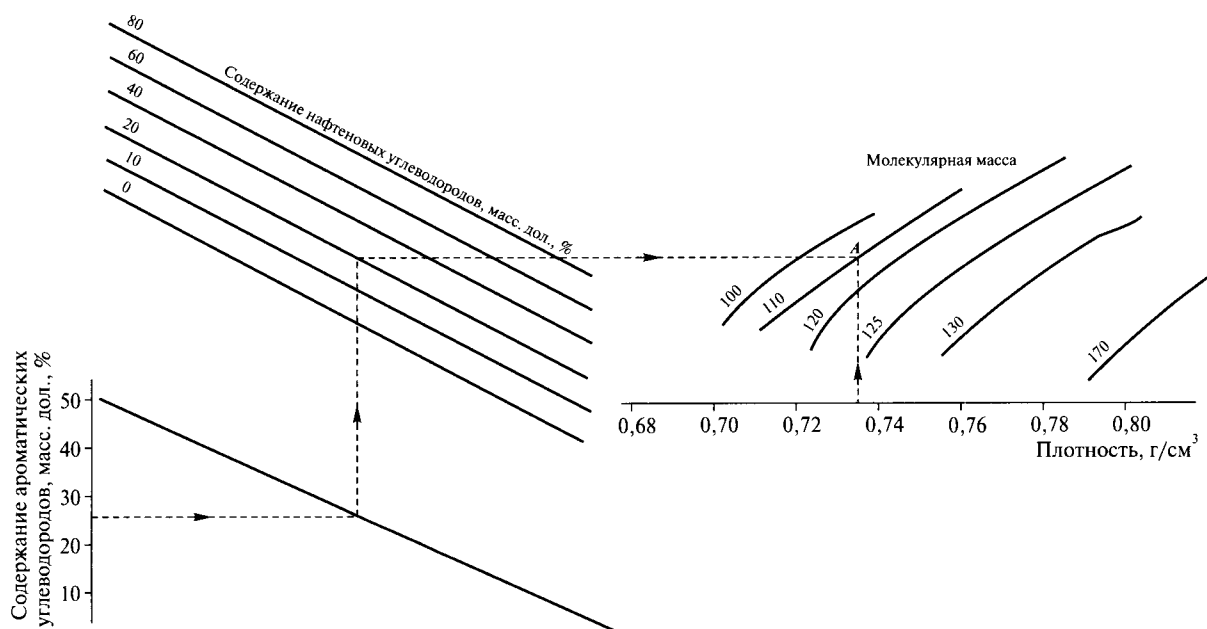


Рисунок 5.19 — Номограмма для определения молекулярной массы конденсата

6 Подбор контрольно-измерительных приборов, устройств и комплексов для исследования газовых и газоконденсатных скважин

В части I настоящих рекомендаций (раздел 10) представлены основные типы контрольно-измерительных приборов, устройств и комплексов, необходимых для проведения качественных исследований газовых и газоконденсатных скважин. Выбор необходимого оборудования для измерений зависит, прежде всего, от задач исследований, термобарических условий залежей и климатических условий окружающей среды. Немаловажный фактор, влияющий на подбор того или иного типа оборудования, — это требования к точности измеряемого параметра. Например, для проведения газодинамических исследований высокопродуктивных газовых скважин, где депрессия от режима к режиму может изменяться в пределах десятой доли мегапаскаля, необходимо применять приборы с повышенными чувствительностью и точностью.

При исследовании разведочных скважин в отсутствие дорог и коммуникаций главными характеристиками становятся мобильность и автономность применяемого оборудования. Вертолетные и мобильные варианты лебедек в данном случае позволяют провести глубинные замеры давления и температуры, а также выполнить отбор глубинных проб.

Исследования эксплуатационных скважин в процессе разработки месторождения часто проводят через контрольный сепаратор, установленный на площадке УКПГ. В настоящее время практически на всех УКПГ внедрены системы телеметрии, позволяющие все данные технологической цепи подготовки газа отображать на пульте оператора. Поэтому исследования скважин через контрольный сепаратор УКПГ проводятся с использованием датчиков давления, температуры, а также расходомеров, включенных в общую систему телеметрии.

Использование передвижных сепарационных установок, оборудованных электронными датчиками давления, температуры и расхода для исследования эксплуатационных скважин в процессе разработки месторождения, позволяет проводить исследования кустовой скважины без остановки остальных. При этом сепарационная установка подключается через факельную линию, отведенную с каждой скважины куста. Несомненным преимуществом данного способа исследований скважин перед использованием контрольного сепаратора на УКПГ является исключение влияния длинных шлейфов (до 10 км) на результаты исследования скважин. На поздней стадии разработки месторождения, когда давление во входном коллекторе понизится до 5–7 МПа, продукция скважины после передвижной установки может подаваться непосредственно в газопровод, что снизит потери газа вследствие его сжигания.

Данный раздел части II рекомендаций содержит более подробный обзор и описание контрольно-измерительных приборов, устройств и комплексов, их технические и метрологические характеристики, что позволяет более качественно выбирать необходимое оборудование для различных видов исследований.

6.1 Устьевые автономные манометры-термометры и телеметрические комплексы

В разделе 10 части I настоящих рекомендаций рассмотрены применяемые в исследовательских службах образцовые манометры типа МО, минусовые ртутные термометры типа ТН-6 и в качестве примера электронный манометр-термометр с выносным датчиком температуры типа УМТ-01.

В настоящее время производителями аппаратуры предлагается ряд электронных манометров-термометров для проведения замеров давлений и температур на устье скважин, а также в технологическом оборудовании.

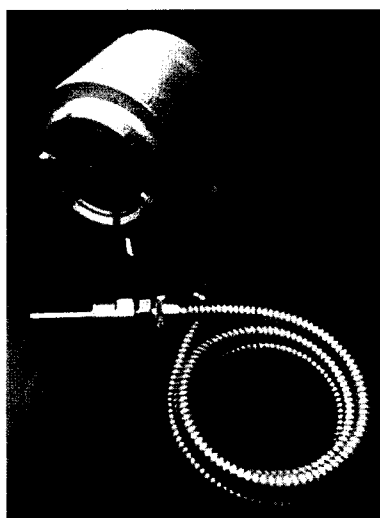


Рисунок 6.1 — Манометр магистральный автономный с выносным датчиком температуры МИКОН-227

Компания ООО «МИКОН» наряду с техническими средствами для исследований нефтяных и газовых скважин представляет автономный манометр-термометр МИКОН-227 (рисунок 6.1), предназначенный для регистрации во времени значений давления и температуры на устье скважин, трубопроводах, резервуарах. Манометр имеет внешний шуп для измерения температуры. Датчик температуры устанавливается в термокарман на трубопроводе, где производится измерение температуры. Данные в цифровом виде поступают в персональный компьютер. Имеется возможность передачи данных по радиоканалу (до 30 м). МИКОН-227 рассчитан на измерения величин давления до 25 МПа (по специальному заказу — до 60 МПа) при приведенной погрешности в зоне рабочих температур 0,1 %. Диапазон измерения температур внешним датчиком составляет минус 40 °С — плюс 130 °С, при рабочем

диапазоне температур — минус 40 °С — плюс 60 °С. Питание прибора осуществляется от трех аккумуляторных батарей типа АА. Прибор изготавливается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.1, ГОСТ Р 51330.10 в исполнении «электрооборудование повышенной надежности против взрыва», частично «искробезопасная сеть», имеет маркировку взрывозащиты 2ExdibIIBT3 и предназначен для установки в состав технологического оборудования, содержащего взрывоопасные смеси категорий IIА, IIВ группы Т3.

ООО «НПП ГРАНТ» выпускает преобразователи давления с измерителем температуры МТУ-04, предназначенные для определения величин давления и температуры жидкостей и газов на различных технологических установках. Модификации приборов позволяют работать как в составе систем телемеханики, так и автономно. Например, МТУ-04.01 — дистанционный преобразователь давления с измерителем температуры, имеющий два герметичных вывода,

один из которых предназначен для подключения внешнего источника питания и передачи информации в систему телемеханики, а другой — для подключения внешнего термометра. Основное его назначение — работа в составе стационарных систем контроля. МТУ-04.03 — автономный преобразователь давления с измерителем температуры, имеющий один герметичный вывод для подключения через адаптер к модулю сбора информации и один герметичный вывод для подключения внешнего термометра. Основное назначение — измерения давления и температуры в автономном режиме. Основные технические характеристики данного прибора представлены в 10.1 части I настоящих рекомендаций.

Модификация преобразователя давления и температуры МТУ-05И с цифровым индикатором показана на рисунке 6.2. Преобразователь работает в дистанционном режиме с питанием от внешнего источника напряжения (9...12 В). Обмен данными с внешними устройствами осуществляется по интерфейсу RS-485. Наличие второго кабельного ввода позволяет подключить внешний датчик температуры. В преобразователе установлен инфракрасный приемник, который позволяет при помощи дистанционного пульта управлять режимами работы преобразователя, менять режимы индикации, изменять установки и настройки. Конструкция преобразователя позволяет поворачивать корпус прибора относительно штуцера приема давления в пределах 350° с шагом фиксации 30°, что позволяет выбрать наиболее удобное положение преобразователя для подключения кабеля и наблюдения за показаниями индикатора.

Автономный цифровой манометр-термометр устьевой АЦМ-4У (рисунок 6.3) предназначен для регистрации давления и температуры на устье скважины или в других наземных системах. Прибор может работать до величин давления 40 МПа и в диапазоне измеряемых температур минус 40 °С — плюс 50 °С. Прибор может работать в течение 137,7 ч при цикле опроса 1 с. Продолжительность работы источника питания — 800 суток при цикле опроса 10 с.



Рисунок 6.2 — Преобразователь давления измерительный МТУ-05И

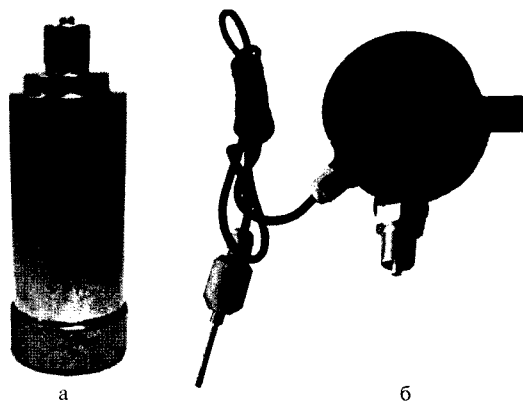


Рисунок 6.3 — Автономные устьевые манометры-термометры АЦМ-4У (а) и САФ.147 (б)

В ООО «Производственная проблемная лаборатория САФ» разработан устьевой манометр типа САФ.147. Прибор позволяет измерять давление и температуру и сохранять данные в энергонезависимой памяти. Предельно допустимое давление манометра составляет 40 МПа, рабочий диапазон температур — минус 40 °С — плюс 50 °С. Питание осуществляется от трех аккумуляторов типа АА с общим напряжением 2,8–3,8 В. Объем памяти составляет 212 тыс. записей. Относительная погрешность по давлению — 0,25 %, дискретность — 0,001 МПа. На данный момент разработано четыре модификации данного прибора, их отличает вариант технологического исполнения, наличие дистанционного индикатора или жидкокристаллического дисплея для отображения замеренных величин давления и температуры.

Высокоточный устьевой манометр PPS 31 (рисунок 6.4) устанавливается непосредственно на устье скважины. Прибор снабжен силикон-сапфировым датчиком давления (предел — 105 МПа). Диапазон измерения температуры прибора — от минус 40 °С до плюс 80 °С при чувствительности канала 0,01 °С. Объем памяти может достигать 1 млн сочетаний данных (время, давление, температура). Замеряемая информация накапливается в памяти прибора и может быть загружена оператором в компьютер либо, в случае исполнения прибора с радиопередатчиком, поступает на компьютер оператора в режиме реального времени. Текущие значения давления могут быть считаны на дисплее манометра. Корпус манометра изготовлен во взрывозащищенном исполнении, пригодном для длительного использования на устье скважины. Низкие температуры и другие природные условия не влияют на его работу.

Фирма KUSTER Company выпускает устьевые манометры-термометры KUSTER Surface Unit (рисунок 6.5), которые рассчитаны на максимальное давление 68,9 МПа и диапазон рабочих температур — от минус 40 °С до плюс 50 °С. Питание прибора осуществляется от литиевых батарей, емкость памяти более 1,2 млн наборов данных, что позволяет проводить исследования в течение длительного времени.

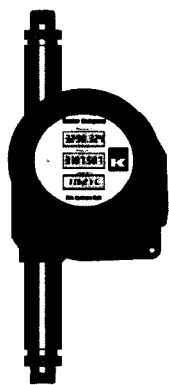


Рисунок 6.4 — Устьевой манометр-термометр PPS-31

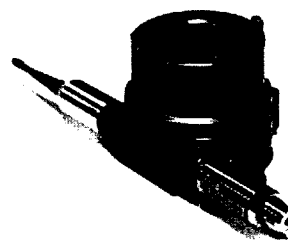
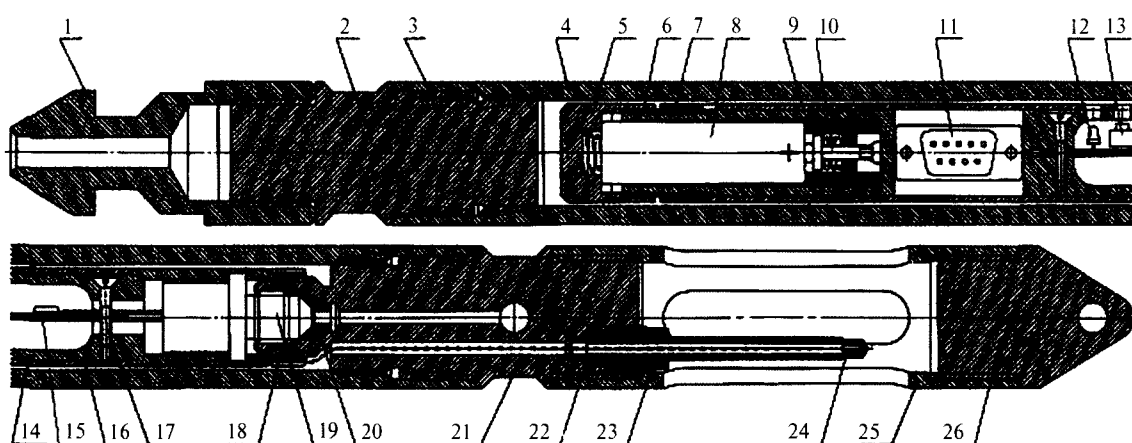


Рисунок 6.5 — Устьевой манометр-термометр KUSTER

6.2 Глубинные автономные манометры-термометры и комплексы

В настоящее время выпущено достаточно много типов глубинных приборов, отличающихся как техническими характеристиками (типом датчика, конструктивными размерами), так и стоимостью. При этом большинство из них обладают общим принципом действия и схожей конструкцией. Для примера рассматривается конструкция и принцип действия преобразователя ПГА-1 (рисунок 6.6), выпускаемого НПЦ «Знание».

Головка 1 прибора служит для крепления преобразователя к скребковой проволоке. Заглушка 2, резиновые уплотнительные кольца 3, защитный кожух 4, переходник 21 вместе с датчиком давления 19 и корпусом датчика температуры 23 образуют герметичную зону с атмосферным давлением. Посадочные места датчика давления и корпуса датчика температуры герметизированы уплотнительными вкладышами 20 и 22 из отоженной красной меди. Датчик температуры 24 находится вблизи заглушенного конца корпуса 23. К переходнику 21 с помощью гайки 18 крепится шасси 16, несущее на себе все элементы герметичной зоны. Винтами 17 на шасси закреплена плата электроники 15, где расположены сигнальный светодиод 12 и кнопка управления 13, доступ к которым возможен через отверстия в шасси и защитной трубке 14, прикрепленной к шасси с помощью гайки 7. За платой закреплена интерфейсная разъем 11 для подключения компьютерного кабеля. Далее располагается кассета 6 для элемента 8 питания, включающая полость, на дне которой закреплен упорный изолирующий вкладыш 9 с установленным в нем подпружиненным подвижным контактом 10, к которому должен прижиматься положительный электрод элемента питания, колпачок 5 служит для надежной фиксации элемента в кассете.



- 1 — головка; 2 — заглушка; 3 — кольцо уплотнительное; 4 — кожух; 5 — колпачок; 6 — кассета;
 7 — гайка; 8 — элемент питания; 9 — вкладыш изолирующий; 10 — контакт подвижный;
 11 — разъем; 12 — светодиод; 13 — кнопка; 14 — трубка; 15 — плата; 16 — шасси; 17 — винт;
 18 — гайка; 19 — датчик давления; 20, 22 — вкладыши; 21 — переходник; 23 — корпус;
 24 — датчик температуры; 25 — фонарь; 26 — наконечник

Рисунок 6.6 — Конструкция преобразователя ПГА-01

Измеряемое давление через поперечное отверстие, выходящее на боковую поверхность переходника 21, а затем через осевое отверстие передается во внутреннюю полость датчика давления 19 и воздействует на его чувствительный элемент. Выводы датчика гибкими проводниками соединены с соответствующими входными контактами платы электроники 15. Преобразователь ПГА-01 может использоваться для измерения давления до 100 МПа и температуры — до плюс 125 °С. Более подробные метрологические характеристики данного прибора и его конструктивные размеры, представлены в таблице 10.5 части I настоящих рекомендаций.

Также широкое применение в практике проведения газодинамических исследований получили автономные манометры-термометры ООО «МИКОН» (г. Набережные Челны). Манометры МИКОН-107 и МИКОН-1007 (рисунок 6.7а, б) имеют широкий диапазон измерения давления (до 60 МПа) при рабочей температуре до 100 °С. Приведенная погрешность прибора по давлению составляет 0,15 %, погрешность измерения — по температуре 0,5 °С. Максимальный объем памяти рассчитан на 240 тыс. точек, автономное питание осуществляется с помощью двух батарей типа АА или высокотемпературного элемента питания 3,6 В, что достаточно для автономной работы в течение 180 сут. Модификация МИКОН-1007 имеет возможность бесконтактного считывания информации и записи управляющих программ в память манометра через устройство связи.

ООО «СИАМ» поставляется автономный глубинный манометр-термометр «САМТ-02» (рисунок 6.7в), который может работать в диапазоне температур от минус 40 °С до плюс 125 °С. Прибор обладает малыми порогами чувствительности по давлению 0,0001 МПа и температуре 0,001 °С, объем внутренней памяти прибора составляет 2170 тыс. значений. Прибор может работать на нескольких режимах, отличающихся дискретностью проведения замеров от 1 с до 1 сут. Манометр может быть спущен в скважину на трубах, скребковой проволоке. Время непрерывной работы прибора от одной литиевой батареи и при температуре окружающей среды не более 85 °С составляет не менее 500 сут. Прибор поставляется в двух исполнениях: диаметром 28 и 32 мм, причем прибор диаметром 32 мм имеет усиленное коррозионно-стойкое исполнение.

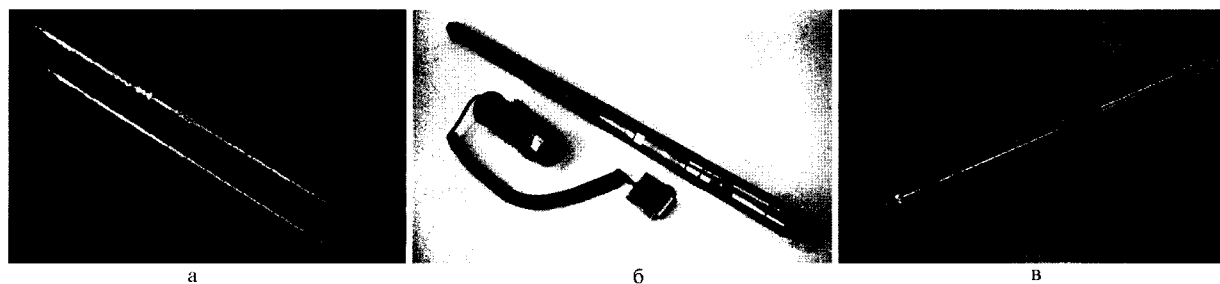


Рисунок 6.7 — Автономные глубинные манометры-термометры МИКОН-107 (а), МИКОН-1007 (б) и САМТ-02 (в)

Информация с прибора считывается с помощью двухпроводного интерфейса, подключаемого к внешним открытым частям без разборки прибора. Манометр САМТ-02 имеет программную температурную коррекцию датчика давления, которая минимизирует погрешность, обусловленную температурными колебаниями до 0,1 %.

В ООО «БашНИПИнефть» (г. Уфа) созданы современные глубинные электронные манометры-термометры типа МТГ. Для питания приборов используются литиевые элементы с рабочим интервалом температур – от минус 40 °С до плюс 130 °С. Наибольший объем внедрения получили манометры-термометры типа МТГ-25. Их порог чувствительности по давлению составляет 0,0005 МПа, порог чувствительности по температуре – 0,003 °С, общий объем памяти – 114 тыс. значений измерений. Рабочий температурный интервал 0 °С – 100 °С. Питание прибора осуществляется от двух параллельно работающих батарей, что обеспечивает высокую надежность питания при длительной работе в автономном режиме. Максимальная продолжительность работы прибора составляет 900 сут.

Этой же организацией разработана серия глубинных приборов МТГ-20, при сохранении метрологических характеристик существенно улучшены их технические характеристики. Максимальная частота регистрации увеличена до 256 измерений в секунду, что позволяет регистрировать быстропротекающие процессы. Рабочий температурный интервал расширен до плюс 120 °С. Скважинный манометр-термометр МТГ-20МТ с малоинерционным термодатчиком обладает порогом чувствительности по температуре 0,002 °С и позволяет проводить детальную термометрию ствола скважины. Габариты самого миниатюрного манометра МТГ – 22×250 мм, что позволяет устанавливать его в трубах малого диаметра без существенного снижения диаметра проходного сечения или устанавливать приборы в карманах замковых соединений. Значительно увеличен объем памяти для записи параметров до 500–1088 тыс. точек.

Научно-производственная фирма «Грант» выпускает глубинные манометры-термометры типа АМТ-08 (рисунок 6.8). Приборы рассчитаны на давление до 100 МПа и температуру до 125 °С.



Рисунок 6.8 — Глубинные манометры-термометры типа АМТ-08

Приведенная погрешность прибора по давлению составляет 0,25 % с разрешающей способностью 0,002 МПа. Полученная информация считывается из манометра АМТ в компьютер через его стандартный последовательный порт. Вариант исполнения АМТ-08.02 имеет малые габаритные размеры 25×500 мм и увеличенный объем памяти (до 697 тыс. точек). Модификация АМТ-08.01 повторяет форму газлифтного клапана мандрели, соответственно прибор предназначен для проведения исследований при газлифтом способе добычи.

Преобразователи давления и температуры измерительные ИМСП-11 (рисунок 6.9), выпускаемые ОАО «Объединенная энергетическая группа «Петросервис», имеют унифицированную конструкцию, состоящую из измерительного блока, источника питания и защитного кожуха. Абсолютное давление воздействует на мембрану чувствительного элемента датчика давления, в результате чего происходит изменение электрического сопротивления тензорезистора. Измерительный блок трансформирует изменение сопротивления тензорезисторов чувствительного элемента в цифровой код, кроме того, в цифровой код трансформируется аналоговое напряжение, регистрируемое датчиком температуры. Затем цифровые коды давления и температуры записываются в энергонезависимой памяти. Приборы ИМСП-11 рассчитаны на давление до 100 МПа и температуру до плюс 150 °С. Основная приведенная погрешность канала абсолютного давления составляет 0,25 %, чувствительность канала давления – 0,01 МПа. Точность измерения температуры прибора – 0,1 °С при чувствительности 0,01 °С. Минимальная дискретность измерения параметров составляет 0,3 с, количество точек регистрации достигает 250 тыс.

Автономный цифровой манометр-термометр АЦМ-4, выпускаемый научно-коммерческой фирмой «Геотех», рассчитан на давление до 100 МПа с разрешающей способностью по давлению 0,0006 МПа, на рабочую температуру – плюс 50 °С, термостойкая конфигурация прибора АЦМ-4Т рассчитана на температуру до плюс 120 °С. Питание прибора осуществляется с помощью литиевой батареи напряжением 3,6 В. В зависимости от задач на данный момент существует ряд модификаций приборов АЦМ-4С, предназначенных для измерения параметров в коротком интервале времени (с циклом опроса от 0,05 до 1 с), например, для контроля процесса перфорации, конфигурация АМТ-4ТГ – для повышенных температур в газовых средах. Для повышения точности измерений фирмой разработан прибор АЦМ-4ДТ с отдельными датчиками давления и температуры.

Глубинный прибор САФ.АМТВ (рисунок 6.10) позволяет проводить измерения и помещать в энергонезависимую память не только значения давления и температуры, но и влажности. При работе в комплексе со счетчиком САФ.СПС-2/СПС-3/СПС-5 прибор позволяет формировать отчет о распределении параметров по глубине. По метрологическим характеристикам диапазон измерения давления составляет от 0 до 60 МПа, при относительной приведенной погрешности 0,25 % и дискретности по каналу давления 0,0001 МПа. Максимальная измеряемая



Рисунок 6.9 – Глубинный манометр-термометр ИМСП-11

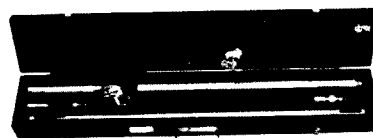


Рисунок 6.10 – Автономный манометр-термометр-влажномер САФ.АМТВ

температура прибора составляет плюс 120 °С, при абсолютной погрешности 0,5 °С и дискретности 0,0003 °С. Постоянная времени канала измерения температуры составляет 1,5 с. Питание прибора осуществляется от одного литиевого элемента типа АА при потреблении тока не более 0,6 мА. Время непрерывной работы САФ.АМТВ при интервале записи 1 с составляет 59 ч. Диаметр прибора — не более 25 мм, длина составляет 720 мм.

Автономные электронные манометры-термометры КСА-А2-28-(36), выпускаемые фирмой ОАО «НПФ ГЕОФИЗИКА», предназначены для измерения давления и температуры при гидродинамических исследованиях скважин, они могут быть спущены на трубах, геофизическом кабеле или на скребковой проволоке. Рабочее давление прибора — до 100 МПа при дискретности 0,004 МПа, рабочая температура — до плюс 120 °С. Предел допускаемой основной приведенной погрешности измерения давления в диапазоне температур плюс 5 °С — 100 °С составляет не более 0,2 %. Абсолютная погрешность измерения температуры — не более 0,04 °С при пороге чувствительности термометра 0,003 °С. Объем встроенной энергонезависимой памяти — около 100 тыс. записей, продолжительность непрерывной работы достигает 540 суток.

Метрологические характеристики представленных приборов приведены в таблице 10.5 в части I настоящих рекомендаций.

С целью получения дополнительной информации, касающейся состояния ствола скважины, определения качественного состава флюида, естественного гамма-излучения, скорости потока газа и жидкости, применяют многоканальные геофизические приборы, технические характеристики и краткое описание которых представлены в настоящих рекомендациях (раздел 10 части I). Приборы могут состоять из нескольких секций (рисунок 6.11): базового модуля, модуля расходомера, модуля резистивиметра и модуля блока питания. Базовый модуль содержит датчики давления, температуры, влажности, а также термоиндикатор притока и локатор муфт. Автономный комплексный прибор спускают в скважину на проволоке диаметром 1,8–2,5 мм.

Многоканальные приборы дополнительно могут комплектоваться модулем определения состава. Например, прибор ГЕО-2М (см. раздел 10 части I настоящих рекомендаций) может быть дополнен автономным модулем состава типа ГЕО-2МС, который предназначен для бесконтактного измерения удельной электрической проводимости, содержания воды и водородосодержания в продукции скважины. Модуль определения состава содержит резистивиметр, влагомер, термометр.



Рисунок 6.11 — Многоканальный автономный прибор

6.3 Основные метрологические характеристики датчиков давления

Выбор глубинных манометров-термометров, соответствующих требованиям исследовательских задач, зависит, прежде всего, от метрологических характеристик конкретного оборудования. Качество измерений зависит не только от типов датчиков прибора, но и от характеристик цепи электрических и механических компонентов, к которым прибор подключен.

Различают два типа метрологических характеристик приборов: статические и динамические.

Статические метрологические параметры определяют характеристики преобразователя давления при неизменных условиях рабочей среды. Основными влияющими факторами являются точность, разрешающая способность, стабильность и чувствительность.

Точность — это максимальная ошибка, возникающая в преобразователе давления независимо от условий его использования. Точность прибора определяется следующими параметрами:

- сглаживающая ошибка или среднее квадратичное отклонение (мера качества математической адаптации калибровки датчика и измеряемых параметров), которое рассчитывается на основе рассчитанного и эталонного давлений при данной температуре (рисунок 6.12);

- гистерезис — максимальная разница в показаниях прибора при повышении и снижении давления в ходе калибровки датчика (рисунок 6.13а);

- повторяемость — разница между двумя последовательными измерениями давления при равных значениях температуры (рисунок 6.13б). В промышленных условиях повторяемость влияет на измерения, выполняемые на нескольких режимах. Особенно важно знать величину данного параметра при исследовании высокопродуктивных газовых скважин, когда давление от режима к режиму меняется лишь на десятые доли мегапаскаля.

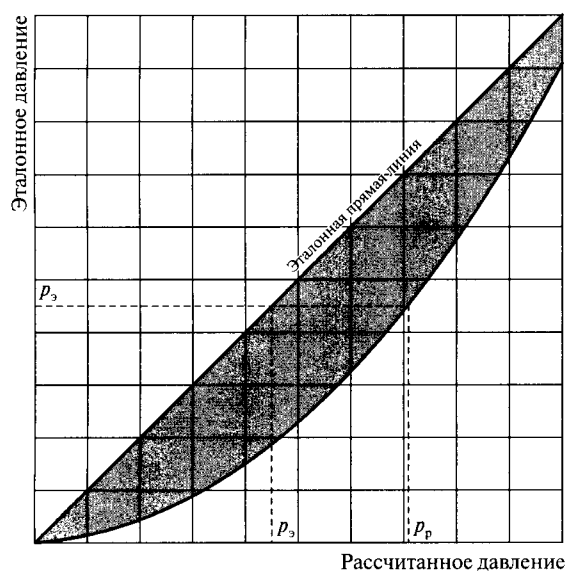


Рисунок 6.12 — Иллюстрация понятия «среднее квадратичное отклонение»

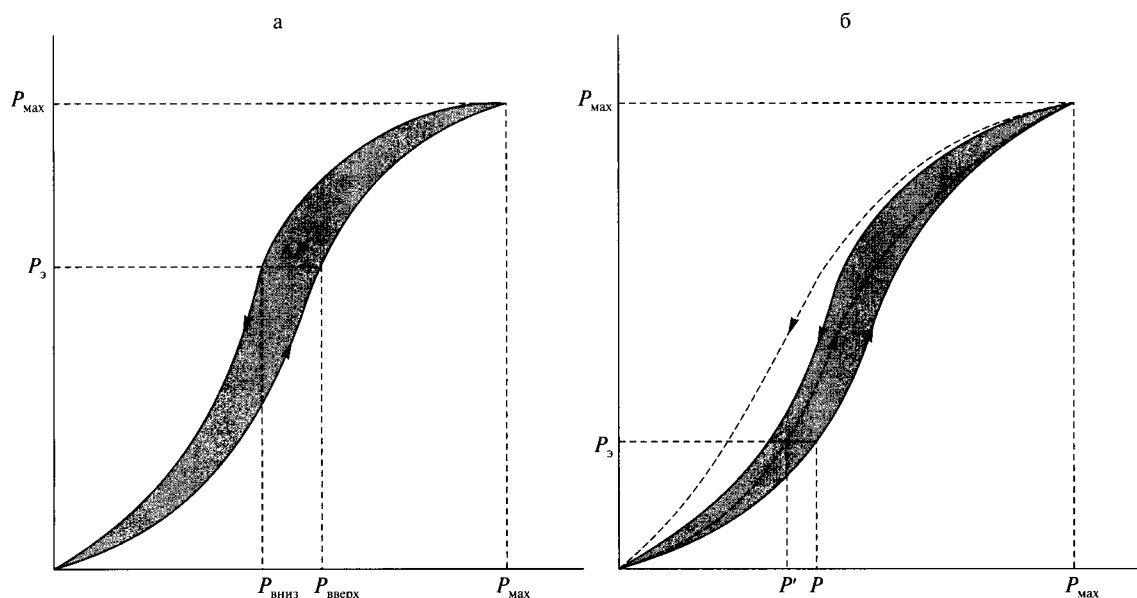


Рисунок 6.13 – Иллюстрация понятий «гистерезис» (а) и «повторяемость» (б)

Разрешающая способность прибора — это минимальное изменение давления, которое способен зафиксировать датчик.

6.4 Расходомерия

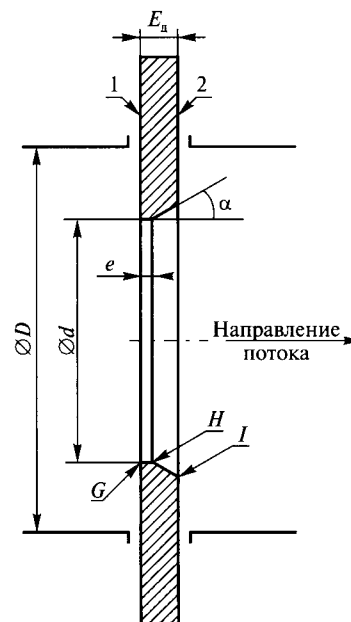
6.4.1 Стандартные сужающие устройства

К стандартным (нормализованным) сужающим устройствам относятся диафрагмы, сопла различных конструкций и трубы Вентури.

Стандартная диафрагма — это тип сужающего устройства, выполненного в виде тонкого диска с отверстием, имеющим со стороны входа острую прямоугольную кромку (рисунок 6.14). Технические требования к диафрагмам, а также к их установке регламентированы ГОСТ 8.586.2.

Для нормальной работы диафрагмы должны быть обеспечены отверстия для отбора давления — не менее одного до диафрагмы и одно — после нее, расположенные в том или другом стандартном положении в зависимости от способа отбора давления (угловой, трехрадиусный, фланцевый).

Для диафрагм с угловым способом отбора перепада давления допустимые диапазоны значений диаметров трубопроводов D должны находиться в пределах $50 \text{ мм} < D < 1000 \text{ мм}$. Относительный диаметр диафрагмы, характеризующий отно-



1 — входной торец диафрагмы; 2 — выходной торец диафрагмы
Рисунок 6.14 — Стандартная диафрагма

шение диаметра отверстия d сужающего устройства к внутреннему диаметру измерительного трубопровода перед сужающим устройством $\beta = d/D$, должен быть в пределах $0,05 < \beta < 0,64$. Для диафрагм с фланцевым способом отбора перепада давления эти величины должны находиться в пределах $50 \text{ мм} < D < 760 \text{ мм}$; $0,04 < \beta < 0,56$. Диаметр отверстия диафрагм независимо от способа отбора давления должен быть не менее 12,5 мм, относительный диаметр β должен находиться в пределах от 0,1 до 0,75.

Массовый расход среды (q_m) при этом рассчитывается по формуле (ГОСТ 8.586.1)

$$q_m = \left(\frac{\pi d^2 C E \varepsilon}{4} \right) K_{ш} K_{п} \sqrt{2 \rho \Delta p}, \quad (6.1)$$

где d — диаметр отверстия сужающего устройства при рабочей температуре среды, м;

C — коэффициент истечения, ед.;

E — коэффициент скорости входа, ед.;

ε — коэффициент расширения, ед.;

ρ — плотность среды, кг/м³;

Δp — перепад давления на сужающем устройстве, Па;

$K_{ш}$ — коэффициент шероховатости внутренних стенок измерительного трубопровода;

$K_{п}$ — коэффициент истечения диафрагмы.

Расчет массового расхода выполняют в соответствии с формулой при известных значениях ее составляющих, часть из которых получают путем непосредственных измерений, другую часть — расчетным путем.

Связь массового расхода среды, объемного расхода среды при рабочих условиях и объемного расхода среды, приведенного к стандартным условиям, устанавливает следующая формула:

$$q_m = q_v \rho = q_c \rho_c, \quad (6.2)$$

где q_v — объемный расход среды при рабочих условиях, м³/с;

q_c — объемный расход среды, приведенный к стандартным условиям, м³/с;

ρ — плотность среды при стандартных условиях, кг/м³.

Коэффициент истечения для диафрагм определяют по уравнению

$$C = 0,5961 + 0,0261\beta^2 - 0,261\beta^8 + 0,000521 \left(\frac{10^6 \beta}{Re} \right)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063A)\beta^{3,5} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{0,3} + \\ + (0,043 + 0,08e^{-10L_1} - 0,123e^{-7L_1})(1 - 0,11A) \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} - 0,031(M_1 - 0,8M_1^{1,1})\beta^{1,3} + M_2, \quad (6.3)$$

где

$$A = \left(\frac{1900\beta}{\text{Re}} \right)^{0,8};$$

$$M_1 = \frac{2L'_2}{1-\beta};$$

$$M_2 = \begin{cases} 0,011(0,75-\beta) \left(2,8 - \frac{D}{0,0254} \right) & \text{при } D < 0,07112 \text{ м;} \\ 0 & \text{при } D \geq 0,07112 \text{ м} \end{cases}$$

Re – число Рейнольдса, характеризующее отношение силы инерции к силе вязкости потока, рассчитывается по формуле

$$\text{Re} = \frac{4q_m}{\pi\mu D} = \frac{4q_c\rho_c}{\pi\mu D}. \quad (6.4)$$

Значения L_1 и L'_2 принимаются равными:

$L_1 = L'_2 = 0$ – для углового способа отбора давлений;

$L_1 = 1$; $L'_2 = 0,47$ – для трехрадиусного способа отбора давлений;

$L_1 = L'_2 = 0,0254/D$ – для фланцевого способа отбора давлений.

Коэффициент расширения при использовании любого способа отбора давления с диафрагмы определяется по формуле

$$\varepsilon = 1 - (0,351 + 0,256\beta^4 + 0,93\beta^8) \left[1 - \left(1 - \frac{\Delta p}{p} \right)^{\frac{1}{\kappa}} \right], \quad (6.5)$$

где p – давление среды;

κ – показатель адиабаты (изоэнтропии) газа.

Показатель адиабаты рассчитывается по формуле

$$\kappa = \frac{\rho}{p} \frac{\partial p}{\partial \rho} \bigg|_S. \quad (6.6)$$

При отсутствии справочных данных о значениях показателя адиабаты или методах его расчета вместо показателя адиабаты может быть использовано отношение удельной теплоемкости при постоянном давлении к удельной теплоемкости при постоянном объеме.

Значение коэффициента скорости входа E определяют по формуле

$$E = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}}. \quad (6.7)$$

Подробное описание расчета поправочных коэффициентов, учитывающих шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода ($K_{ш}$) и притупление входной кромки диафрагмы, представлено в ГОСТ 8.586.2. Для приближенных расчетов дебитов газовых и газоконденсатных скважин целесообразно эти коэффициенты принять равными единице.

В целом уравнение расхода среды является неявным, коэффициенты C и $K_{ш}$ зависят от числа Рейнольдса, которое, в свою очередь, зависит от значения расхода среды. Такое уравнение решается итерационными методами.

Расчет расхода выполняют в следующей последовательности:

- принимают первое приближение значения числа Рейнольдса Re_1 , равное 10^6 ;
- рассчитывают первое приближение значения коэффициентов C_1 и $K_{ш1}$;
- рассчитывают первое приближение расхода среды q_1 ;
- по полученному значению q_1 последовательно находят второе приближение Re_2 , C_2 , $K_{ш2}$ и q_2 ;
- процесс уточнения значений Re , C , $K_{ш}$ и q проводят до тех пор, пока значение относительного отклонения между полученным значением расхода q_i и его предыдущим значением q_{i-1} будет удовлетворять условию

$$\frac{|q_i - q_{i-1}|}{q_i} < 10^{-5}. \quad (6.8)$$

Найденное значение q_i принимают за искомое значение расхода.

Для измерения расхода в качестве сужающего устройства применяются также сопла. Сопло — это тип сужающего устройства, имеющего плавно сужающуюся часть на входе, переходящую на выходе в горловину. Согласно ГОСТ 8.586.3 для измерения расхода регламентируются три вида сопел: сопло ИСА 1932, эллипсоидное сопло и сопло Вентури.

С помощью сопла создается местное сужение потока, часть потенциальной энергии переходит в кинетическую. Средняя скорость потока в месте его сужения повышается, а статическое давление становится менее статического давления до сужающего устройства. Мерой расхода является разность давлений. На рисунке 6.15 приведен общий разрез сопла ИСА 1932 в плоскости, проходящей через ось горловины. Часть сопла, расположенная в трубе, является круглой. Сопло состоит из сужающейся секции с закругленным профилем и цилиндрической горловины. Основные типоразмеры и технические требования регламентированы ГОСТ 8.586.3.

Профиль рассматриваемого сопла образован входной торцевой плоскостью A , перпендикулярной к осевой линии сопла; плоскостью сужающейся части сопла, образующей которой является линия, состоящая из дуг окружностей B и C ; внутренней цилиндрической поверхностью горловины E ; внутренней поверхностью кольцевого выступа F , предохраняющего выходную кромку G от повреждения.

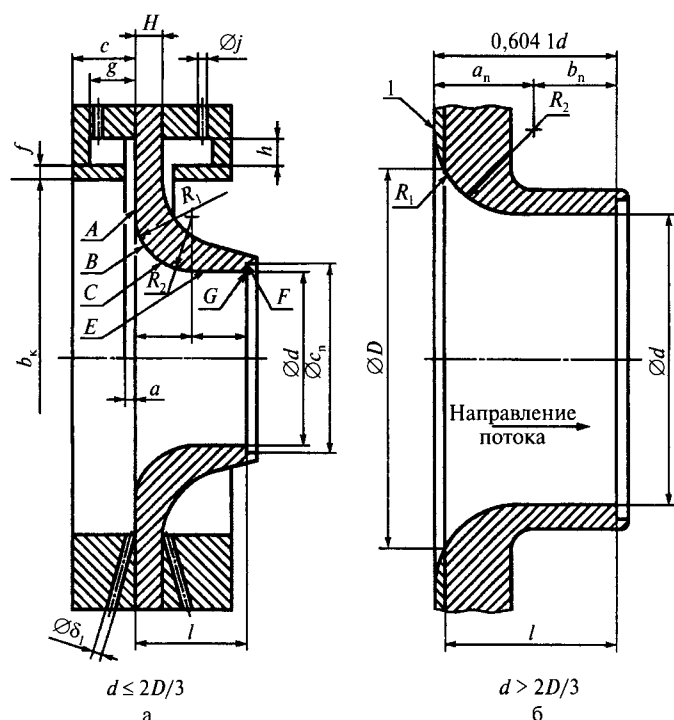


Рисунок 6.15 — Сопло ИСА 1932

Сопла ИСА 1932 применяют при следующих условиях: диаметр измерительного трубопровода $0,05 \text{ м} \leq D \leq 0,50 \text{ м}$, относительный диаметр отверстия $\beta = d/D$ должен находиться в диапазоне от 0,3 до 0,8.

Массовый расход среды (q_m) для сопел ИСА 1932 рассчитывается аналогично расходу при использовании диафрагм (6.1), только без коэффициента истечения диафрагмы.

Коэффициент истечения сопел ИСА 1932 определяют по формуле

$$C = 0,99 - 0,2262\beta^{4,1} - (0,00175\beta^2 - 0,0033\beta^{4,15}) \left(\frac{10^6}{\text{Re}} \right)^{1,15}. \quad (6.9)$$

Коэффициент расширения сопел ИСА 1932 рассчитывается по формуле

$$\varepsilon = \sqrt{\left(\frac{\kappa \tau^{2/\kappa}}{\kappa - 1} \right) \left(\frac{1 - \beta^4}{1 - \beta^4 \tau^{2/\kappa}} \right) \left(\frac{1 - \tau^{(\kappa-1)/\kappa}}{1 - \tau} \right)}, \quad (6.10)$$

где $\tau = 1 - \Delta p/p$.

Коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода ($K_{\text{ш}}$), принимается равным единице. В случае использования в качестве сужающего устройства сопла ИСА 1932 более точный расчет расхода среды проводится на основе определения коэффициента $K_{\text{ш}}$, в соответствии ГОСТ 8.586.3.

Существуют две разновидности эллипсоидных сопел, отличающиеся требованиями к изготовлению их внутренней профильной части: сопла с большим ($0,25 \leq \beta \leq 0,80$) и малым

($0,20 \leq \beta \leq 0,50$) относительным диаметром горловины (рисунок 6.16). Для значений β между 0,25 и 0,5 профильную часть сопла можно изготавливать в соответствии с требованиями к соплам как большого, так и малого относительного диаметра горловины.

Профиль сопла (рисунок 6.16) образован сужающейся частью сопла *A*; внутренней цилиндрической горловиной *B*; поверхностью выходного торца сопла *C*.

Эллипсоидные сопла применяют при следующих условиях: диаметр измерительного трубопровода $0,05 \text{ м} \leq D \leq 0,63 \text{ м}$, относительный диаметр отверстия $\beta = d/D$ должен находиться в диапазоне от 0,2 до 0,8.

Расход среды для эллипсоидных сопел определяется так же, как и для сопел ИСА 1932.

Коэффициент истечения эллипсоидных сопел определяют по формуле

$$C = 0,9965 - 0,00653 \sqrt{\frac{10^6 \beta}{\text{Re}}}. \quad (6.11)$$

Коэффициент расширения эллипсоидных сопел определяется по формуле 6.10, коэффициент ($K_{\text{ш}}$), учитывающий шероховатость, равен единице.

Профили сопла Вентури показаны на рисунке 6.17. Сопло Вентури может быть длинным или коротким. В первом случае наибольший диаметр выходного конуса равен диаметру трубопровода, а во втором – меньше диаметра трубопровода. Перепад давления следует измерять через кольцевые камеры. Заднюю (минусовую) камеру соединяют с цилиндрической частью сопла Вентури с помощью радиальных отверстий.

Сопла Вентури применяют при следующих условиях: диаметр измерительного трубопровода $0,065 \text{ м} \leq D \leq 0,50 \text{ м}$, относительный диаметр отверстия $\beta = d/D$ должен находиться в диапазоне от 0,316 до 0,775, диаметр отверстия сопла $d > 0,05 \text{ м}$.

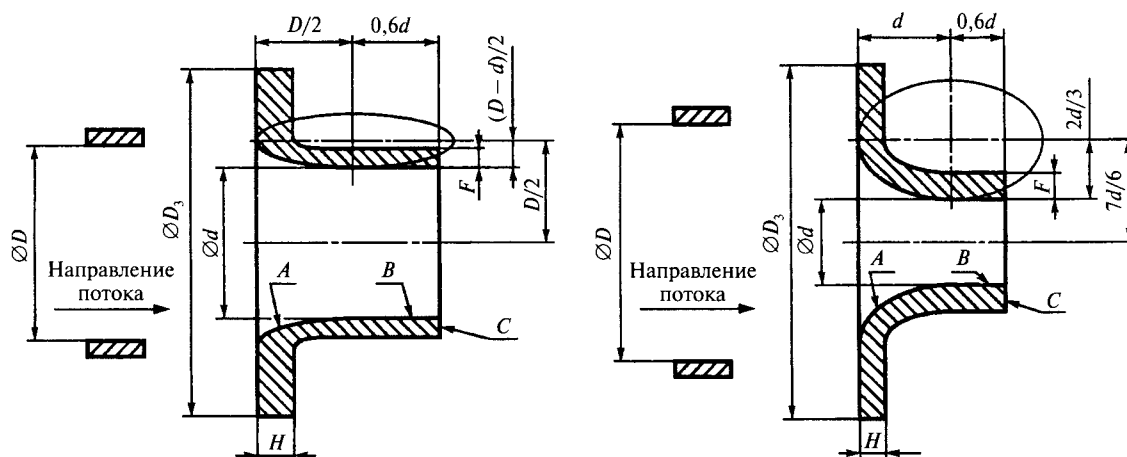
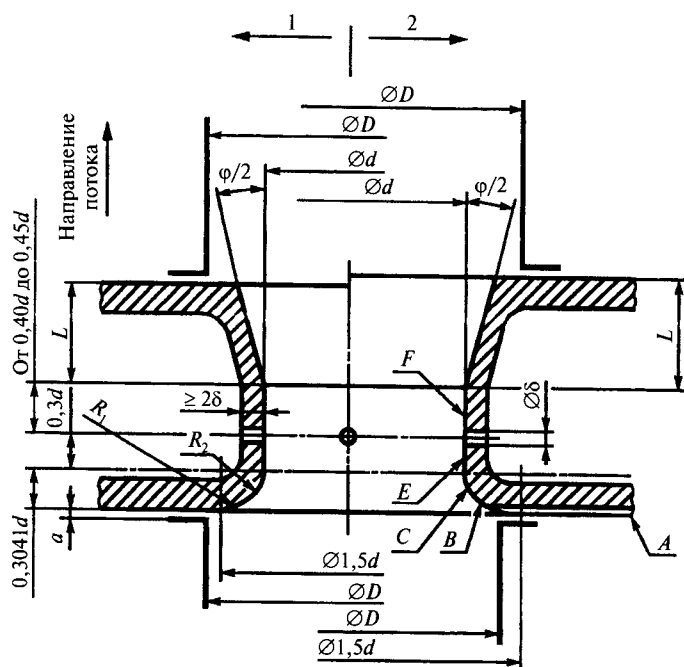


Рисунок 6.16 – Эллипсоидное сопло



1 — укороченное сопло Вентури;
2 — неукороченное сопло Вентури
Рисунок 6.17 — Сопла Вентури в разрезе

Расход среды для эллипсоидных сопел определяется так же, как и для сопел ИСА 1932. Коэффициент истечения сопел Вентури не зависит от числа Рейнольдса и определяется по формуле

$$C = 0,9858 - 0,196\beta^{4,5}. \quad (6.12)$$

Для более точного расчета расхода среды в случае использования в качестве сужающего устройства сопла Вентури необходимо рассчитать коэффициент $K_{ш}$ в соответствии с ГОСТ 8.586.3.

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. Трубы Вентури с литой (без обработки) входной конической частью применяют при диаметрах измерительных трубопроводов от 0,1 до 0,8 м и относительных диаметрах отверстия трубы от 0,3 до 0,75. Трубы Вентури с обработанной входной конической частью применяют при диаметрах от 0,05 до 0,25 м и относительных диаметрах отверстия трубы от 0,4 до 0,75. Трубы Вентури со сварной входной конической частью из листовой стали применяют при диаметрах от 0,02 до 1,20 м и относительных диаметрах отверстия трубы от 0,4 до 0,75.

Труба Вентури (рисунок 6.18) состоит из входного цилиндрического участка *A*, сужающейся конической части *B*, цилиндрической горловины *C* и диффузора *E*. Внутренняя поверхность трубы Вентури является цилиндрической и конической к оси измерительного трубопровода.

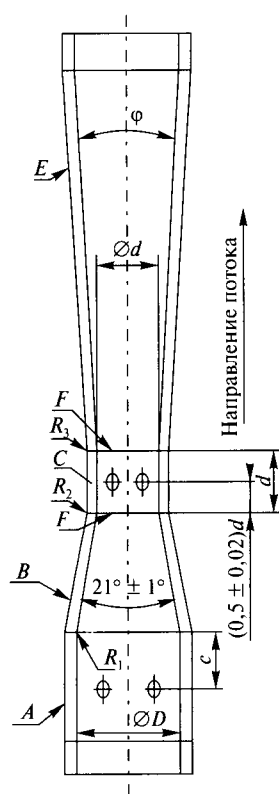


Рисунок 6.18 —
Схематический вид
трубы Вентури

Во входном конусе и горловине выполнены кольцевые усредняющие камеры. Они сообщаются с внутренними полостями входного конуса и горловины с помощью нескольких отверстий, которые при наличии в измеряемой жидкости взвешенных частиц прочищают с помощью специальных приспособлений. В нижней части кольцевых камер устанавливают пробковые краны для спуска жидкости. Труба Вентури называется длинной, если наибольший диаметр выходного конуса равен диаметру трубопровода, или короткой, если указанный диаметр меньше диаметра трубопровода.

Расход среды для труб Вентури определяется также, как и для сопел ИСА 1932 (формула (6.1)). Коэффициент истечения труб Вентури зависит от числа Рейнольдса, а также от способа изготовления труб (таблица 6.1). Коэффициент расширения для всех разновидностей труб Вентури рассчитываются по формуле (6.10).

6.4.2 Дифманометр сильфонный самопишущий

В последние десятилетия при проведении в процессе разработки месторождений исследований эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин широкое распространение получили сильфонные дифманометры с приводом диаграммного диска от часового механизма (например, ДСС-712-М1), которые устанавливаются на выходе из сепаратора на исследовательских линиях УКПГ.

Таблица 6.1 — Коэффициенты истечения труб Вентури

Трубы Вентури	Коэффициент истечения	Условия
С литой (без обработки) входной конической частью	$C = 0,991 - 0,0014 \cdot \left(\frac{10^6}{Re} \right)$	$4 \cdot 10^4 \leq Re \leq 2 \cdot 10^5$
	$C = 0,984$	$Re \geq 2 \cdot 10^5$
С обработанной входной конической частью	$C = 1,009 \cdot \left(\beta \frac{10^6}{Re} \right)^{-0,013}$	$2 \cdot 10^4 \beta \leq Re \leq 5 \cdot 10^5 \beta$
	$C = 0,9950$	$5 \cdot 10^5 \beta \leq Re \leq 10^6 \beta$
	$C = 1,000$	$10^6 \beta \leq Re \leq 2 \cdot 10^6 \beta$
	$C = 1,010$	$2 \cdot 10^6 \beta \leq Re \leq 10^8 \beta$
Со сварной входной конической частью из листовой стали	$C = 0,992 - 0,0013 \cdot \left(\frac{10^6}{Re} \right)$	$4 \cdot 10^4 \leq Re \leq 2 \cdot 10^5$
	$C = 0,984$	$Re \geq 2 \cdot 10^5$

Для замера перепада давлений к сифонному блоку присоединяется вентильный блок (рисунок 6.19), а показывающее или регистрирующее устройство устанавливается в прямоугольном корпусе. В сифонном блоке (рисунок 6.20) на основании 6 расположены сифоны 1 и 14, доньшки которых связаны штоком 16. Внутренние полости сифонов заполнены специальной жидкостью для защиты от односторонней перегрузки и герметично уплотнены. В полость, ограниченную крышкой 2, через штуцер 3 подводится газ с давлением P_1 , а в полость, ограниченную крышкой 11, через штуцер 9 — с давлением P_2 .

При увеличении перепада давлений сифон 1 сжимается и жидкость из него перетекает в сифон 14, который разжимается. При этом шток 16 перемещается вправо, оказывая растягивающее воздействие на пружины 8 и 13. Шток через шарикоподшипник 17 поворачивает рычаг 5, который скручивает торсионную трубку 7, поворачивая расположенный внутри нее стержень. Последний кинематической передачей связан со стрелкой или пером. Максимальный угол поворота стержня составляет 293° .

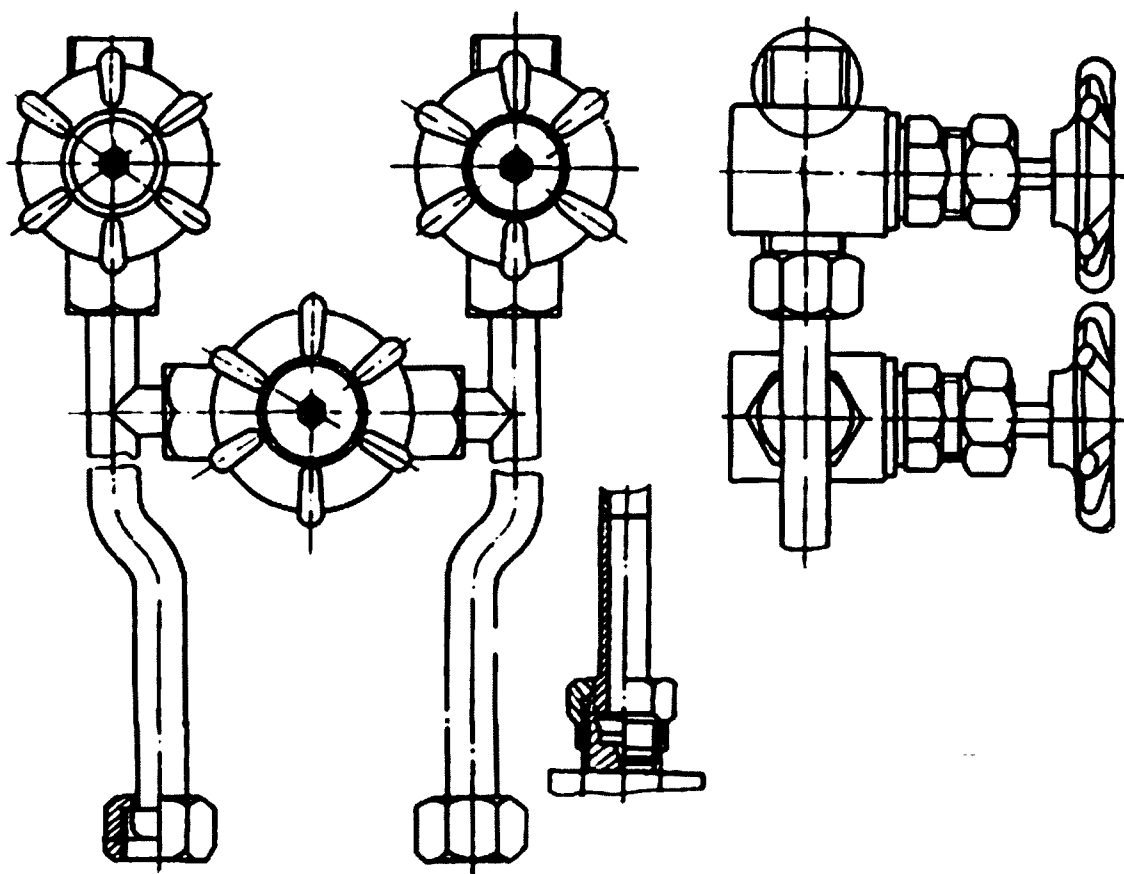
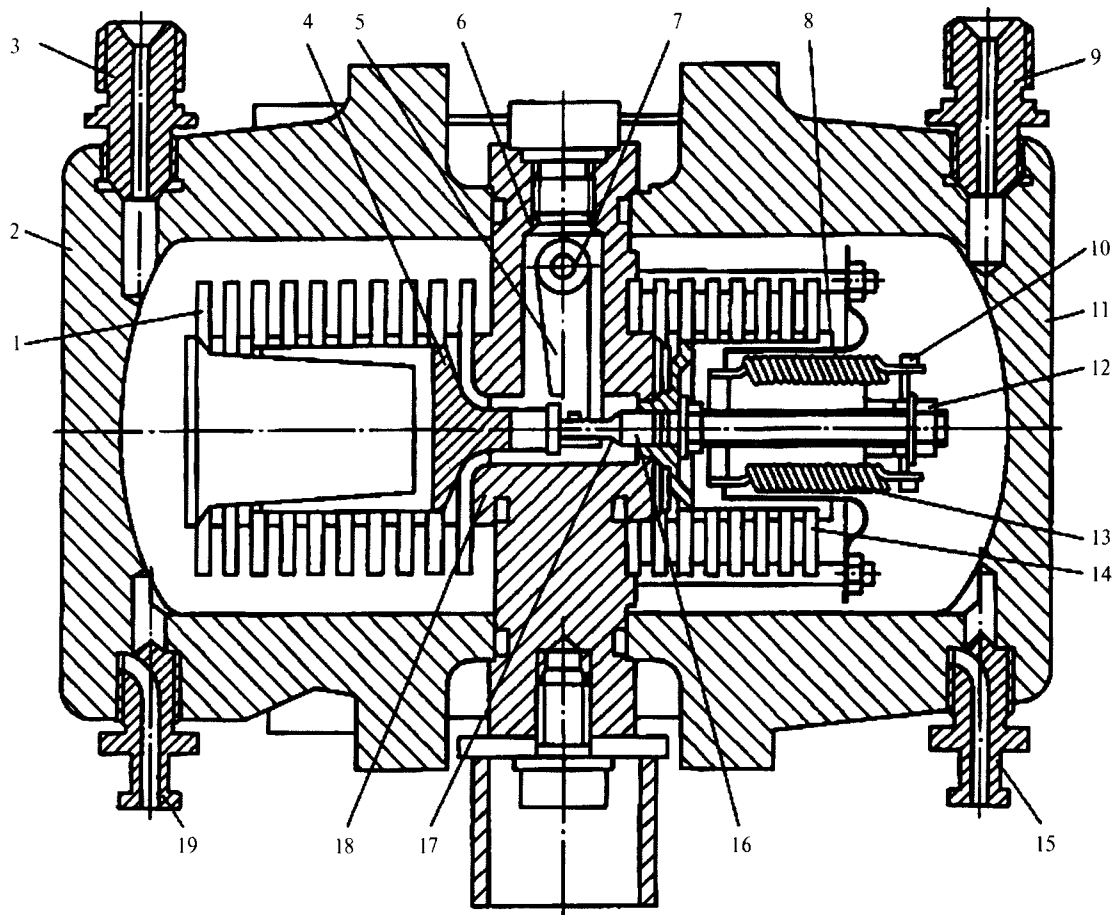


Рисунок 6.19 — Вентильный блок



1, 14 – сифоны; 2, 11 – крышки; 3, 9 – штуцеры; 4 – уплотнительное кольцо; 5 – рычаг;
6 – основание сифона; 7 – торсионная трубка; 8, 13 – пружины; 10, 12 – гайки;
15, 19 – пробки; 16 – шток; 17 – подшипник; 18 – седло
Рисунок 6.20 – Двухсифонный дифманометр

Оба сифона снабжены клапанными устройствами. При односторонней перегрузке конический клапан сифона предохраняет его от разрушения.

6.4.3 Ультразвуковые расходомеры

Портативные ультразвуковые расходомеры жидкости, выпускаемые фирмой Micronics, Ltd (Великобритания), получили широкое распространение в России с 1992 года.

Расходомеры типа PortaFlow (рисунок 6.21) представляют собой ультразвуковые приборы, состоящие из электронного блока и двух датчиков. Эти расходомеры используются для оперативного измерения объемного расхода и скорости любой чистой жидкости.

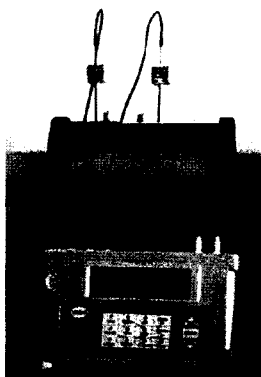


Рисунок 6.21 –
Расходомер
PortaFlow

Датчики расходомеров устанавливаются на наружной поверхности трубы и подключаются к электронному блоку, который находится у оператора. При работе с портативным расходомером пользователю необходимо знать только размеры трубопровода.

6.5 Глубинные лебедки

Для удобства транспортировки в труднодоступных районах выпускаются подъемники гидравлические исследовательские ПГИ и МПЗ-ЛСГ, смонтированные на саях (вертолетный вариант) – рисунок 6.22. Их технические характеристики приведены в таблице 6.2. Весь спускоподъемный агрегат сделан одним блоком. В кузове размещены пульт управления, кресло оператора, шкаф с электрооборудованием, отопитель, тяговый электродвигатель, гидронасос, лебедка. Источником отбираемой мощности является электродвигатель АИР 160S4 по ГОСТ Р 51689, привод лебедки гидравлический от насоса, как и в варианте с установкой на шасси автомобиля. Контроль натяжения проволоки электромеханический со световой сигнализацией, управление лебедкой осуществляется с пульта.

При установке глубинных лебедок на автомобиле без коробки дополнительного отбора мощности в качестве привода применяется электродвигатель. Исследовательский комплекс, представленный на рисунке 6.23, оснащен электрической лебедкой с электронным частотным



Рисунок 6.22 – Лаборатория гидродинамических исследований МПЗ-ЛСГ на саях



Рисунок 6.23 – Комплекс СиамМастер-ГДИС2 на базе автомобиля «Соболь 4×4»

управлением. Питание осуществляется либо от внешней сети 220 В/50 Гц, либо от автономного бензо/дизель генератора.

ООО ПКФ «Техновек» (г. Воткинск) изготавливает лебедку с консольным барабаном (ЛКИ-1, ЛГИ-1) – рисунок 6.24, технические характеристики – в таблице 6.2.

Вариант лебедки с ручным приводом может быть переоборудован в вариант с механизованным приводом. Передача вращения к барабану лебедки осуществляется от двигателя автомобиля. Лебедка может работать при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 50 °С.

ООО «СТК ГЕОСТАР» (г. Набережные Челны) является разработчиком, производителем и поставщиком мобильных лабораторий, оборудованных лебедками для проведения гидродинамических и геофизических исследований скважин. На базе изготавливаются несколько типов подъемников (рисунок 6.25, таблица 6.3). Конструкция лебедки предусматривает наличие комплекта съемных барабанов, плавную регулировку сцепления, что исключает аварийные случаи, связанные с обрывом проволоки.

Механический привод – передача вращения к барабану лебедки осуществляется от двигателя автомобиля. Встроенный регулируемый электропривод постоянного либо переменного тока мощностью от 1,5 до 2,0 кВт позволяет плавно регулировать скорость подъема. Гидравлический привод – передача вращения к барабану лебедки осуществляется от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности посредством гидростатической трансмиссии.

Лебедка может работать при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 50 °С.

На рисунке 6.26 представлен гидравлический подъемник ПГИ-1, его технические характеристики приведены в таблице 6.2.

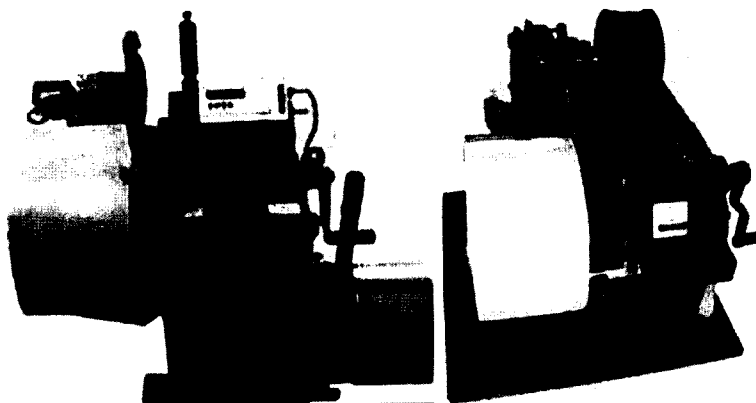


Рисунок 6.24 – Лебедка консольная с барабаном ЛКИ-1, ЛГИ-1

Таблица 6.2 – Технические характеристики установок для исследования скважин и глубинных лебедек

Организация	Монтажная база	Диаметр проволоки и допустимая глубина спуска приборов, м	Скорость подъема проволоки, м/с	Привод лебедки	Количество съемных барабанов	Привод	Укладка проволоки	Габаритные размеры, мм	Полная масса, кг	Примечание
ЗАО «Торговый дом Нефтемаш», г. Ижевск	Зил, КамАЗ, Урал, ГАЗ, УАЗ, ГАЗ-59037, ГАЗ-34039	1,8 мм – 3000 2,2 мм – 2200	0,3–2	Гидравлический и ручной	3	Гидравлический от насоса	Автоматическая	5870×2500×3025	5390	–
ОАО «Мытищинский приборостроительный завод», г. Мытищи	ГАЗ-66, ЗИЛ-131, КамАЗ-4310, УРАЛ-4320, ГАЗ-34039	2,5 (1,8; 2,0; 2,2) мм – 4000–6000	0,005–10	Гидравлический, механический и ручной	Комплект (по согласованию)	От вала барабана, с корректором	Автоматическая	–	–	МПЗ-ЛСГ на сальниках
	УАЗ	1,8 (2,0) мм – 4000	0,005–5			От вала барабана				
ООО ТНПВО «СИМ», г. Томск	Соболь 4×4 (ГАЗ-27527)	1,8–2,5 мм – 4000	0,01–1,4	Электромеханический	По согласованию	Мотор/редуктор	Регулируемый электропривод	4900×1800×2300	600 (масса лебедки)	Настройка защит по натяжению проволоки
	Садко 4×4 (ГАЗ-31081)							6900×2700×3200	5410 (з/м с лебедкой)	
Холдинговая компания «ЭМЗ», г. Ярославль	Авто	2,0 мм – 3500	2–4	Механизированный, от двигателя автомобиля, ручной	Комплект		Механическая	–	–	Плавная регулировка сцепления
ООО «Маркетинг-Сервис», г. Набережные Челны	УАЗ, ГАЗ, Зил, КамАЗ, МАЗ, Урал	1,8–2,2 мм – 3500–5000	–	Электромеханический, гидравлический	Комплект (по согласованию)	От трансмиссии автомобиля	Автоматическая	В зависимости от шасси	В зависимости от шасси	–
	ЛКИ-1	1,8 мм – 3500	4	Механизированный, от двигателя автомобиля, ручной						
ООО ПКФ «Техновек», г. Воткинск	ЛГИ-1	2,0 мм – 5500	0,25–2,5		По согласованию с заказчиком	Цепная передача	Механическая	840×650×700	180	Масса (без учета проволоки и барабана)
								800×770×500	170	
ООО «СТК ГЕО-СТАР», г. Набережные Челны	ГЕОЛК-5	1,8 мм – 5000 2,0 мм – 4000	0–4	От двигателя и посредством гидростатической трансмиссии	По согласованию с заказчиком	Механический, регулируемый электропривод, гидравлический, ручной	Механическая	840×650×700 (лебедка)	180–200 (без проволоки)	Возможность оборудования электронным счетчиком положения и скорости

Окончание таблицы 6.2

Организация	Монтажная база	Диаметр проволоки и допустимая глубина спуска приборов, м	Скорость подъема проволоки, м/с	Привод лебедки	Количество съемных барабанов	Привод	Укладка проволоки	Габаритные размеры, мм	Полная масса, кг	Примечание
ООО «ЧМЗ – Спецтехника», г. Челябинск	Урал 4320, Урал 5557, КамАЗ 43114, ГАЗ 34039	1,8–2,5 мм – 4000–6000	0–12	Цепной от гидромотора	По согласованию с заказчиком	Карданным валом от фланца коробки передач а/м	Механическая	7870×2500×3415 (Урал 5557)	11800 (Урал 5557)	АИС-1; АИС-1Г
	Сани	1,8–2,5 мм – 4500					Автоматическая	3500×2250×2400	2500	ПГИ-1; ПГИ-2
ИПЦ «Нефте-спецмаш» – филиал ООО НПК «Нефтегеофизика», г. Уфа	ЛГЭ 2.2.4 п	2,2 мм – 5000	0–0,55	Электро-механический, гидравлический	Встроен	Через ведомую звездочку цепной передачи	Ручная, механическая	800×830×500	80	Транспортировка осуществляется любым видом транспорта
	Урал, КамАЗ, УАЗ, Зил		0–1,11				Автоматический, механический или электромеханический	700×700×690	20700 (в зависимости от шасси)	СКР

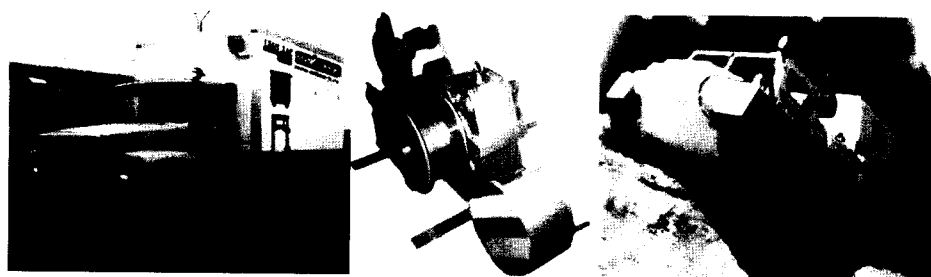


Рисунок 6.25 — Лебедка ГЕОЛК-5 с вариантами установки на различные шасси

Таблица 6.3 — Обозначение подъемника в зависимости от привода лебедки

Транспортная база	Тип привода		
	механический	электрический	гидравлический
А/м УАЗ-3909	—	ГЕОСТАР-12-10	—
А/м ГАЗ-3308	ГЕОСТАР-11-20	ГЕОСТАР-12-20	ГЕОСТАР-13-20
А/м Зил-131	ГЕОСТАР-11-30	ГЕОСТАР-12-30	ГЕОСТАР-13-30
А/м УРАЛ-4320	ГЕОСТАР-11-40	ГЕОСТАР-12-40	ГЕОСТАР-13-40
А/м КамАЗ-43114	ГЕОСТАР-11-50	ГЕОСТАР-12-50	ГЕОСТАР-13-50

Технические характеристики гидравлического подъемника ПГИ-1, ПГИ-2 (рисунок 6.26) конструктивно различаются от установленных на шасси автомобиля приводом и монтажной базой (таблица 6.2).

Привод лебедки гидравлический от насоса. Контроль натяжения проволоки электромеханический со световой сигнализацией, управление лебедкой осуществляется с пульта. Для удобства транспортировки вертолетом лебедка ПГИ-1, представленная на рисунке 6.26, смонтирована на санях.

В филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухте для проведения исследовательских работ на скважинах разработаны малогабаритные мобильные лебедки ЛМ 1 и ЛМ 5-4.

Лебедка ЛМ 1 (рисунок 6.27) оборудована двухтактным бензиновым двигателем от бензопилы «Дружба», номинальная емкость барабана 4000 м при диаметре проволоки 1,8 мм. Укладка проволоки на барабан ручная, масса лебедки в сборе с барабаном — 145 кг.

Рабочие климатические условия: температура окружающей среды — от минус 25 °С до плюс 40 °С, от-

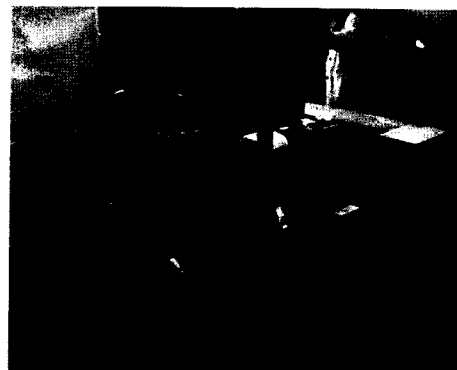


Рисунок 6.26 — Гидравлический подъемник ПГИ-1



Рисунок 6.27 — Малогабаритная лебедка ЛМ 1



Рисунок 6.28 — Малогабаритная лебедка ЛМ 5-4 в условиях Крайнего Севера

носительная влажность — до 90 %. Топливом является смесь бензина А-80 и масла М-8В в соотношении 20:1.

Приводом мобильной лебедки ЛМ 5-4 (рисунок 6.28) является четырехтактный бензиновый двигатель SUBARU Robin EY 20-30. Мощность двигателя составляет 5 кВт/6,8 л/с, диапазон изменения скорости намотки — 0—0,5 м/с. Укладка проволоки на барабан также ручная, масса лебедки в сборе с барабаном — 165 кг, масса двигателя с редуктором — 25 кг.

Малогабаритные лебедки ЛМ 1, ЛМ 5-4 могут эксплуатироваться в труднодоступных районах и транспортироваться любым видом транспорта.

6.6 Передвижные сепараторные установки

Технические характеристики сепараторного оборудования, применяемого для исследований газовых и газоконденсатных скважин, представлены в таблице 6.4.

В разделе 10 части I настоящих рекомендаций рассмотрены две сепараторные установки, получившие широкое применение при проведении газоконденсатных исследований эксплуатационных скважин.



Рисунок 6.29 — Сепаратор СЩВ 8,0-1,0-300

ООО ПКФ «Марс» производит и реализует малогабаритные газожидкостные вихревые сепараторы типа СЩВ-5 (рисунок 6.29) для отделения углеводородов, воды и мехпримесей в газожидкостном потоке. По сравнению с сепараторами, применяемыми в настоящее время в газовой промышленности, СЩВ-5 имеет ряд преимуществ: металлоемкость и, соответственно, габаритные размеры СЩВ-5 на порядок меньше применяемых в настоящее время аппаратов. СЩВ-5 одинаково эффективно улавливает капельную жидкость и механические примеси, на качество сепарации СЩВ-5 не влияет пробковый режим поступления жидкости.

Производительность сепаратора по газу до 1,0 млн м³/сут, по конденсату — до 200 м³/сут; рабо-

Таблица 6.4 – Технические характеристики сепараторных установок

Тип	Комплектность	Рабочие характеристики						Унос жидкости
		Вес, т	Объем, м ³	Диаметр, мм	Дебит газа, млн м ³ /сут	Рабочее дав- ление, МПа	Температура рабочей среды, °С	
Серия МГС (100, 101, 102, 104)	Теплообменник, узел редуцирования, ДИКТ, метанольница	2,8–5,4	1,6 (конденсаторсборник)	—	0,6	10,0	-40...+60	Не более 0,5 г/м ³
Блок сепаратор (ГП 1922.01)	Датчик Multivariable, расходомер Micro Motion (Fisher-Rosemount), атмосферная замерная емкость (0,7 м ³)	16,0	1,8 (конденсаторсборник)	—	0,77	13,0	-15...+30	3 г/м ³
ГП 364.04.00.000-М	—	—	—	—	1,0	13,8	0...+100	—
PORTA-TEST	—	12 (2,24)	1,093	1220	1,37	10,1	-42...+39	—
Контрольные сепараторы УСПГ	Горизонтальные (4 шт.)	10,03	1,83	900	0,84	10,0	-42...+50	—
	Вертикальные (6 шт.)	10,8	1,71	724	0,65	13,0	42...+50	—
	Горизонтальные (1 шт.)	22,9	10,11	1600	3,96	10,0	42...+50	—
ГС 1-6,3-600-2	Сепаратор, ДИКТ, регулируемый штуцер	—	0,8	600	0,245–0,397	6,3	—	Не более 15 мг/м ³
ГС-6,3-800-2		—	1,6	800	0,307–0,705	6,3		
ГС 1-8,8-600-2		—	0,8	600	0,245–0,397	8,8		
ПСУ 8,0-0,5-253	Блок автоматики, метанольница, диафрагма, электростанция	10,3	1,5 (конденсаторсборник)	1000 (конденсаторсборник)	1,0	8,0	-40...+40	0,25 г/м ³
ГС-100	(НПО «Волгоград-нефтемаш» – Тпр 897-03.02.000 – V-1992)	—	—	—	1,008	10,0	—	—
ГС1-8,8-600-2И	ДИКТ, регулируемый штуцер	2,005	0,8	600	—	8,8	-30...+100	—
ГП-1530		3,44	0,9	600	—	14,3	—	—
ГС 1-63-800-2	—	2,9	1,6	800	0,69	6,3	-30...+100	—
ГС II-6,3-1200-2	—	5,2	4,0	1200	1,55	6,3	-30...+100	—
ГСВ	Замерная диафрагма, конденсаторсборник, регулируемый штуцер	7,9	2,9	1000	1,0	16	0...+30	—
ГП 152.01.00.000		—	6,2	1000		13	0...+25	—
ГС-1-80-600-09Г2С		1,97	0,8	580		8	-60...+140	—
PORTA-TEST «Бретко»	—	12 (2,24)	1,093	1220	1,37	10,1	-42...+39	—

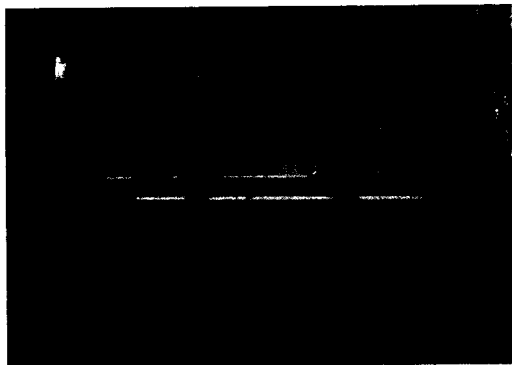


Рисунок 6.30 – Передвижная
сепарационная установка
ПСУ 8,0-0,5-253

чее давление – 80 кгс/см^2 (8,0 МПа), рабочая температура – от минус 40°C до плюс 40°C , масса пустого сосуда – 460 кг, внутренний диаметр – 253 мм, наружный диаметр – 273 мм, высота – 764 мм, объем – $0,38 \text{ м}^3$.

Филиалом ООО «ВНИИГАЗ» – ООО «СеверНИПИгаз» на базе СЩВ изготовлена передвижная сепарационная установка ПСУ 8,0-0,5-253 (рисунок 6.30). Основными частями этой установки (на базе прицепа САЗП-8357) являются сепаратор СЩВ 8,0-1,0-300, конденсатосборник объемом $1,6 \text{ м}^3$, площадка обслуживания, ультразвуковой сигнализатор уровня УЗС-207-И, запорно-регулирующий клапан с электроприводом, щит управления КИПиА, метанольница, задвижка дисковая штуцерная ЗДШ4 65-350, электростанция.

ПСУ подключается к скважине приваркой подводящего трубопровода к штуцеру входа газа, продукция скважины при необходимости насыщается ингибитором гидратообразования и через регулятор давления поступает в сепаратор, где происходит отделение жидкой фазы. Газ из сепаратора поступает на узел замера дебита.

После узла замера газ насыщается ингибитором гидратообразования, расход которого задается регулятором, а контроль осуществляется визуально в капельницах через смотровое стекло. Отсепарированная жидкость накапливается в конденсатосборнике и периодически удаляется, процесс удаления жидкости из конденсатосборника управляется автоматикой. Возможно также ручное управление.

6.7 Баллоны. Поршневые и проточные контейнеры

Для отбора сепараторных и устьевых проб газа и конденсата используются баллоны и контейнеры различных конструкций. Основные типы пробоотборного оборудования и выпускающие их компании представлены в таблице 6.5.

Баллоны, предназначенные для хранения, транспортировки и отбора проб газа, изготавливаются из материалов различных типов. Широко используется нержавеющая сталь, оплетенная армирующим материалом на полимерной основе, сплавы алюминия марки АМг5, АМг6М и титана, металлокомпозит. Внутренняя часть (лийнер) изготавливается из нержавеющей стали, которая подвергнута специальной обработке (химической полировке). Наружная упрочняющая оболочка – стеклоровинг. В качестве силовой оболочки также используется жгут «Армос».

Таблица 6.5 – Выпускаемое оборудование для отбора проб пластовых флюидов

Организация	Марки- ровка	Исполнение	Техническая характеристика						
			Материал корпуса	Давление, МПа	Объем, л	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Тип вентиля
ОАО «ТЗГОиА»	КЖО-1	Проточный	Н/с 12Х18Н10Т	34,0	0,1	50	480	5,5	Игольчатый, ст.30, 40, 12Х18Н10Т
	КЖО-4			34,0	0,4	87	466	8,3	
	КЖО-5			34,0	0,5	100	546	10,2	
	КЖО-6			49,0	0,6	113	546	16,0	
ОАО «Теплоконт- роль»	КЖ-302	Проточный	Н/с 12Х18Н10Т	30	0,8	105	446	12	Игольчатый
ООО «Микросен- сорная техника»	Баллоны	Непроточные		15,0	1, 2, 4, 5, 8, 10, 12, 40				
	Контейнер	Проточный		15,0	1,0			2,0	
Ассоциация «САТ»	ПГО-50М	Проточный	Н/с 12Х18Н10Т	5	0,05	38	260	1,0	Конусный САТ-1
				10	0,05	38	260	1,0	Конусный САТ-2
ОАО «Тюменский завод медицинского оборудования и ин- струментов»	ПГО-400М	Проточный	Н/с 12Х18Н10Т	5	0,4	57	380	2,2	Конусный САТ-1
				10	0,4	57	380	2,2	Конусный САТ-2
	КУ-100	Проточный	Н/с 12Х18Н10Т	16,0	0,1	340	242	0,82	Игольчатый
	КУ-150			16,0	0,15	480	279	0,97	
КУ-250	16,0			0,25	580	353	1,26		
ООО «Стройдеталь»	КЖ-100	Проточный	Н/с 12Х18Н10Т	21,0	0,1	48	260	2,0	Игольчатый, н/ж 12Х18Н10Т, сплав 95Х18
	КЖ-150			21,0	0,15	48	300	2,2	
	КЖ-400			21,0	0,4	48	500	3,4	
ПКГ «Гранат»	БД-7-0,7	Непроточный/ Проточный	АМг5 ГОСТ 18482	9,8	0,7	70	360	1,0	Латунный (КВ-1М, КВ-1П, ВЛ-16) или стальной (ВС-16)
	Адаптер (12х18Н10Т)		9,8	1,0	70	480	1,5		
	АМг6М		9,8	2,0	120	368	2,4		
	ГОСТ 18482		9,8	4,0	120	593	3,9		
	БД-16-10	Непроточный	Адаптер (12х18Н10Т)	9,8	10,0	160	800	10,3	
	БД-22-40		13,7	40,0	220	1563	39,0		

Окончание таблицы 6.5

Организация	Маркировка	Исполнение	Техническая характеристика						Тип вентиля	
			Материал корпуса	Давление, МПа	Объем, л	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг		
ПКГ «Гранат», фирма «Элина-Т»	БМК-300В	Проточный, силовая оболочка – стеклоровинг	Металлокомпозит (внутренняя часть н/с, наружная упрочняющая оболочка)	29,4	1,0–9,0	101–157	230–685	1,2–6,9	Латунный (КВ-1П, ВЛ-16) или стальной (ВС-16)	
		101–152				0,75–5,4				
ОАО «Завод горноспасательной техники «Горизонт»	БМП-0,7-29	Непроточный	Н/с, оплетенная армирующим материалом на полимерной основе	29,4	0,7	72	260	0,90	Игольчатый	
	БМП			29,4	1,0–7,0	90–145	241–589	1,0–6,3		
	БМЗ	29,4		1,0–7,0	90–145	258–601	1,1–6,4			
	СК-30	29,7		0,2	75	98	0,30			
	БК	29,6		0,7–7,0	73–145	260–589	1,0–7,0			
	БК-1	16,0		0,15		279	0,97			
VINCI Technologies	GSB	Проточный	Алюминий	16,0	0,1		242	0,82	Игольчатый, н/ж	
	LSB			20,0	20	230	1050	26,0		
Oilphase	SSB	Проточный	Н/с, титан, HASTELLOY	70,0	0,1–1,0	70	975	25,0	Игольчатый, н/ж	
	Баллон			Н/с 17/4 pH	103,0	0,6	83	0,8		2,0
	Баллон			Н/с марки 316	12,5	1,0	76	0,864		15,0
	CSB			Н/с 304L	12,0	3,79	100	0,914		9,5
	Баллон			Н/с 17/4 pH	103,0	0,6	0,083	0,61		25,0
				Алюминий	20,0	20	н/д	1,23		32

В качестве запорно-пускового приспособления на баллонах в основном используются газовые вентили (марки КВ-1П, ВЛ-16, ВС-16). Данные марки относятся к группе вентилях мембранного типа. Вентиль состоит из следующих основных деталей: корпуса вентиля, клапана с запрессованной в него эбонитовой подушкой, пружины, мембран, крышки, шпинделя с шариком, маховичка «сухаря». Заккрытие и открытие вентиля осуществляется с помощью маховичка. При его вращении по часовой стрелке шпиндель перемещается по резьбе крышки и через «сухарь» и мембраны прижимает клапан к седлу, перекрывая тем самым выход газа из баллона. При вращении маховичка в противоположную сторону шпиндель, перемещаясь в обратном направлении, освобождает клапан, который под действием пружины и давления газа отходит от седла, открывая выход газа из баллона.

В настоящее время для отбора проб газа рекомендуется применять усовершенствованные проточные титановые баллоны, описание которых приведено в разделе 10 части I настоящих рекомендаций, или алюминиевые проточные баллоны фирм VINCI Technologies и Oilphase (рисунок 6.31), имеющие в своей конструкции внутренние предохранительные клапаны.

Контейнеры для отбора проб газа и сырого конденсата в большинстве случаев изготавливают из нержавеющей стали марки 12X18H10T по ГОСТ 5632.

Запорные узлы контейнеров выполняются в виде игольчатого вентиля. Корпус вентиля, как правило, изготавливается из того же материала, что и сам контейнер, или используется сталь марки 14X17H2 по ГОСТ 5632, предназначенная для деталей, работающих в агрессивных средах и при пониженных температурах. Запорную иглу изготавливают из более твердого материала, в частности из стали марки 95X18 по ГОСТ 5632, предназначенной для изготовления деталей, к которым предъявляются требования высокой твердости и износостойкости, работающих при температуре до плюс 500 °С или подвергающихся действию умеренных агрессивных сред. Сталь обладает высокой стойкостью в морской и речной воде, в щелочных растворах с концентрацией 1 %–20 % и органических веществах (сырая нефть при температуре 20 °С – 220 °С).

При изготовлении поршневых контейнеров может быть использована сталь 38ХМ2ЮА с азотированием внутренней поверхности, предназначенная для деталей, работающих при температуре до плюс 450 °С. Поршень изготавливается из того же материала, что и корпус, с использованием маслостойких резиновых уплотнительных колец по ГОСТ 18829 и упорных фторопластовых колец марки Ф4.



Рисунок 6.31 — Баллон для отбора проб газа фирмы OILPHASE

7 Использование результатов газогидродинамических и газоконденсатных исследований при обосновании технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин

Одной из основных задач исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации является изучение зависимости между забойным (устьевым) давлением, депрессией на пласт, дебитом газа, количеством жидких и твердых примесей в добываемой продукции, конструкцией скважины, свойствами пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и другими параметрами для обоснования и выбора технологического режима эксплуатации скважин.

Обоснованность выбранного технологического режима эксплуатации зависит от достоверности информации, получаемой в основном газогидродинамическими, газоконденсатными и промыслово-геофизическими исследованиями скважин.

От выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объем капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надежность добычи газа из месторождения.

При установлении технологического режима эксплуатации скважин используются данные, накопленные в процессе поиска, разведки и разработки месторождения путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических и лабораторных исследований свойств пористой среды и содержащихся в ней газов, конденсата и воды.

На технологический режим влияет множество факторов, в частности:

- географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форма, тип, размеры и режим залежи; многопластовость залежи, наличие нефтяной оторочки; емкостные и фильтрационные параметры пластов (пропластков), глубина их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа и конденсата, наличие и активность подошвенной и краевых вод;

- условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; деформация и устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов, совершенство скважин по степени и характеру вскрытия, полнота вскрытия удельной площади, приходящейся на долю горизонтальной скважины, размещение горизонтального участка по толщине, направление профиля горизонтального ствола и расстояние до контуров зоны, дренируемой скважиной;

- состав газа, конденсата и воды и их физико-химические свойства, наличие и концентрация в составе газа коррозионно-активных компонентов, H_2S , CO_2 , ртути; присутствие орга-

нических кислот в пластовой воде; влагосодержание газа и их изменение по площади и разрезу и в процессе разработки;

- конструкция скважин, оборудование забоя и устья скважины; схема сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническая и технологическая характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;

- условия потребления газа и жидкости, неравномерность потребления, теплотворная способность газа.

Учет всех факторов практически невозможен, так как иногда один из факторов противоречит другому. Для установления технологического режима эксплуатации скважин должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии.

При выборе технологического режима необходимо использовать один из следующих критериев, который является определяющим на данном месторождении:

$$\left. \frac{dP}{dR} \right|_{r=R_c} = \frac{\phi Q + \psi Q^2}{P_3} = \text{const} \quad \text{— режим постоянного градиента давления;}$$

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_3 = \text{const} \quad \text{— режим постоянной депрессии;}$$

$$P_3 = \text{const} \quad \text{— режим постоянного забойного давления;} \quad (7.1)$$

$$P_y = \text{const} \quad \text{— режим постоянного устьевого давления;}$$

$$Q = \text{const} \quad \text{— режим постоянного дебита;}$$

$$u = \text{const} \quad \text{— режим постоянной скорости фильтрации.}$$

Формализованные выражения (7.1) используются при проектировании разработки и планировании добычи газа.

Деформация и разрушение пласта в призабойной зоне, возможности образования гидратов, конусов подошвенной воды, образование или разрушение песчано-жидкостных пробок, давление начала конденсации, степень коррозии выражаются одной из приведенных выше зависимостей. По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и краевых вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает работу скважины без осложнений. Тогда необходимо проводить замену ранее установленного технологического режима другим режимом. При обосновании технологического режима следует учесть геологическую характеристику залежи, техническую и технологическую характеристики промыслового и скважинного оборудования.

Если при выборе технологического режима необоснованно снижена производительность скважин, то это приводит к увеличению капиталовложений и эксплуатационных затрат.

7.1 Выбор технологического режима эксплуатации скважин и контроль за режимом

При выборе определяющего фактора и соответствующего критерия необходимо обратить основное внимание на наличие подошвенной воды; неоднородность и многопластовость залежи с наличием или отсутствием гидродинамической связи между пластами; наличие коррозионно-активных компонентов; близость контурных вод; возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению; коллекторские свойства пластов; пластовое давление и температуру; температуру окружающей ствол скважины среды; количество жидких компонентов в газе; свойства газа и жидких компонентов; условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле.

Выбор критерия для обоснования режима работы скважины зависит от фактора, ограничивающего дебит.

1. Режим постоянного градиента на забое скважины, величина которого определяется по результатам исследований и эксплуатации скважин, выбирается при дебите, не вызывающем осложнений в условиях разрушения пласта. При этом величина его должна исключить разрушение или обеспечить разрушение в приемлемых пределах. При наличии фильтров соответствующих конструкций критерий «градиент давления» может не использоваться.

При обосновании величины градиента давления на забое следует учесть глубину спуска и диаметр насосно-компрессорных труб. Отсутствие выхода песка на поверхность не является достаточным условием, чтобы по данным исследования и эксплуатации скважин утверждать правильность выбранной величины градиента. Многочисленные промысловые эксперименты показывают, что при градиентах, превышающих его допустимую величину, вначале наблюдается интенсивный вынос песка с последующим снижением. Для оценки величины градиента на каждом месторождении следует в комплекс параметров, изучаемых по данным лабораторных исследований керна, включить и параметр устойчивости как необходимое условие. Знание величины допустимого градиента необходимо для достоверного обоснования режима работы скважин.

Величина допустимого градиента, в отличие от других критериев, практически не изменяется в процессе разработки. Изменения величины допустимого градиента могут быть только при проведении ремонтно-профилактических работ и обводнении скважин.

2. Режим постоянной депрессии на пласт устанавливается при близости подошвенной и контурных вод, деформации коллектора при значительных депрессиях, возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта.

Пределы, ограничивающие величину депрессии, могут быть приближенно определены аналитическим путем. В ряде случаев величина депрессии изменяется в процессе разработки.

3. Режим постоянного забойного давления при разработке газоконденсатных месторождений встречается на практике довольно редко и используется тогда, когда дальнейшее сни-

жение его величины нежелательно вследствие выпадения конденсата. Режим постоянного забойного давления является наихудшим вариантом по темпу снижения производительности скважин в процессе разработки и временным.

4. Режим постоянного дебита является наиболее выгодным, если величина дебита при этом соответствует максимальным возможностям пласта и скважины. Режим постоянного дебита устанавливается в случаях, когда непрерывное увеличение депрессии на пласт не приводит к прорыву подошвенной и краевых вод, разрушению пласта, превышению допустимой скорости потока. Режим постоянного дебита на определенной стадии разработки, особенно в ее начале, для ряда месторождений может быть установлен при коррозии забойного оборудования и насосно-компрессорных труб; наличии жидкостных или песчаных пробок, возможности увеличения депрессии на пласт в процессе разработки. Величина дебита при этом режиме определяется интенсивностью коррозии, пропускной способностью забойного оборудования, скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости и твердых частиц, потенциальной отдачей пласта и другими факторами, а также наземными условиями.

5. Режим постоянной скорости фильтрации на забое используется в качестве условия, обеспечивающего вынос песка. Это условие было принято и для больших скоростей, превышение которых приводит к интенсивному коррозионно-эрозионному процессу скважинного оборудования.

Одним из основных вопросов, который должен быть установлен и рекомендован по технологическому режиму, является определение продолжительности предложенного режима и переход на новый режим. Так, на поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений основная цель режима сводится к обеспечению выноса жидкости из ствола скважин и поддержанию необходимого устьевого давления.

При установлении технологического режима должна быть рассмотрена возможность повышения производительности скважин путем проведения работ по интенсификации.

При превышении критического градиента давления, когда процесс разрушения возможен и скорость фильтрации обеспечивает вынос частиц, разрушение может происходить достаточно длительное время, так как в условиях образования каверны градиент давления «перемещается» в направлении от скважины к контуру пласта. Однако по мере перемещения зоны разрушения от стенки к контуру площадь фильтрации увеличивается, а при постоянном дебите скважины скорость фильтрации уменьшается. Следовательно, даже для необоснованно выбранного режима эксплуатации с выносом песка наступает время, когда вынос существенно снижается.

При известном критическом градиенте давления α и радиусе $R_{кр}$ критический дебит газовой скважины можно оценить по формуле

$$Q_{кр} = \frac{a^* R_{кр}}{2b^*} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4b^* \alpha}{a^{*2}}} \right], \quad (7.2)$$

где

$$a^* = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}}; \quad b^* = \frac{\rho_{ат} Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}}; \quad \alpha = \left. \frac{dP}{dR} \right|_{кр}; \quad (7.3)$$

α — критический градиент, зависящий от степени сцепления частиц породы, горного давления, скорости фильтрации. Параметр α должен быть определен для каждого газоносного коллектора, разрушающегося в процессе эксплуатации скважин.

Газоносные коллекторы обладают определенными прочностными и упругими свойствами. Показатели устойчивости пород зависят от их структуры, минералогического состава, глубины залегания, степени сцементированности частиц, свойств и количества насыщающих их жидкостей и газов. Находясь на больших глубинах, коллекторы испытывают влияние давления и температуры. При их изменении меняются физические, емкостные и фильтрационные свойства горных пород. Эти изменения в ряде случаев существенно влияют на режим эксплуатации скважин.

В процессе разработки газовых месторождений деформация пласта происходит повсеместно, а в призабойной зоне — с момента пуска скважины в эксплуатацию. Степень деформации газоносных коллекторов зависит от их упругих свойств и величины депрессии.

Для определения допустимой депрессии необходимо проводить специальные исследования и анализировать материалы эксплуатации скважины. По результатам анализа содержания песка в добываемой продукции на различных режимах и межремонтных периодов скважин устанавливается величина допустимой депрессии, при которой обеспечивается технологический режим работы скважины.

7.2 Обеспечение устойчивой работы скважин в условиях разрушения призабойной зоны

В условиях разрушения призабойной зоны пласта критерием, исключающим процесс разрушения, является критический градиент давления, максимальное значение которого достигается у стенки скважины. По устойчивости к разрушению коллекторы классифицируются на неустойчивые, слабоустойчивые, среднеустойчивые, устойчивые и сверхустойчивые. Для перечисленных выше классификаций критическая величина градиента изменяется в диапазоне от 0,005 до 0,15 МПа/см.

При вскрытии неустойчивых и слабоустойчивых коллекторов практически при любых градиентах давления происходит разрушение призабойной зоны пласта. Например, в продукциях скважин, вскрывших сеноманскую залежь, из-за ее неустойчивости к разрушению при любой депрессии на пласт, содержатся твердые примеси. По этой причине при обосновании технологического режима эксплуатации скважин, вскрывших сеноманскую залежь, величина депрессии на пласт на месторождениях Медвежье, Ямбургское, Уренгойское, Заполярное была ограничена 0,5 МПа. Но это не означает, что при депрессии на пласт менее 0,5 МПа разрушения призабойной зоны не происходит. Поэтому при обосновании технологического режима работы скважин, вскрывших неустойчивые и слабоустойчивые коллекторы необходимо исходить из снижения производительности скважин при соблюдении критерия, исключающего разрушение призабойной зоны пласта; интенсивности разрушения призабойной зоны по мере увеличения градиента давления; периодичности замены скважинного оборудования, включая арматуру, из-за эрозии при значительном количестве твердых примесей в продукции скважины, а также исходя из экономических показателей вариантов технологических режимов: при ограничении величины допустимого градиента и увеличении числа скважин для обеспечения заданного годового отбора газа из месторождения либо эксплуатации скважин с превышением величины градиента давления в условиях разрушения призабойной зоны пласта, но с учетом затрат при этом на замену скважинного оборудования.

Последствие разрушения призабойной зоны пласта заключается не только в эрозии скважинного оборудования, но и в образовании песчаной пробки в пределах продуктивного пласта, если конструкция скважины и дебит не обеспечивают вынос продукта разрушения призабойной зоны. Влияние песчаной пробки на производительность скважины практически идентично влиянию несовершенства скважины по степени вскрытия пласта.

Поэтому при обосновании технологического режима работы в условиях разрушения призабойной зоны пласта необходимо использовать технологии, исключающие разрушение неустойчивых коллекторов. Таких способов два:

- физико-химическое воздействие на призабойную зону для повышения устойчивости коллекторов к разрушению;
- технологическое воздействие на неустойчивые коллекторы.

Наиболее простым и надежным способом борьбы с разрушением призабойной зоны является использование фильтров для перекрытия интервала вскрытия пласта, не пропускающих частицы породы к забою скважины.

Выбор размеров щелей фильтра должен базироваться на результатах определения гранулометрического состава коллектора. При обоснованном выборе размеров щелей фильтра продукты разрушения не поступят на забой скважины.

7.3 Технологический режим эксплуатации скважин в условиях образования песчано-жидкостных пробок

В условиях разрушения призабойной зоны пласта при скоростях потока газа, не обеспечивающих выноса частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации скважин. При выборе технологического режима эксплуатации необходимо учесть все факторы, связанные с образованием песчаной пробки или столба жидкости. Наличие столба жидкости или песчаной пробки приводит к снижению дебита газовых и газоконденсатных скважин. Количественное влияние песчаной пробки на производительность газовых скважин соизмеримо с влиянием несовершенства скважин по степени вскрытия и зависит в основном от фильтрационных свойств и размеров пробки.

7.3.1 Определение дебита скважин при полном и частичном перекрытии пласта песчаной пробкой и столбом жидкости

Дебит скважины при полном перекрытии интервала перфорации пробкой можно оценить по формуле

$$Q = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_3^2}{\sqrt{ab}} \operatorname{th} \sqrt{\frac{b\delta}{a}}, \quad (7.4)$$

где $P_{\text{пл}}, P_3$ — соответственно пластовое и забойное давления, МПа;

δ — высота пробки, равная мощности пласта h , то есть $\delta = h$;

a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые из выражений

$$a = \frac{116\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}{\pi k_{\text{пр}} T_{\text{ст}}}; \quad b = \frac{232\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi k_{\text{пр}} R_{\text{с}}^2 T_{\text{ст}}}, \quad (7.5)$$

где $k_{\text{пр}}$ — проницаемость пробки, мкм².

Относительный дебит скважины, когда продуктивный интервал полностью перекрыт пробкой, приближенно определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{\operatorname{th} \sqrt{\frac{b\delta^2}{a}}}{\delta \sqrt{ab}}. \quad (7.6)$$

При частичном перекрытии пласта пробкой относительный дебит скважины определяется по формуле

$$\bar{Q} = 1 - \frac{\delta}{H} \left[1 - \frac{\operatorname{th} \sqrt{\frac{b\delta^2}{a}}}{\delta \sqrt{ab}} \right]. \quad (7.7)$$

Дебит скважины, вскрывшей пласт толщиной H и перекрытой столбом жидкости высотой $\delta = H$, определяется по формуле

$$Q = \frac{P_3^2(1 - e^{D_1\delta})}{aD_1} + \frac{P_{\text{пл}}^2\delta}{a}, \quad (7.8)$$

где

$$D_1 = \frac{0,683\bar{p}}{Z_{\text{ср}}T_{\text{ср}}} \left[\varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{ж}}} \right]; \quad (7.9)$$

$\rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{г}}$ — плотности соответственно жидкости и газа в забойных условиях;

φ — истинное газосодержание в интервале фильтра;

P_3 — забойное давление у кровли пласта.

Относительный дебит скважины при полном перекрытии столбом жидкости продуктивного интервала приближенно можно оценить по формуле

$$\bar{Q} = \frac{P_3^2(1 - e^{D_1\delta})}{D_1\delta(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)} + \frac{P_{\text{пл}}^2}{P_{\text{пл}}^2 - P_3^2}. \quad (7.10)$$

При частичном перекрытии продуктивного интервала столбом жидкости относительный дебит скважины оценивается по формуле

$$\bar{Q} = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_0} = \frac{P_3^2(1 - e^{D_1\delta})}{D_1H(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)} + \frac{P_{\text{пл}}^2\delta}{H(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)} - \frac{H - \delta}{H}, \quad (7.11)$$

где Q_0 — дебит чистой (без столба жидкости) скважины;

Q_1, Q_2 — соответственно дебиты из перекрытой и не перекрытой столбом жидкости интервалов пласта.

7.3.2 Влияние депрессии на условия образования или разрушения песчаной пробки

Степень загрязнения забоя скважины песчаной пробкой связана со скоростью потока и депрессией, приходящейся на единицу длины пробки.

Для известных значений давления у кровли P_3 и проницаемости пробки, в которой значителен градиент давления, сила, действующая на пробку высотой δ и сечением 1 см^2 , определяется по формуле

$$P_{\text{под}}^2 - P_3^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 - \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_3^2}{\text{ch} \sqrt{\frac{b}{a\delta_{\text{пр}}}}}, \quad (7.12)$$

где $P_{\text{под}}$ — давление у подошвы пласта, МПа.

Удельный перепад на единицу длины пробки приближенно определяется по формуле

$$R = \frac{P_{\text{под}}^2 - P_3^2}{\delta_{\text{пр}}(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)} = \frac{1}{\delta} \left[1 - \frac{1}{\text{ch} \delta_{\text{пр}} \sqrt{\frac{b}{a}}} \right]. \quad (7.13)$$

Влияние депрессии на процесс образования пробки оценивается по формулам

$$\delta_1 = \frac{10^5(P_{\text{пл}} - P_3)}{2\rho_{\text{п}}} + \sqrt{\left[\frac{10^5(P_{\text{пл}} - P_3)}{2\rho_{\text{п}}} \right]^2 - \frac{2a}{b}}; \quad (7.14)$$

Формула (7.14) позволяет определить:

1. Критическую высоту пробки при условии

$$\left[\frac{10^5(P_{\text{пл}} - P_3)}{2\rho_{\text{п}}} \right]^2 = \frac{2a}{b}. \quad (7.15)$$

2. Непрерывный рост пробки при

$$\left[\frac{10^5(P_{\text{пл}} - P_3)}{2\rho_{\text{п}}} \right]^2 < \frac{2a}{b}. \quad (7.16)$$

3. Разрушение и вынос пробки при

$$\left[\frac{10^5(P_{\text{пл}} - P_3)}{2\rho_{\text{п}}} \right]^2 > \frac{2a}{b}, \quad (7.17)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность вещества, образующего пробку, кг/м³.

Образование песчаной пробки или столба жидкости непосредственно связано с выбором диаметра и глубины спуска лифтовых труб, распределением дебита в интервале перфорации и дебитом скважины.

7.3.3 Определение необходимой глубины спуска лифтовых труб перед проведением газогидродинамических и газоконденсатных исследований скважин

На глубину спуска лифтовых труб влияют диаметр, дебит скважины, формы и размеры частиц породы и структура газожидкостного потока, толщина продуктивного интервала, распределение дебита в интервале перфорации, устойчивость пород к разрушению.

Спуск труб до нижних отверстий интервала перфорации не всегда рационален из-за возможного прихвата труб, а также дополнительных потерь давления при движении газа по затрубному пространству до башмака лифтовых труб и в самих трубах.

На практике часто отсутствует необходимая увязка между глубиной спуска труб, профилем притока газа и влиянием пробки на производительность скважин. Влияние высоты пробки независимо от глубины спуска лифтовых труб остается незаметным, если нижняя часть интервала перфорации низкопродуктивная и если в изотропном пласте высота песчаной пробки не превышает 10 % – 20 % общей перфорированной толщины продуктивного пласта. Нарушение закономерности влияния пробки на производительность может возникнуть лишь в том случае, когда скважина вскрывает несколько пропластков с различными фильтрационными свойствами.

Благоприятные условия для выноса песка и спуска труб до середины и выше интервала вскрытия складываются при увеличении проницаемости от кровли к подошве. Встречаемое на практике многообразие залегания пропластков с различной проницаемостью и устойчивостью требует в каждом конкретном случае анализа геолого-промысловых данных и установления исходя из этих данных диаметра и глубины спуска лифтовых труб.

Вынос частиц с забоя определяется скоростью потока. Считается целесообразным, чтобы скорость газового потока была примерно вдвое больше, чем скорость осаждения самых крупных частиц, выносимых газом из пласта.

Основным условием выноса частиц с забоя с целью предотвращения образования песчаных пробок является обеспечение скорости потока газа, превышающей скорость осаждения капель жидкости и частиц коллектора.

Рассмотренные выше факторы, влияющие на глубину спуска лифтовых труб, показывают, что:

- при равномерном притоке газа из интервала перфорации и наличии условий для накопления частиц на забое целесообразен спуск лифтовых труб до нижней границы интервала перфорации;
- снижении дебита скважины от кровли к подошве пласта также целесообразен спуск лифтовых труб до нижних отверстий интервала перфорации;
- скорости, обеспечивающей подъем частиц с нижнего интервала без лифтовых труб, и отсутствии условия разрушения коллектора и накопления частиц на забое, лифтовые трубы могут быть спущены до кровли продуктивного пласта;
- интенсивном разрушении коллектора при небольших депрессиях на пласт вопрос о глубине спуска лифтовых труб должен быть решен с учетом конструкции фильтра;
- определении глубины спуска лифтовых труб потери давления в лифтовых трубах не должны являться единственным и определяющим фактором.

7.3.4 Влияние высоты и проницаемости песчаной пробки на дебит скважины

Изучение влияния высоты пробки на производительность газовых скважин показывает, что при разной высоте пробки, фиксированном давлении над и под пробкой дебиты скважин существенно снижаются. Для одинаковой проницаемости пласта и пробки ($k_{пл} = k_{пр}$) и известном перепаде давлений в скважине ΔP , и для различной высоты пробки характер изменения относительного дебита $\bar{Q} = Q_{пр}/Q$ от относительного вскрытия пласта $\bar{h} = (h - h_{пр})/h$ показан на рисунке 7.1, из которого видно, что характер изменения \bar{Q} от \bar{h} аналогичен зависимости \bar{Q} от \bar{h} для не совершенной по степени вскрытия пласта.

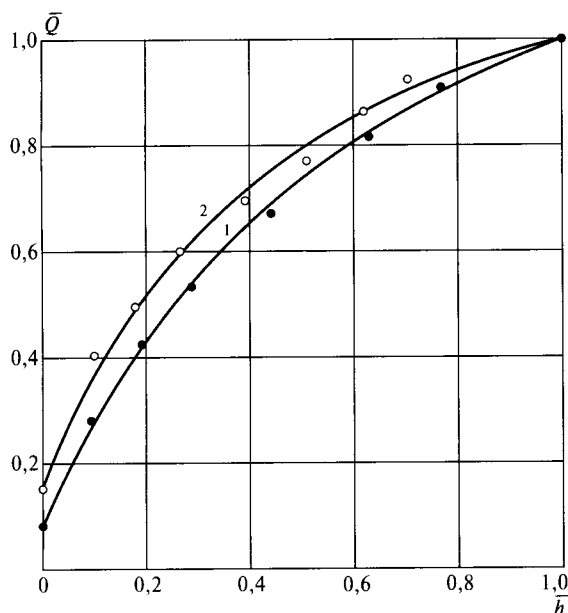


Рисунок 7.1 – Зависимости \bar{Q} от относительной высоты пробки \bar{h} :

$$1 - k_{пл} = k_{пр}; 2 - k_{пл} = k_{пр}/50$$

7.4 Температурный технологический режим работы вертикальных скважин

При низкой температуре пласта и окружающей ствол скважины среды, наличии влаги в газе создаются условия для образования гидратов в призабойной зоне и в стволе, что осложняет работу скважины. Исключить возможность гидратообразования можно путем правильного выбора технологического режима работы или закачкой антигидратных ингибиторов в скважину. Равновесные давление P_p и температура гидратообразования T_p зависят от состава газа, влаго-содержания, теплофизических свойств и параметров окружающей ствол скважины среды.

Для безгидратного режима работы скважины, чтобы гидраты не образовывались в призабойной зоне пласта, необходимо обеспечить $T_3 > T_p$. При этом величина T_3 и распределение температуры по стволу скважины определяются по формулам, приведенным в разделе 7 части I настоящих рекомендаций.

Чтобы гидраты не образовывались в стволе скважины необходимо выполнение условия $T_y > T_p$.

Определение возможности образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины необходимо для выбора способа и места подачи ингибитора. Значение T_p для каждого месторождения определяется отдельно лабораторными или аналитическими методами.

В скважинах, расположенных в зонах многолетней мерзлоты, гидраты могут образоваться на любой глубине. Поэтому условие $T_p < T_y$, исключающее образование гидратов по стволу, справедливо и при наличии многолетней мерзлоты.

Если расчеты с различными режимами показывают, что удовлетворить $T_p < T_y$ в данной скважине невозможно, то необходимо обеспечить подачу ингибитора в скважину.

7.5 Технологический режим эксплуатации вертикальных газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой

7.5.1 Определение безводного режима работы вертикальных скважин

Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии подошвенной воды (рисунок 7.2) определяется приближенно.

При заданном в призабойной зоне гиперболическом характере изменения толщины газоносного пласта предельный безводный дебит газовой скважины определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{доп}}^2 = \frac{\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}} Q_{\text{пр}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \ln \frac{\bar{R}}{h} + \frac{\rho_{\text{ат}} P_{\text{ат}} Q_{\text{пр}}^2}{2\pi^2 l h^2 T_{\text{ст}}} \left(\frac{1}{h} - \frac{1}{\bar{R}} \right), \quad (7.18)$$

где $\bar{R} = R_k/R_c$.

При ранее принятых обозначениях параметров в формуле (7.19) и вводя новые

$$k_0 = \frac{4b^* \Delta P^2}{a^* R_c}; \quad a^* = \frac{\mu Z P_{\text{ст}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \quad \text{и} \quad b^* = \frac{\rho_{\text{ст}} P_{\text{ст}} Z T_{\text{пл}}}{2\pi^2 l h^2 T_{\text{ст}}} \quad (7.19)$$

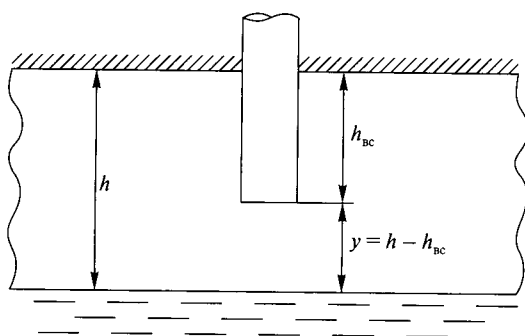


Рисунок 7.2 – Схема вскрытия вертикальной скважиной пласта с подошвенной водой

получена формула безразмерного безводного дебита в виде

$$Q^* = \bar{h} \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{k_0}{\bar{h} \left(\ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \right)^2}} \right]. \quad (7.20)$$

Тогда формула для определения предельного безводного дебита скважины при гиперболическом характере изменения толщины газоносного пласта в призабойной зоне примет вид

$$Q_{\text{пр}} = \frac{a^* Q^* R_c}{2b^*}. \quad (7.21)$$

При расчете безводного дебита $Q_{\text{пр}}$ в формулу (7.21) следует подставлять величину $\Delta P_{\text{доп}}^2$, определяемую по формуле

$$\Delta P_{\text{доп}}^2 = [P_{\text{пл}}^2 - P_3^2]_{\text{доп}} = \frac{g}{\eta} (h - h_{\text{вс}}) (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) \left[2P_{\text{пл}} - \frac{g}{\eta} (h - h_{\text{вс}}) (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) \right], \quad (7.22)$$

где $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{г}}$ — соответственно плотность воды и газа в пластовых условиях;

g — ускорение силы тяжести;

η — высота столба жидкости, обеспечивающая давление 0,1 МПа.

С достаточной для практики точностью величину $\Delta P_{\text{доп}}^2$ можно определить по формуле

$$\Delta P_{\text{доп}}^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 \cong 2P_{\text{пл}} g h \frac{(1 - \bar{h})(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{\eta} \text{ или } \Delta P_{\text{доп}}^2 = Dx, \quad (7.23)$$

где

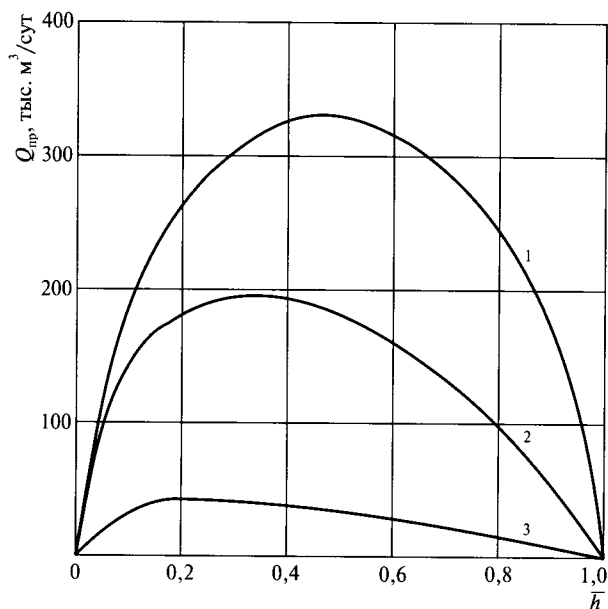
$$D = 2P_{\text{пл}} g h \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}}{\eta}; \quad x = 1 - \bar{h}.$$

С учетом этих изменений формулы (7.19) и (7.20) примут вид

$$k_0 = \frac{4b^* D}{a^{*2} R_c}; \quad Q_1^* = \bar{h} \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{k_0 x}{\bar{h} \left(\ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \right)^2}} \right];$$

$$Q_{\text{пр}} = \frac{a^* Q_1^* R_c}{2b^*}. \quad (7.24)$$

По формуле (7.24) рассчитывались предельные безводные дебиты скважин с исходными данными: $P_{\text{пл}} = 30$ МПа; $h = 50$ м; $R_{\text{к}} = 500$ м; $R_c = 0,1$ м; $b_{\text{ис}} = 0,58 \cdot 10^{-4}$; $a_{\text{ис}} = 0,0056$; 0,056 и 0,56 — для различных относительных вскрытий; $h = 0,1 + 1,0$. Полученная зависимость предельного безводного дебита $Q_{\text{пр}}$ от h показывает (рисунок 7.3), что существует некоторое вскрытие, при котором предельный безводный дебит становится максимальным. Установлено, что с увеличением коэффициента $a_{\text{ис}}$, $Q_{\text{пр}}$ уменьшается. Для получения максимального дебита степень



Кривые соответствуют величинам
 $1 - k_0 = 161$; $2 - k_0 = 1,61$ и $3 - k_0 = 0,0161$
 Рисунок 7.3 – Зависимость предельного
 безводного дебита $Q_{\text{пр}}$ от относительного
 вскрытия пласта \bar{h} при $P_{\text{пл}} = 30$ МПа

вскрытия пластов с низкой продуктивностью должна быть больше, чем таковая с высокой продуктивностью.

7.5.2 Влияние параметра анизотропии пласта на безводный дебит скважины

В большинстве газоносных пластов вертикальные и горизонтальные проницаемости различаются, причем, как правило, вертикальная проницаемость k_v значительно меньше горизонтальной k_r . Низкая вертикальная проницаемость снижает опасность обводнения газовых скважин, вскрывших анизотропные пласты с подошвенной водой в процессе их эксплуатации. Однако при низкой вертикальной проницаемости затрудняется и подток газа снизу в область влияния несовершенства скважины по степени вскрытия.

Для учета влияния анизотропии на производительность скважины истинная область фильтрации газа заменяется такой фиктивной областью, в которой суммарное сопротивление пласта будет эквивалентно истинному интегральному.

Приближенно для определения безводного дебита скважины $Q_{\text{пр}}$, вскрывшей анизотропный пласт следует использовать формулу

$$Q_{\text{пр}} = \frac{a^* R_c \bar{h} Q_2^* \ln \bar{R}}{2b^*}, \quad (7.25)$$

где

$$Q_2^* = -1 + \sqrt{1 + \frac{k_0'' x}{\bar{h} \ln \bar{R} (\ln \bar{R} - x)}}; \quad k_0'' = \frac{4b^* D_{\text{æ}}}{a^{*2} R_c}; \quad (7.26)$$

$\text{æ} = \sqrt{\frac{k_v}{k_r}}$ – параметр анизотропии пласта.

Формула (7.26) совпадает с формулой, полученной при $\bar{h} = 1$ и $k_b = 0$.

7.5.3 Учет изменения положения контакта газ-вода в процессе разработки газовых месторождений при определении безводного дебита

Безводные дебиты $Q_{пр}$, определенные по формулам (7.21, 7.24 и 7.25), окажутся значительно выше их истинных значений в процессе разработки из-за непрерывного уменьшения газонасыщенной толщины. Интенсивность подъема контакта зависит от запасов и отбора газа, активности водонапорной системы, коллекторских свойств водогазонасыщенных пластов.

Текущая толщина газонасыщенного пласта приближенно может быть оценена по формуле

$$h(t) = h_0 - \frac{Q_b(t)}{\pi R_r^2 m \alpha_r}, \quad (7.27)$$

где R_r — радиус контура газонасыщенности залежи принятой круговой формы;

$Q_b(t)$ — объем воды, вторгшейся в газонасыщенную часть залежи за время t , определяется согласно Руководству [42];

m — пористость;

α_r — газонасыщенность;

$h_0, h(t)$ — начальная и текущая толщины газонасыщенной части пласта.

Вычислив согласно Руководству [42] $Q_b(t)$ на каждый момент времени, необходимо определить $P_{пл}(t)$ и $h(t)$, а по известным $P_{пл}(t)$ и $h(t)$ — величину $Q_{пр}(t)$.

Значение текущего пластового давления определяется по формуле

$$P_{пл}(t) = \frac{Z[\bar{P}_{пл}(t), T_{пл}]}{\bar{\alpha}_r V_n - Q_b(t)} \left[\frac{\bar{\alpha}_r V_n \bar{P}_{пл.н}}{Z[\bar{P}_{пл}(t), T_{пл}]} - P_{ат} Q_{доб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right], \quad (7.28)$$

где $\bar{P}_{пл}(t), \bar{P}_{пл.н}$ — соответственно текущее и начальное давления пласта;

$Z(P_{пл}, T_{пл}), Z[P_{пл}(t), T_{пл}]$ — начальный и текущий коэффициенты сверхсжимаемости газа;

V_n — начальный объем газонасыщенной части пласта;

$\bar{\alpha}_r$ — средний по залежи коэффициент газонасыщенности пласта;

$Q_{доб}(t)$ — отбор газа из залежи за время t . Выражение в формуле (7.28) $\bar{\alpha}_r V_n - Q_b(t) = V(t)$ соответствует текущему газонасыщенному объему залежи.

С учетом изложенного предельный безводный дебит скважины при подвижном контакте газ-вода и гиперболическом характере изменения толщины изотропного пласта в призабойной зоне будет определяться по формуле

$$Q_{пр} = \frac{a^* R_c Q^*(t)}{2b^*(t)}, \quad (7.29)$$

где

$$Q^* = \bar{h}(t) \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)} \left\{ -1 + \sqrt{1 + \frac{k'_0(t)x(t)}{\bar{h}(t) \left(\ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)} \right)^2}} \right\}; \quad (7.30)$$

$$\bar{h}(t) = \frac{h_{\text{вс}}}{h(t)}; \quad k'_0(t) = \frac{4b^*(t)D(t)}{R_c a^* 2(t)}; \quad (7.31)$$

$$D(t) = \frac{2P_{\text{пл}}(t)gh(t)[\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}(t)]}{\eta} \quad (7.32)$$

$$a^*(t) = \frac{\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{\pi k h(t) T_{\text{ст}}}; \quad b^*(t) = \frac{\rho_{\text{ат}} P_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}}}{2\pi^2 l h^2(t) T_{\text{ст}}}. \quad (7.33)$$

В формулах (7.32) и (7.33) значения $\rho_{\text{г}}$, μ , Z , k и l изменяются во времени, зависят от величины пластового давления и могут быть учтены по известным закономерностям их изменения от давления.

При известных по результатам исследований коэффициентах фильтрационных сопротивлений $a_{\text{ис}}$ и $b_{\text{ис}}$ значения $a^*(t)$ и $b^*(t)$ должны определяться по формулам

$$a^*(t) = a_{\text{ис}} \frac{h_0}{h(t)} \ln \bar{R}; \quad b^*(t) = b_{\text{ис}} R_c \frac{h_0^2}{h^2(t)}. \quad (7.34)$$

Для заданной величины вскрытия пласта $h_{\text{вс}}$ изменение газонасыщенной толщины в результате подъема контакта газ-вода приводит к обводнению газовой скважины. Характер изменения $Q_{\text{пр}}$, соответствующего максимуму кривых $Q_{\text{пр}}$ от $P_{\text{пл}}$ при неподвижном (кривая 1) и подвижном (кривая 2) контактах, показан на рисунке 7.4. Из кривой 2 видно, что при заданном $h_{\text{вс}}$ по мере снижения пластового давления и подъема контакта газ-вода $Q_{\text{пр}}$ резко снижается, и по достижении условия $h(t) = h_{\text{вс}}$ скважина обводняется.

Предельный безводный дебит скважины, вскрывшей анизотропный пласт с подошвенной водой при подвижном контакте газ-вода, может оцениваться по формуле

$$Q_{\text{пр}}(t) = \frac{a^*(t) R_c \bar{h}(t) Q^*(t) \ln \bar{R}}{2b^*(t)}, \quad (7.35)$$

где

$$Q^* = -1 + \sqrt{1 + \frac{k''_0(t)x(t)}{\bar{h}(t) \ln \bar{R} \left[\frac{\ln \bar{R} - x(t)}{\bar{h}(t)} \right]}}; \quad (7.36)$$

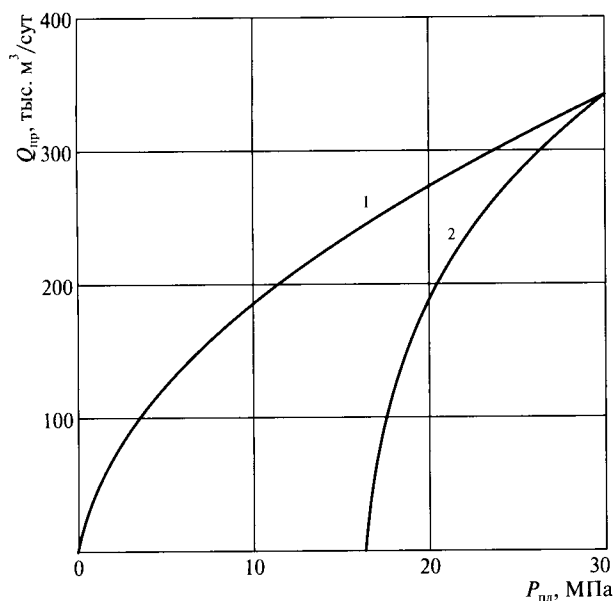


Рисунок 7.4 – Зависимость $Q_{пр}$, соответствующего $h_{оп}$, от $P_{пл}$ при неподвижном (1) и подвижном (2) контакте газ-вода

$$k_0''(t) = \frac{4b^*(t)D_{\varepsilon}(t)}{a^{*2}(t)R_c}; \quad x(t) = 1 - \bar{h}(t). \quad (7.37)$$

По формуле (7.35) рассчитывались $Q_{пр}(t)$ скважины с исходными данными $P_{пл.н} = 30$ МПа; $h_0 = 50$ м; $R_k = 500$ м; $R_c = 0,1$ м; $a_{ис} = 0,0056$; $b_{ис} = 0,58 \cdot 10^{-4}$; $V_n = 5,81 \cdot 10^6$ м³; $\alpha_T = 0,74$; $m = 0,2$; $\mu_v = 1,0$ мПа·с при относительных к запасам отборах газа $Q_{доб}(t) = 0,195; 0,39; 0,585$ и $0,78$ и параметрах анизотропии $\varepsilon = 1,0; 0,5$ и $0,1$. Последовательность расчета $Q_{пр}$ аналогична порядкам, используемым при определении $Q_{пр}$ от \bar{h} для изотропного пласта и подвижного контакта газ-вода. Из результатов расчетов следует, что независимо от величины параметра анизотропии ε при снижении $P_{пл}$ и уменьшении $h(t)$ $Q_{пр}$ снижается. С уменьшением вертикальной проницаемости k_v или параметра анизотропии ε $Q_{пр}$ уменьшается.

Это означает, что уменьшение доли дебита за счет подтока из нескрытой части пласта происходит в результате ухудшения вертикальной проницаемости пласта. В конечном счете при существенном снижении вертикальной проницаемости безводный дебит по величине стремится к дебиту скважины, вскрывшей пласт толщиной $h_{вс}$, где имеется только плоскорадиальная фильтрация газа к скважине.

7.6 Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов

Одним из факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации газовых скважин, является наличие в продукции коррозионно-активных компонентов. К коррозионно-активным компонентам относятся углекислый газ, сероводород, ртуть. При наличии влаги в продукции скважины CO_2 и H_2S вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают

коррозию скважинного оборудования. Наличие органических кислот (муравьиной, уксусной, пропиновой) в пластовой воде также вызывает коррозию металла. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации агрессивных компонентов в газе, количества влаги в продукции скважины, характеристики металлов скважинного и промышленного оборудования, конструкции скважины, степени и характера минерализации воды, состава конденсата, режима движения газожидкостного потока. В целом процесс коррозии на газодобывающих объектах связан с большим числом отдельных и взаимосвязанных факторов.

К основным факторам относятся концентрация коррозионно-активного компонента в газе; давление и температура среды; минерализация воды; режим течения и скорость потока; техническая характеристика применяемого оборудования. Концентрация коррозионно-активного компонента в газе и минерализация воды не поддаются воздействиям. Поэтому при выборе технологического режима эксплуатации скважин необходимо исходить из возможности применения коррозионно-стойкого оборудования и установления соответствующих величин давления, температуры и скорости потока по пути движения продукции скважины. При наличии коррозионно-активных компонентов из приведенных выше критериев технологического режима эксплуатации газовых скважин приемлемым является режим постоянной скорости потока. Для одноступенчатой фонтанной колонны максимальная скорость потока характерна у устья скважины. Режим ограничения скорости устанавливается путем сравнения различных вариантов, учитывающих наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа, возможность закачки ингибитора в скважину, использования оборудования в коррозионно-стойком исполнении, выбор конструкции скважины при проектировании и ее изменения в процессе разработки.

Влияние углекислого газа на процесс коррозии

Интенсивность коррозии, вызванной наличием CO_2 , устанавливается парциальным давлением углекислоты и кислотностью водного концентрата. Кроме парциального давления CO_2 интенсивность коррозии зависит от температуры газа и кислотности воды pH.

При низких парциальных давлениях CO_2 влияние температуры на скорость коррозии незначительно, а при больших парциальных давлениях весьма существенно. Максимальная интенсивность коррозии достигается при температуре 333–353 К. При изменении температуры от 283 до 353 К и парциального давления CO_2 от 1,0 до 5,0 МПа интенсивность коррозии увеличивается более чем в 10 раз.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений из-за снижения парциального давления CO_2 и увеличения объема водного конденсата интенсивность коррозии снижается. При заданной концентрации углекислоты увеличение давления среды приводит к росту интенсивности коррозии.

Влияние пластовой воды на коррозию

Количество поступающей в скважину воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации CO_2 с увеличением объема воды в продукции скважины кислотность среды рН увеличивается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением CO_2 присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии.

Интенсивность углекислотной коррозии зависит и от солевого состава пластовой воды. Наличие в воде большого количества гидрокарбонатов заметно подщелачивает среду, снижая этим количество углекислоты, а следовательно, и интенсивность коррозии. При известной концентрации CO_2 в газе поступление пластовой воды щелочного характера снижает интенсивность углекислотной коррозии. В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе углекислоты является одной из основных причин, усиливающих интенсивность коррозии скважинного и промыслового оборудования.

Влияние сероводорода на процесс коррозии

Наиболее агрессивным компонентом в составе природного газа, вызывающим интенсивную коррозию скважинного и промыслового оборудования, является сероводород. Значительное количество сероводорода содержится в газе Оренбургского и особенно Астраханского месторождений. Характерная черта сероводородной коррозии — растрескивание металла. При наличии водного раствора сероводорода большинство сталей при напряженном состоянии быстро разрушаются. Воздействие сероводорода на металл в присутствии воды приводит к образованию сульфида железа и атомарного водорода, часть которого проникает в металл и делает его хрупким и непрочным. Содержание во влажном газе сероводорода более $0,005 \text{ г/м}^3$ способствует заметной коррозии оборудования. Основным фактором, определяющим интенсивность сероводородной коррозии, является парциальное давление сероводорода в газе. С увеличением температуры среды при заданной концентрации H_2S интенсивность коррозии увеличивается. С ростом прочности металла на разрыв и текучесть, опасность сульфидного растрескивания металла увеличивается.

Значительно сложнее влияние степени и характера коррозии при наличии в газе одновременно сероводорода и углекислого газа. При определенном парциальном давлении CO_2 его разрушающая способность может быть сравнима с коррозией, вызванной сероводородом. При равном содержании CO_2 и H_2S влияние углекислого газа на интенсивность коррозии по сравнению с коррозией, вызванной сероводородом, невелико.

Влияние скорости потока на интенсивность коррозии

Экспериментальные исследования и промысловые наблюдения показывают, что при известной концентрации коррозионно-активного компонента — углекислоты, сероводорода —

одним из основных факторов, влияющих на интенсивность коррозии, является скорость потока газа. В отличие от таких факторов, как концентрация коррозионно-активного компонента, количество влаги в продукции скважины, содержание органических кислот в воде, давление, температура, скорость потока является регулируемым фактором. При заданных составах пластового газа и воды, и термобарических параметрах пласта нетрудно выбрать такую конструкцию эксплуатационных скважин, которая обеспечит необходимую скорость потока газа, ограничивающую интенсивность коррозии.

Установлено, что с увеличением скорости потока интенсивность коррозии растет.

При наличии в газе CO_2 величина критической скорости потока в скважинах была принята равной $V = 11,0$ м/с. Эта величина не исключает коррозию в целом, но при скорости потока $V \leq 11$ м/с, меньшей или равной этой величине, интенсивность коррозии значительно ниже, чем при скоростях, превышающих ее. Изменение скорости потока в стволе скважины зависит от ее конструкции, давления и температуры. В качестве критерия необходимо использовать скорость потока у устья, величина которой не должна превышать критическую.

При заданной скорости потока интенсивность коррозии зависит от режима течения газожидкостного потока и условий, вызывающих конденсацию паров воды и конденсата. Если лифтовые трубы гладкие и структура потока не меняется в местах стыковки труб, то интенсивность коррозии увеличивается по мере увеличения скорости потока. На интенсивность коррозии существенно влияет абразивный процесс, вызываемый твердыми частицами, выносимыми потоком газа и напряженного состояния труб.

Для снижения интенсивности коррозии используются антикоррозионные ингибиторы, соответствующие марки металла с коррозионно-стойкой характеристикой, а также снижается скорость потока в промысловом и скважинном оборудовании.

При установленной по результатам опытов величине критической скорости $V_{\text{кр}}$ дебит скважины определяется по формуле

$$Q_{\text{кр}} = \frac{V_{\text{кр}} d^2 P_y}{0,052 T_y Z_y}, \quad (7.38)$$

где $V_{\text{кр}}$ — критическая скорость потока, превышение которой приводит к резкому увеличению интенсивности коррозии, м/с;

d — внутренний диаметр труб, по которым движется газ, 10^{-2} м;

P_y — устьевое давление, МПа;

T_y — устьевая температура, К;

Z_y — коэффициент сжимаемости газа при P_y и T_y .

Интенсивное разъедание поверхности лифтовых труб у устья при больших скоростях и весьма слабая коррозия в местах, где скорость потока меньше 10 м/с, показывают, что основной причиной интенсивности коррозии является скорость потока. Характер изменения интенсивности коррозии от скорости показан на рисунке 7.5, из которого видно, что очень сильная (более 2 мм/год) и сильная (1–2 мм/год) коррозии наблюдаются в скважинах, где скорости потока колеблются в пределах 17–21 м/с. При скорости потока $V = 6,2$ м/с интенсивность коррозии снижается до $\delta = 0,3$ мм/год.

Из приведенных результатов следует, что скорость потока в трубах является одним из основных факторов, по которому необходимо устанавливать технологический режим эксплуатации скважин.

Для заданных критической величины скорости $V_{кр}$ и конструкции скважины необходимо определить изменение ее дебита газа во времени с учетом изменения P_y , T_y , и Z_y в процессе разработки. Для поддержания технологического режима эксплуатации скважин при постоянной скорости необходимо определить характер изменения P_y во времени.

Приток газа к скважине при критическом дебите имеет вид

$$P_{пл}^2(t) - P_3^2(t) = aQ_{кр} + bQ_{кр}^2, \quad (7.39)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Для заданной конструкции скважины и дебита, вычисляемого по известным $V_{кр}$ и P_y , забойное давление определяется по формуле

$$P_3 = [P_y^2 e^{2S} + \theta Q_{кр}^2]^{0,5}, \quad (7.40)$$

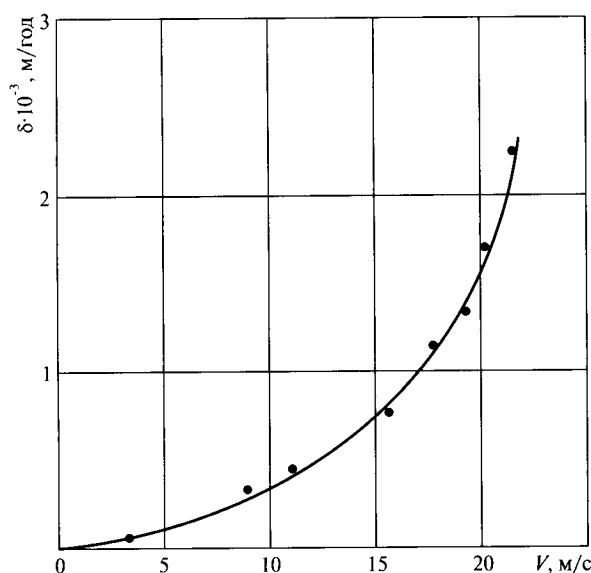


Рисунок 7.5 – Зависимость интенсивности коррозии лифтовых труб δ от скорости потока газа V , построенная по данным эксплуатации скважин

где

$$2S = \frac{0,0683\bar{\rho}L}{Z_{\text{ср}}T_{\text{ср}}};$$

λ — коэффициент гидравлического сопротивления труб;

$Z_{\text{ср}}$ — коэффициент сверхсжимаемости при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$;

$T_{\text{ср}}$ — средняя температура газа в стволе скважины;

$\bar{\rho}$ — относительная плотность газа;

L — длина лифтовых труб.

Если обозначить через

$$a = \frac{d^2}{0,052T_y Z_y}, \quad (7.41)$$

то используя формулы (7.39)–(7.42) можно определить устьевое давление $P_y(t)$:

$$P_y(t) = \frac{-a\alpha V_{\text{кр}} + \sqrt{(a\alpha V_{\text{кр}})^2 + 4[e^{2S} + (b + \theta) + \alpha^2 V_{\text{кр}}]P_{\text{пл}}^2(t)}}{2[e^{2S} + (b + \theta) + \alpha^2 V_{\text{кр}}]}. \quad (7.42)$$

Из формулы (7.42) видно, что при заданных постоянных значениях a , b , θ , $V_{\text{кр}}$ изменение P_y связано в основном со снижением пластового давления в процессе разработки. Найденное таким образом значение $P_y(t)$ во времени используется для определения $Q_{\text{кр}}(t)$ по формуле (7.38).

Исследования по изучению интенсивности коррозии оборудования скважины в статических и динамических условиях показали, что при статических условиях, то есть когда образец металла находится в неподвижной коррозионно-активной газовой среде, интенсивность коррозии очень низкая. Этот результат важен при эксплуатации скважин, затрубные пространства которых по различным причинам не удалось запакеровать.

Мероприятия по борьбе с коррозией путем периодической замены лифтовых труб или снижения дебита скважин полностью не исключают процесс коррозии.

7.7 Обоснование и выбор технологического режима работы горизонтальных газовых скважин

Факторы, влияющие на производительность горизонтальных скважин, могут быть разделены на три группы: геологические, технические и технологические.

К *геологическим* относятся факторы, связанные с геологической характеристикой залежи: неоднородностью, типом залежи, параметром анизотропии, наличием тектонических нарушений, емкостными и фильтрационными параметрами пластов, устойчивостью коллекторов к разрушению, размером переходных зон, активностью подошвенной и контурных вод, наличием нефтяной оторочки.

К *технологическим* факторам относятся допустимые величины забойного и устьевых давлений, вскрытие пласта (пропластков), профиль горизонтального ствола, радиус кривизны, обеспечивающий переход ствола от вертикального к горизонтальному положению, способ вскрытия пласта.

К *техническим* факторам относятся длины и диаметры обсадных колонн и лифтовых труб, схема подключения скважины к установке по подготовке газа, качество используемых труб, арматуры и скважинного оборудования.

Некоторые из перечисленных факторов с достаточной для практики точностью могут быть учтены приближенными методами.

При обосновании технологического режима работы необходимо исходить из фактического расположения горизонтального ствола по толщине и относительно контуров питания. При асимметричном по толщине однородного пласта расположении горизонтального ствола производительность скважины снижается до 30 %. Значительное снижение дебита происходит и при асимметричном расположении горизонтального ствола относительно контуров питания. Наихудшим вариантом является вариант расположения горизонтального ствола асимметрично одновременно по толщине и относительно контуров питания. Такое расположение может привести к снижению дебита горизонтальной скважины до 50 % от потенциальной возможности таких скважин.

Существуют технологические возможности снижения потерь давления и на горизонтальном участке ствола, связанные с очередностью вскрытия высоко- и низкопроницаемых пропластков, длиной и диаметром лифтовых труб. Следует отметить, что максимальные потери давления на горизонтальном участке бывают при вскрытии высокопроницаемых пропластков в последнюю очередь. Влияние неполноты вскрытия было изучено численным методом путем создания геолого-математических моделей фрагментов месторождений с различными емкостными и фильтрационными свойствами. Результаты этих исследований приведены в безразмерных единицах в виде универсальных кривых, пригодных для использования при определении производительности горизонтальных скважин, вскрывших пласты с различными геологическими характеристиками (см. Руководство [42]).

Все приближенные методы определения производительности горизонтальных скважин разработаны в предположении постоянства забойного давления вдоль горизонтального ствола. Такая постановка предопределяет одинаковую интенсивность притока газа к скважине по всей длине ствола.

Определение производительности горизонтальных газовых скважин возможно и с учетом изменения забойного давления по длине горизонтального ствола при наличии и отсутствии

лифтовых труб на горизонтальном участке скважины. Учет изменения забойного давления предопределяет возможность существования оптимальной длины горизонтального ствола.

7.7.1 Определение дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей неустойчивый полоосообразный фрагмент залежи

Создание условий для выноса частиц породы при допустимых величинах градиента давления путем применения лифтовых труб малого диаметра не всегда целесообразно из-за значительных потерь давления при движении газа по этим трубам. Техническое и технологическое решение этого вопроса возможно путем укрепления призабойной зоны, в частности использования забойных фильтров.

Для оценки производительности горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей полоосообразный пласт (рисунок 7.6), связь между градиентом давления и дебитом записывается в виде

$$gr = \frac{a^*}{L} \frac{Q}{4R_c P_{зд}} + \frac{b^*}{L^2} \frac{Q^2}{16R_c^2 P_{зд}}, \quad (7.43)$$

где $P_{зд}$ — допустимая величина давления на стенке горизонтального ствола у поворота от вертикального положения к горизонтальному, при которой достигается допустимый градиент давления. При этом критический дебит горизонтальной скважины, вскрывшей изотропный

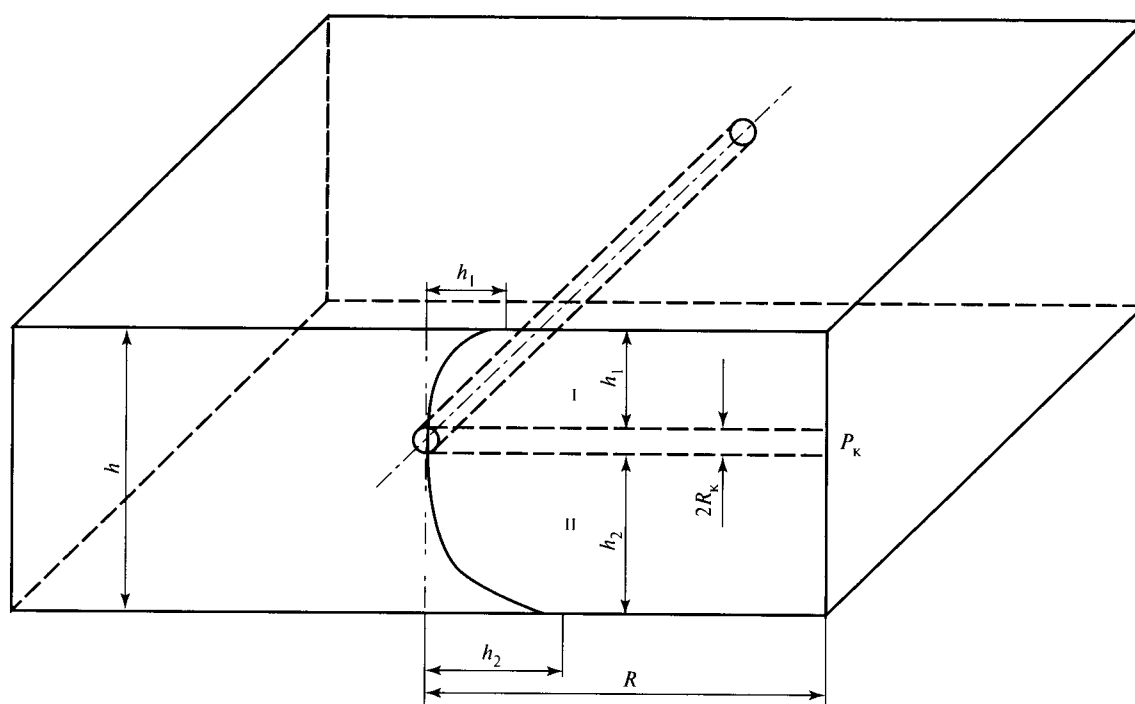


Рисунок 7.6 — Схема притока газа к горизонтальной скважине, вскрывшей полоосообразный пласт на произвольном расстоянии от его кровли и подошвы

полосообразный пласт, соответствующий допустимой величине градиента давления на стенке горизонтального ствола:

$$Q_{кр} = \frac{(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + b_1}) \cdot 8R_c^2 P_{зд} L}{b^*}, \quad (7.44)$$

где $a_1 = \frac{a^*}{4R_c P_{зд}}$; $b_1 = \frac{b^* gr}{4R_c^2 P_{зд}}$.

Допустимая величина давления на стенке горизонтального ствола $P_{зд}$ при критическом дебите $Q_{кр}$ может быть определена по формуле

$$P_k^2 - P_{зд}^2 - a_1 \left[\frac{(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + b_1}) \cdot 8R_c^2 P_{зд} L}{b^*} \right] - b_1 \left[\frac{(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + b_1}) \cdot 8R_c^2 P_{зд} L}{b^*} \right]^2 = 0. \quad (7.45)$$

7.7.2 Определение технологического режима работы горизонтальных газовых скважин, вскрывших однородные пласты с подошвенной водой

Работы по определению производительности горизонтальной скважины показали, что величина дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей полосообразную залежь, при заданной постоянной депрессии изменяется от перемещения горизонтального ствола скважины от середины однородного пласта к его кровле или подошве. Установлено, что наилучшим расположением ствола при отсутствии подошвенной воды является его симметричное расположение по толщине продуктивного пласта. Смещение ствола к кровле или подошве в одинаковой степени снижает дебит горизонтальной скважины. Максимальное снижение дебита скважины зависит от толщины пласта, и отклонение дебита возрастает с увеличением толщины пласта. При наличии подошвенной воды производительность скважины в основном будет зависеть от расположения горизонтального ствола относительно ГВК и величины допустимой депрессии на пласт, обусловливаемой расстоянием от горизонтального ствола до ГВК.

Одним из преимуществ горизонтальных газовых скважин является слабая взаимосвязь между степенью вскрытия по толщине и величиной допустимой депрессии на пласт. Для горизонтальной скважины ее совершенство по степени вскрытия полосообразного пласта определяется одновременно толщиной пласта и длиной дренируемой зоны горизонтальной частью ствола. При наличии подошвенной воды данное преимущество позволяет свести к минимуму возможность обводнения скважины подошвенной водой путем увеличения степени вскрытия пласта (длины горизонтального участка ствола) и перемещения ствола ближе к кровле с учетом регулируемой депрессии на пласт, величина которой во избежание преждевременного быстрого обводнения скважины должна быть ограничена.

Основная цель обоснования режима эксплуатации горизонтальных газовых скважин при наличии подошвенной воды заключается в установлении величины допустимой депрессии на пласт исходя из толщины газоносного пласта и расположения горизонтальной части ствола по толщине.

Для исключения возможности обводнения скважины предлагаются следующие варианты:

- применение горизонтальных скважин с соответствующим расположением горизонтального ствола в зависимости от близости к ГВК с учетом величины создаваемой депрессии на пласт;
- подбор соответствующей конструкции скважины, длины и диаметра лифтовых труб в горизонтальной части ствола, обеспечивающих величину депрессии, необходимую для замедления темпов продвижения подошвенной воды;
- сочетание одновременного изменения конструкции со смещением горизонтального ствола относительно ГВК;
- степень вскрытия нескольких пропластков восходящим/нисходящим наклонным стволом.

Если скважина не оборудована фонтанными трубами, то максимально допустимая депрессия должна определяться для сечения, где скважина переходит от горизонтального положения к вертикальному, так как на этом сечении возникают максимальные потери давления по длине фильтра. Если скважина оборудована фонтанными трубами, то допустимая депрессия будет у башмака лифтовых труб.

При вскрытии газоносного пласта с подошвенной водой производительность вертикальной скважины зависит от степени вскрытия пласта и расстояния от забоя скважины до газовой контактной поверхности. Поэтому для вертикальных скважин было установлено некоторое оптимальное вскрытие, при котором дебит газа достигает максимального значения.

В горизонтальной скважине несовершенство по степени вскрытия полосообразного пласта определяется как отношение вскрытой горизонтальным стволом $L_{гор}$ части ширины или длины полосообразного пласта ко всей ширине или длине фрагмента $L_{фр}$, то есть $L_{гор}/L_{фр}$. Поэтому для горизонтальных скважин классическое понимание несовершенства неприемлемо, а несовершенство вскрытия пласта по площади не влияет на величину допустимой депрессии на пласт при наличии подошвенной воды. Величина допустимой депрессии на пласт с подошвенной водой при его вскрытии горизонтальной скважиной определяется расположением горизонтального ствола по отношению к контакту газ-вода. Отсутствие взаимосвязи между степенью вскрытия и величиной допустимой депрессии при вскрытии пласта с подошвенной водой горизонтальной скважиной является одним из основных преимуществ таких скважин.

Это обстоятельство позволяет свести к минимуму возможность обводнения скважины подошвенной водой путем увеличения полноты вскрытия пласта горизонтальным стволом, смещения ствола к кровле, регулирования величины депрессии и таким образом повысить коэффициент газоотдачи пласта и надежность эксплуатации скважины.

Для определения предельного безводного дебита горизонтальной скважины при $P_3(L_{\text{гор}}) = \text{const}$, полностью вскрывшей полосообразный пласт с подошвенной водой (см. рисунок 7.6) на произвольном расстоянии от кровли, необходимо использовать следующую формулу:

$$Q_{\text{пб}} = \sum \frac{-a_i + \sqrt{a_i^2 + 4b_i \Delta P (2P_{\text{пл}} - \Delta P)}}{2b_i}, \quad (7.46)$$

где a_i, b_i – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по формулам

$$\begin{aligned} a_i &= \frac{a^*}{L_{\text{гор}}} \left[\frac{2}{vh_1} \left(vh_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + vh_1} \right) + \frac{R_k - vh_1}{R_c + vh_1} \right]; \\ b_i &= \frac{b^*}{2L_{\text{гор}}^2} \left[\frac{2}{vh_1} \left(\ln \frac{R_c + vh_1}{R_c} - \frac{vh_1}{R_c + vh_1} \right) + \frac{R_k - vh_1}{(R_c + vh_1)^2} \right]; \end{aligned} \quad (7.47)$$

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_3 = (\rho_v - \rho_{\text{гр}})gh_2;$$

$\rho_v, \rho_{\text{гр}}$ – плотности воды и газа в пластовых условиях;

h_2 – расстояние от ГВК до стенки горизонтального ствола.

Результаты определения безводного дебита показывают (рисунок 7.7), что его максимальная величина достигается не при наибольшем удалении от ГВК, а при некотором промежуточном расстоянии от ГВК. Такой характер связан с увеличением коэффициентов фильтра-

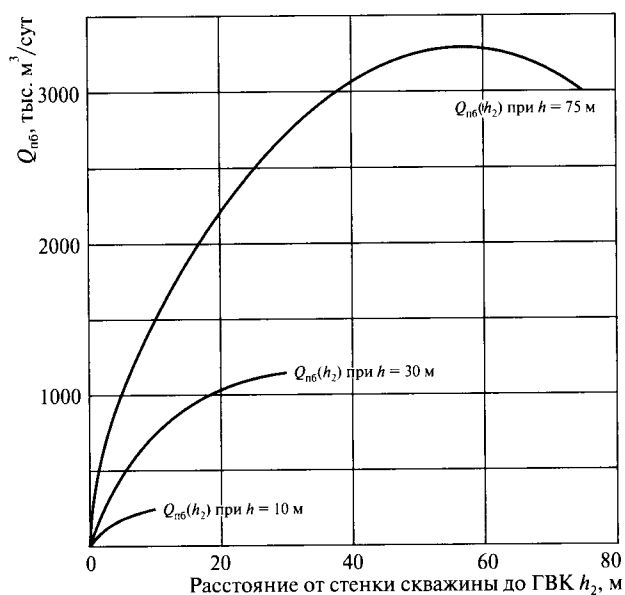


Рисунок 7.7 – Зависимость предельно безводного дебита от удаления горизонтального ствола от поверхности ГВК

ционного сопротивления a и b при приближении оси горизонтального ствола к кровле продуктивного пласта.

7.7.3 Определение температурного режима работы горизонтальных скважин

Для разработки методов определения температурного режима эксплуатации горизонтальных газовых скважин необходимо учесть их конструктивные особенности и изменение температурного поля по стволу скважин с различными радиусами кривизны. Для удобства определения температурного режима с приемлемой точностью горизонтальные скважины по величине радиуса кривизны разделены на две группы на скважины:

- с большим и средним радиусом кривизны (искривленные участки ствола существенно влияют на изменение температуры по стволу скважины);
- малым радиусом кривизны (изменение температуры по стволу может быть определено без учета искривленного участка). Это означает, что в скважинах с малым радиусом кривизны ствол может быть условно разделен на два участка: вертикальный и горизонтальный. При расчете распределения температуры газа по вертикальному участку длину искривленного участка, которая составляет всего несколько метров, следует добавить к длине вертикального участка. В реальных условиях на температурный режим работы горизонтальных скважин существенно влияет наличие многолетнемерзлых пород в разрезе ствола. По глубине залегания нижней границы мерзлоты, наличие которой предопределяет распределение температуры, можно выделить два случая: многолетняя мерзлота частично (или целиком) охватывает только вертикальный участок ствола скважины; охватывает вертикальный и частично искривленный участки ствола. Во втором случае необходимо определить геотермический градиент отдельно для вертикального ($\Gamma_{\text{мв}}$) и искривленного ($\Gamma_{\text{м.искр}}$) участков. Практически постоянная температура газа за фонтанными трубами бывает в двух случаях: когда лифтовые трубы теплоизолированы и когда значительный участок ствола скважины охвачен слоем шельфовых вод. Таким образом, для определения температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин необходимо учесть конструкцию горизонтальной скважины, глубину залегания многолетнемерзлых пород, а также характер изменения температуры окружающих ствол скважины пород.

Методы расчета распределения температуры газа по стволу горизонтальных газовых скважин различных конструкций в различных геологических условиях изложены в разделе 3 части II рекомендаций.

В горизонтальных скважинах изменение температуры газа происходит на вертикальном, искривленном и горизонтальном участках ствола (рисунок 7.8).

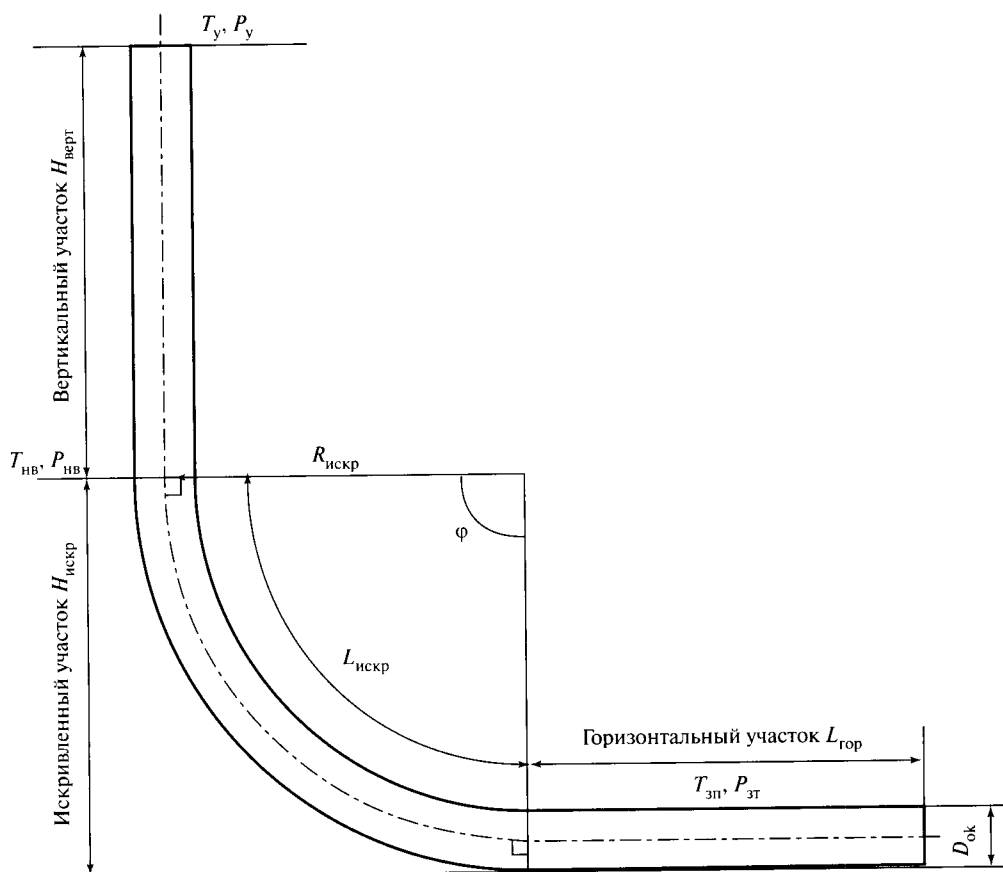


Рисунок 7.8 – Схема горизонтальной скважины при отсутствии зоны многолетнемерзлых пород в разрезе ствола скважины

При определении температурного технологического режима горизонтальных газовых скважин с большим и средним радиусом кривизны следует рассматривать изменение температуры на горизонтальном, искривленном и вертикальном участках ствола.

Температура у сечения, где происходит поворот ствола от горизонтального направления к искривленному, температура в затрубном пространстве ($T_{зп}$) связана с изменением температуры газа от $T_{пл}$ к $T_{зп}$ из-за создания депрессии на пласт, а также с изменением температуры газа при движении от торца к повороту в результате потерь давления на трении на этом участке.

Геотермический градиент в пределах искривленного участка определяется исходя из длины этого участка.

Длина искривленного участка определяется по двум показателям:

- возможностью по имеющимся технологиям бурения горизонтальных скважин перевода ствола от вертикального направления к горизонтальному;
- необходимостью размещения горизонтального участка по площади нефтегазоносности, обеспечивающей равномерное вовлечение в разработку ресурсов нефти и газа по всей площади путем увеличения радиуса кривизны. Этот показатель особенно важен, когда разбуривание залежи происходит с морских платформ.

При прохождении газа по стволу с большим радиусом кривизны изменение температуры будет значительно больше, чем при движении на вертикальном участке ствола в пределах $H_{\text{верт}}$. Это связано с тем, что газ, двигаясь по искривленному участку, как правило, преодолевает значительно большее расстояние, равное $L_{\text{иск}}$, где $L_{\text{иск}} > H_{\text{иск}}$.

Распределение температуры газа при его движении по вертикальному участку ствола скважины следует определять по формулам раздела 3 части II рекомендаций.

По результатам расчета распределения температуры газа на отдельных участках ствола величина температуры газа на устье T_y должна оказаться больше равновесной температуры гидратообразования T_p , то есть $T_y > T_p$. Влияние наличия в стволе лифтовых труб, обсадной колонны, промежуточных колонн и цементного камня при длительной работе скважины на заданном режиме несущественно и произвести учет влияния этих факторов можно методами, изложенными в Руководстве [43].

При малом радиусе кривизны длина искривленного участка составляет несколько метров и на этом участке изменение температуры пренебрежимо мало. Поэтому при определении температурного технологического режима работы горизонтальных скважин с малым радиусом кривизны конструкцию ствола можно разделить на два участка: вертикальный, включающий и искривленный участок, и горизонтальный. При таком допущении следует увеличить реальную длину вертикального участка на величину длины искривленного участка, что в реальных условиях составляет около 10 м.

Для такой конструкции горизонтальной скважины в случае отсутствия в разрезе зоны многолетней мерзлоты ее температурный технологический режим следует определить как изменение температуры газа по длине горизонтального и вертикального участков ствола.

Распределение температуры газа на горизонтальном участке ствола. Изменение температуры газа на горизонтальном участке ствола горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны связано с изменением давления от условного контура питания до его стенки и с изменением давления вдоль него из-за потерь давления, вызванных движением газа на этом участке.

Распределение температуры газа на вертикальном участке следует определять по формуле для вертикальной скважины, при этом к длине вертикального участка необходимо добавлять длину искривленного участка. Добавляемая величина должна равняться длине искривленного участка от нижней границы вертикального участка до начала горизонтального участка. При этом средние значения давления и температуры, используемые для расчета коэффициентов Джоуля – Томпсона и теплоемкости газа, должны определяться исходя из величины давления и температуры на сечении перехода горизонтального участка к искривленному и расчетного сечения с длиной x_B .

При обосновании температурного режима работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны также необходимо обеспечить условия, когда температура газа на устье скважины T_y больше равновесной температуры гидратообразования T_p , то есть $T_y > T_p$.

Практически на всех газовых и газоконденсатных месторождениях, расположенных за полярным кругом, имеется зона многолетней мерзлоты. Толщина этой зоны закономерно увеличивается в северном и северо-восточном направлениях. Нижняя граница зон многолетней мерзлоты в северо-восточных районах Российской Федерации достигает до 1300 м. Например, на Мархинской площади (Якутия) глубина мерзлой зоны достигает до 1200 м. Такая толщина многолетнемерзлых зон показывает, что при освоении месторождений шельфа Баренцева и Карского морей, полуострова Ямал и северной Якутии возможны конструкции горизонтальных скважин, когда мерзлая зона будет располагаться не только на вертикальном участке ствола скважины, но и частично охватывать искривленный участок ствола скважины. Поэтому определение температурного технологического режима работы горизонтальной скважины надо рассматривать для случаев наличия зоны многолетней мерзлоты только на вертикальном участке и при наличии этой зоны на вертикальном и частично на искривленном участках.

При наличии зоны многолетней мерзлоты только на вертикальном участке ствола температурный технологический режим работы горизонтальных скважин определяется в следующей последовательности (рисунок 7.9):

- определяется распределение температуры в пласте в зоне от R_k до R_c ;
- ее изменение на горизонтальном участке ствола на переходе этого участка в искривленную зону, где отсутствует зона многолетней мерзлоты;
- далее определяется температура газа на верхней границе искривленного участка;
- по известному значению температуры газа на верхней границе искривленного участка, где начинается зона мерзлоты, рассчитывается температура газа на нижней границе зоны мерзлоты на вертикальном участке;
- по известной температуре газа на нижней границе зоны мерзлоты определяют температуру газа до глубины нейтрального слоя в пределах мерзлой зоны.

Ранее было подчеркнуто, что из-за небольших размеров искривленного участка горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны ее температурный режим работы может быть определен с учетом изменения температуры только на горизонтальном и вертикальном участках. Поэтому при наличии мерзлоты на вертикальном участке температурный режим работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны определяется в следующей последовательности:

- определяется распределение температуры газа в пласте в зоне от R_k до R_c , изменение, которое вызвано созданием депрессии на пласт;

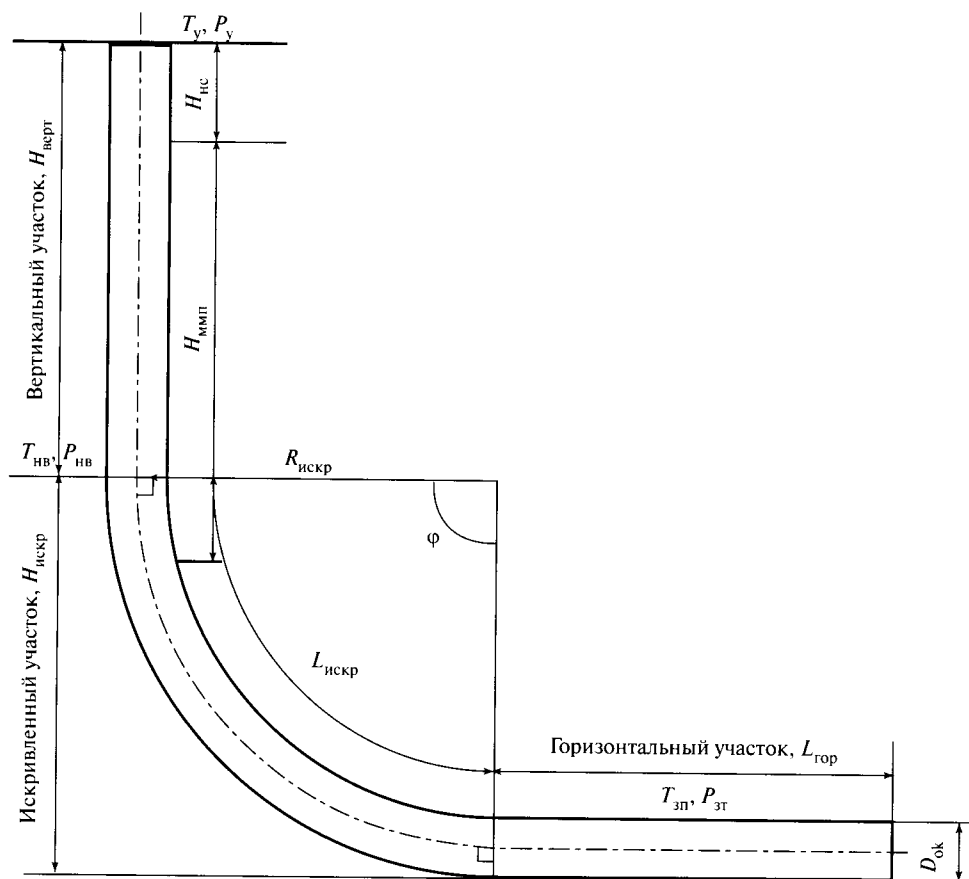


Рисунок 7.9 – Схема горизонтальной скважины при наличии зоны многолетнемерзлых пород в разрезе ствола скважины

- определяется температура газа по длине горизонтального участка на сечении, где ствол переходит в искривленный участок;
- рассчитывается температура газа на нижней границе мерзлой зоны;
- определяется распределение температуры газа в зоне мерзлоты.

Устьевая температура T_y , полученная с учетом ее потерь в пласте, по длине горизонтального и искривленного участков, а также в зоне мерзлоты должна быть выше равновесной температуры гидратообразования T_p , то есть должна обеспечить условие $T_y > T_p$.

В ряде случаев, когда толщина мерзлой зоны большая (северо-восточные регионы России), она частично охватывает искривленный участок ствола скважины. В этом случае температурный технологический режим работы горизонтальной скважины определяется в следующей последовательности:

- температура на забое (желательно у поворота), значение которой зависит от величины депрессии на пласт и дебита;
- температура газа для $x_T = L_{гор}$ при условии, что отсчет температуры производится от торца горизонтальной скважины, где $x_T = 0$;

- по известной температуре газа на нижней границе искривленного участка, то есть на переходе горизонтального ствола в искривленный, определяют температуру газа на нижней границе мерзлой зоны, частично охватывающей искривленный участок;
- температура газа на нижней границе вертикального участка;
- по известной температуре на нижней границе вертикального участка рассчитывается распределение температуры газа в мерзлой зоне вертикального участка от нижней границы мерзлой зоны до нейтрального слоя.

Приведенные выше условия определения температурного технологического режима работы горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин охватывают практически все возможные случаи наличия или отсутствия мерзлой зоны в разрезе ствола и конструктивные особенности горизонтальных скважин. При практических расчетах при небольших депрессиях на пласт, незначительных длинах горизонтальных участков, высоких пластовых температурах газа расчеты по обоснованию температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин, особенно с малым радиусом кривизны, могут существенно упроститься. Это означает, что при высоких температурах пластового газа исключается возможность образования гидратов в горизонтальном, а в ряде случаев в искривленном и вертикальном участках ствола скважины. При небольших депрессиях на пласт (это одно из преимуществ горизонтальных скважин) и небольшой длине горизонтального участка ствола изменение температуры газа на нем будет весьма незначительным и при практических расчетах этим изменением можно пренебречь и принимать $T_{зп} = T_{пл}$.

При обосновании температурного технологического режима работы горизонтальных скважин, входящих в расчетные формулы, типовые свойства газа и горных пород, а также значения геотермических градиентов определяются методами, изложенными в работах по горизонтальным скважинам [44, 45].

7.8 Использование результатов исследования на установившихся режимах фильтрации для обоснования технологического режима работы горизонтальных скважин

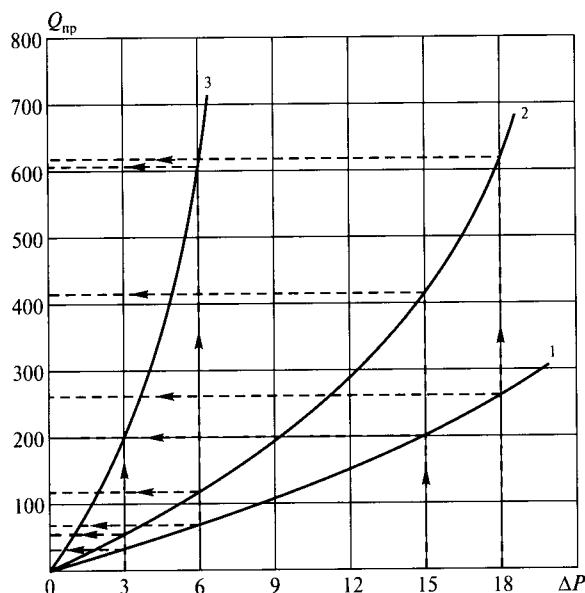
Одной из основных задач газогидродинамических исследований скважин является установление связи между депрессией на пласт и дебитом скважины, а также количеством жидких и твердых примесей. Многочисленные промысловые исследования газовых скважин показывают в большинстве случаев, что коэффициенты пропорциональности между разностью квадратов пластового и забойных давлений и дебитом газа a и b становятся переменными от режима к режиму. Это связано, прежде всего, с изменением свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от изменения забойного давления.

По данным исследования скважин на установившихся режимах фильтрации должен быть обоснован режим эксплуатации с учетом возможности деформации и разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостных пробок, гидратов и конусов подошвенной воды. Особую опасность для горизонтальных скважин представляет возможность образования гидрозатворов, связанных с конструктивными особенностями таких скважин. Для исключения возможности образования гидрозатворов необходимо обосновать и выбрать профиль вскрытия пласта, при котором исключается такая возможность. В ряде случаев эта конструкция ухудшит условие эксплуатации скважин без обводнения.

Характерные виды зависимости между количеством примесей в газе и депрессией на пласт для коллекторов со средней устойчивостью показаны на рисунке 7.10. При построении такой зависимости следует учесть не только процессы стабилизации забойных давлений и дебитов, но и стабилизацию процессов разрушения и выноса твердых примесей. Опыт исследования по выявлению разрушения пласта в призабойной зоне показывает, что стабилизация разрушения и выноса твердых частиц происходит в течение нескольких дней. Поэтому специальные исследования скважины на вынос песка следует проводить только в нескольких скважинах, расположенных на различных участках залежи. На интенсивность разрушения призабойной зоны существенно влияет обводнение скважины. Поэтому аналогичные исследования выборочно следует проводить и после обводнения скважин. Для таких скважин необходимо предусмотреть соответствующую конструкцию, диаметр и глубину спуска лифтовых труб, обеспечивающих вынос продуктов разрушения на поверхность. Лабораторные исследования по разрушению и выносу частиц слабоустойчивых коллекторов показали, что для выноса на поверхность частиц независимо от формы с размерами до $d_{yc} \leq 0,5$ мм необходима скорость движения потока $V \geq 5$ м/с. При несоблюдении этого условия возможно образование песчаной пробки.

Следует также подчеркнуть, что гранулометрический состав выносимых частиц изменяется во времени при заданном градиенте давления и этот процесс характерен для каждого режима (депрессии) работы скважины. На рисунке 7.11 показан характер изменения выхода твердых примесей во времени в процессе специального исследования.

При исследовании скважин на установившихся режимах работы необходимо величину допустимой депрессии ограничить возможностью обводнения скважин. Если скважина обводнена на каком-то режиме в процессе опробования, то последующее соблюдение величины допустимой депрессии на пласт не гарантирует безводную эксплуатацию скважины. Поэтому прежде, чем начинать исследования, следует расчетным путем установить допустимую величину депрессии на пласт и исследование провести на депрессиях, не превышающих эту величину.



- 1 – среднеустойчивый;
2 – слабоустойчивый;
3 – неустойчивый пласты

Рисунок 7.10 – Зависимость количества выносимой примеси от величины депрессии на пласт различной устойчивости

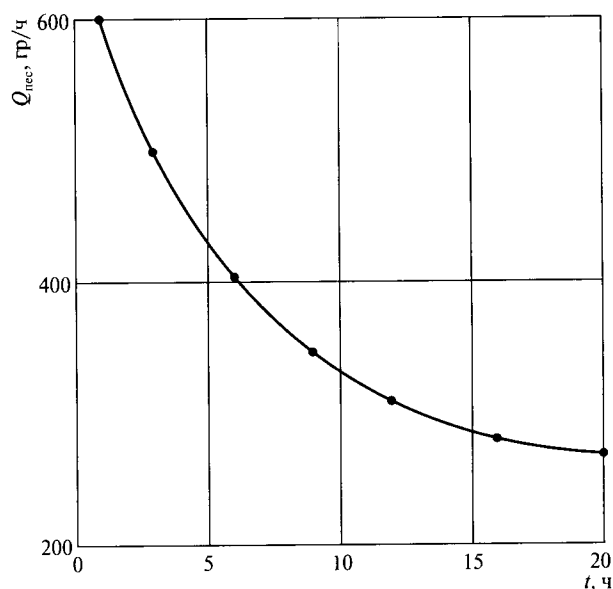


Рисунок 7.11 – Изменение выноса песка во времени при режиме работы скважины с дебитом $Q_g = 800$ тыс. м³/сут

Следует учесть, что наибольшая депрессия на пласт возникает у башмака лифтовых труб. Это означает, что в горизонтальных скважинах максимальная депрессия на пласт будет у перехода ствола от горизонтального направления к искривленному, если горизонтальный участок ствола не оборудован фонтанными трубами.

Ограничение на величину депрессии на пласт следует соблюдать только после детального анализа данных геофизики и материалов отбора керна вблизи газоводяного контакта. Если между стволом скважины и контактом газ-вода имеются низкопроницаемые пропластки, то ограничение на величину допустимой депрессии на пласт, связанное с возможностью обводнения, снимается.

7.9 Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, установленный на ранней стадии разработки, изменяется в процессе освоения месторождения. Изменения технологического режима обуславливаются либо изменением определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов. Необходимость изменения установленного технологического режима обуславливается изме-

нением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением ремонтно-профилактических и интенсификационных работ.

Необходимость изменения режима работы скважин возникает, когда:

1) определяющим фактором является подошвенная вода и допустимая предельная депрессия на пласт была выбрана для заданной начальной величины вскрытия пласта и положения газоводяного контакта. С изменением пластового давления и толщины газоносного пласта величина допустимой депрессии линейно уменьшается;

2) определяющим фактором является близость контурных вод и критерием выбора режима могут служить несколько параметров, среди которых наиболее существенен суммарный отбор газа из месторождения, особенно с малыми запасами газа до прорыва воды в скважину.

В скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величина депрессии в приконтурных скважинах на каждом конкретном месторождении и в конкретной скважине выбирается расчетным путем, исходя из расстояния от забоя скважины до контакта газ-вода, коллекторских свойств пласта и их изменения в зоне от скважины до ГВК из-за изменения пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких пропластков с различными фильтрационными свойствами эти расчеты производятся по наиболее опасному с точки зрения быстрого прорыва контурной воды пласту;

3) устойчивость породы к разрушению является основным фактором. Критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддерживать его постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта.

В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определенного радиуса распространения градиента разрушение пласта должно существенно замедляться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины в глубь пласта и отсортровки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из условия разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования;

4) основным фактором является условие вскрытия пласта и несовершенство скважины по степени и характеру. Следует исходить из двух основных условий, которые связаны с необходимостью вскрытия скважины заданной промывочной жидкостью и дострела перфорированной части фильтра, и уплотнения перфорации до ее оптимальной величины;

5) основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов. Необходимость изменения технологического режима возникает, начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определенную величину в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие ограничивающего фактора процесса коррозии скважинного оборудования. Если в процессе эксплуатации скважины производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при постоянной скорости движения потока, существенно влияющей на интенсивность коррозии, подлежит изменению и в тех случаях, когда необходимо поддержать определенное устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается;

6) изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны определяется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Часто на практике изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины;

7) изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обуславливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно-раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов;

8) технологический режим устанавливается исходя из возможности образования гидратов. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если производится ингибирование продукции скважины в призабойной зоне пласта и в стволе;

9) изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В случае когда дальнейшие изменения в конструкции лифтовых труб невозможны или нецелесообразны и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, процесс накопления песчано-жидкостного и жидкостного столба приводит к изменению технологического режима. Удаление столба жидкости производят путем закачки в ствол скважины ПАВ; повышения депрессии и, соответственно, дебита скважин; изменения глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб; установления нового технологического режима;

10) изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменения.

В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях давления в промышленном газосборном коллекторе, требует изменения технологического режима по некоторым скважинам.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и условия сбора и транспорта газа.

Время, которое необходимо для изменения режима в зависимости от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи, условиями сбора и подготовки газа.

Приложение А (справочное)

Глоссарий (краткий терминологический справочник)

Абсолютная влажность газа (при заданных давлении и температуре) — отношение массы водяных паров, содержащихся в газе, к объему, приведенному к стандартным условиям этого газа, из которого удалены пары воды. Размерность — $\text{кг}/1000\text{м}^3$.

Ацентрический фактор — параметр, учитывающий отклонения свойств газов со сложной формой молекул от простых газов со сферической формой молекул.

Барометрическая формула — выражение, которое применяется для определения забойного давления по устьевому при неподвижном столбе газа в вертикальном стволе скважины.

Влагоемкость газа — содержание паров воды в единице объема газа.

Восстановление давления — процесс изменения давления во времени на забое скважины при прекращении из нее отбора газа.

Гидродинамически совершенная скважина — скважина, для которой фильтрационные свойства призабойной зоны не отличаются от фильтрационных свойств пласта и которая имеет полностью открытый забой по всей толщине продуктивного пласта.

Двучленная формула притока — математическая модель, отображающая приток газа к скважине и включающая в свою структуру линейную и квадратичную части сопротивления.

Дебит газа — объемный (или массовый) расход газа из скважины.

Закон Дарси — экспериментально полученная линейная зависимость между скоростью фильтрации флюида и градиентом давления.

Кажущийся объемный коэффициент конденсата — эквивалент единицы массы конденсата в газообразном состоянии.

Квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления — числовой коэффициент в двучленной формуле притока, определяющий долю нелинейного сопротивления при фильтрации.

Контур питания — внешняя граница в модели пласта, на которой давление принимается постоянным.

Коэффициент продуктивности скважины — дебит скважины на единицу депрессии.

Коэффициент сверхсжимаемости газа (z) — отношение объема газа при заданных значениях давления (P) и температуры (T) к объему газа, определенному при идентичных P и T по законам идеального газа.

Кривая восстановления давления — графическое изображение процесса восстановления давления.

Кривая стабилизации давления (дебита) — графическое представление стабилизации давления (дебита).

Критическое состояние вещества — состояние, при котором исчезает граница между газовой и жидкой фазами, то есть свойства фаз становятся равнозначными.

Критические параметры природного газа — давление $P_{кр}$ и температура $T_{кр}$, соответствующие его критическому состоянию.

КС-I и КС-II — кубические структуры гидратов. Гидраты структуры КС-I образуются из газов CH_4 ; CO_2 ; H_2S ; C_2H_6 ; C_2H_4 , гидраты структуры КС-II — из газов O_2 , N_2 ; C_3H_8 ; $i-C_4H_{10}$.

Линейный коэффициент фильтрационного сопротивления — числовой коэффициент в двухчленной формуле притока, определяющий долю линейного сопротивления при фильтрации.

Неограниченный пласт — при моделировании неустановившихся процессов пласт, внешние границы которого не влияют на изменения технологических параметров работы скважины.

Неустановившийся режим — процесс, параметры которого изменяются во времени.

Ограниченный пласт — пласт, внешние границы которого влияют на характер изменения технологических параметров работы скважины.

Относительная влажность газа — отношение фактического содержания паров воды в единице объема газа при заданных давлении и температуре к его влагоемкости, измеряемое в долях единицы или в процентах.

Приведенный радиус несовершенной скважины — условная величина, численно равная радиусу совершенной скважины, у которой потери давления равны потерям давления несовершенной скважины при линейном режиме фильтрации для одного и того же дебита.

Псевдокритические параметры природного газа — давление $P_{п.кр}$, температура $T_{п.кр}$. Для природного газа, являющегося смесью углеводородных компонентов, критические параметры — давление, температура, плотность, объем и т.д. — определяются как псевдокритические по составу газа.

Скважина, гидродинамически несовершенная по степени вскрытия пласта, — скважина, которая имеет связь с пластом не по всей его толщине.

Скважина, гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия, — скважина, у которой фильтрационные свойства призабойной зоны ухудшены по сравнению с фильтрационными свойствами пласта.

Скин-эффект — коэффициент, характеризующий величину потерь давления, вызванную гидродинамическим несовершенством скважины.

Стабилизация давления — процесс изменения давления во времени на забое скважины при изменении ее дебита на фиксированную величину.

Стабилизация расхода — процесс изменения дебита скважины при изменении забойного давления на фиксированную величину.

Степенная зависимость притока газа к скважине — одна из математических моделей, отображающая нарушение закона Дарси при фильтрации.

Технологический режим работы скважины — совокупность параметров, определяющих работу скважины при реализованных ограничениях.

Установившийся режим — процесс, параметры которого не изменяются во времени.

Приложение Б

(справочное)

Перечень программ для определения пластового и забойного давлений, дебитов скважин по газу и жидкости, параметров пласта, интерпретации кривой восстановления давления (КВД), кривой стабилизации давления (дебита) (КСД) и индикаторных линий, распределения давления и температуры по стволу скважины, технологического режима эксплуатации скважин, фазового состояния природных газоконденсатных систем

Использование компьютерного программного обеспечения позволяет существенно сократить продолжительность расчетов, повысить точность определяемых параметров, а также вычислить параметры, для расчета которых пока не разработаны простые и достаточно точные расчетные формулы. Все это позволяет правильно интерпретировать результаты исследования.

Современные компьютерные программы обработки данных ГДИС являются достаточно специфическими и сложными научно-техническими коммерческими продуктами информационных технологий и представляют интеллектуальный капитал отдельных фирм и владельцев-разработчиков.

Все ведущие производители программного обеспечения учитывают последние тенденции развития оборудования, в частности, дистанционных манометров, постоянно находящихся на забое, и регулярно дорабатывают свои продукты, чтобы облегчить трудоемкость операций с сотнями точек измерения, а также совершенствуют методы, которые могут учитывать информацию за все более продолжительный период эксплуатации скважины.

Программы, которые перечислены ниже, можно приобрести, обратившись в соответствующие организации, названия и адреса которых указаны для каждой программы. Возможна также передача имеющихся исходных данных авторам этих программ для проведения расчетов по определению интересующих заказчика параметров.

Ниже приводится перечень некоторых используемых программ.

Примечание — Данный перечень находится на согласовании. В окончательную версию Р Газпром войдет в скорректированном виде.

1. Пакет прикладных программ «Интерпретатор-М». Предназначен для автоматизированного выбора адекватной фильтрационной модели системы и определения фильтрационных и геометрических характеристик пласта по результатам гидродинамических исследований газовых и газоконденсатных скважин.

Программное средство «Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин» зарегистрировано в Государственном фонде алгоритмов и программ (инвентарный номер 50 880 001 371).

Применение указанного программного комплекса существенно увеличивает объем полезной информации без возрастания стоимости промысловых исследовательских работ. Оцениваются особенности зоны дренирования скважины, в частности, качество вскрытия и освоения.

В результате обработки КВД автоматически определяются следующие параметры:

- фильтрационные параметры пласта (коэффициенты гидро- и пьезопроводности);
- для зонально-неоднородного пласта — радиус зоны ухудшенной проницаемости, гидропроводность удаленной зоны и соотношение гидропроводности зон;
- трещиновато-пористого пласта — фильтрационные параметры и характерное для данных пластов время запаздывания переходных процессов;
- пласта с непроницаемыми границами (и границей типа газ-жидкость) — фильтрационные параметры пласта; указывается выбранная модель осложнения: полубесконечный пласт (одна граница), клин (две пересекающиеся границы), бесконечная и полубесконечная полосы (параллельные и три пересекающиеся границы — линзовидные и рукавообразные пласты), а также соответствующие значения геометрических характеристик: угол раствора клина и расстояния до одной, двух или трех непроницаемых границ.

В качестве обязательных исходных параметров используются данные о дебите, времени работы, изменении забойного давления в зависимости от времени остановки скважины. Дополнительные сведения, если они имеются, могут быть заданы в виде минимальных и максимальных значений, характерных для данной залежи: пластового давления, упругих свойств пласта и флюида, вязкости флюида в пластовых условиях, эффективной мощности пласта, проницаемости.

Авторы: Кульпин Л.Г., Бахишев В.Ю., Бочаров Г.В., ООО «ВНИПИморнефтегаз», г. Москва, Каланчевская, 11, строение 2.

2. Определение дебитов нефти и газа при их одновременном раздельном притоке к совершенной скважине из газонефтяного пласта. Программа «Приток». Определение технологического режима работы скважины при этих условиях связано с решением задачи об установившемся притоке нефти и газа к совершенной скважине. Решение этой задачи для вычисления дебитов газа и нефти получено численно с применением ЭВМ.

Авторы программы: Пономарев А.И., Калиновский Ю.В., Каримов М.У., Уфимский нефтяной институт, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

3. Определение дебита двухфазной смеси при аварийном фонтанировании скважин.

Авторы: Астрахан И.М., Розенберг Г.Д., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра Нефтегазовой и подземной гидромеханики.

4. Методика расчета движения двухфазной многокомпонентной смеси по стволу скважины с учетом фазовых переходов.

Авторы: Розенберг Г.Д., Гимер П.Р., Исаев В.И., Райский Ю.Д., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра Нефтегазовой и подземной гидромеханики.

5. Определение распределения давления по стволу скважины при движении однофазного флюида. Программа Gas.

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Щепкина Н.Е., ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

6. Определение распределения давления по стволу скважины при движении двухфазного флюида без фазовых переходов (газ-вода). Программа Gas-Water.

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Щепкина Н.Е., ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

7. Определение распределения давления по стволу скважины при двухфазном движении газожидкостной смеси с фазовыми переходами (газ-конденсат, нефть-газ). Программа MIX.

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Щепкина Н.Е., ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

8. Интерпретация результатов исследования с учетом фазовых переходов в призабойной зоне пласта при начальном пластовом давлении, равном или ниже давления насыщения. Программа «Поток».

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Юфин П.А., ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

9. Определение распределения давления в пласте, дебитов газа и жидкости, а также формы границы раздела газа и жидкости при нелинейной радиальной их фильтрации к скважине.

Автор: Закиров И.С. ВНПО «Союзгазавтоматика», г. Москва, Советская набережная, 25.

10. Интерпретация КВД, снятых в скважинах, вскрывших пласты с тектоническими или литологическими неоднородностями. Программа написана на языке PAL-1, включена в пакет «Интерпретатор» в ОФАП РАО «Газпром».

Авторы: Кульпин Л.Г., Басович И.Б., Капцанов Б.С., ООО «ВНИПИморнефтегаз», г. Москва, Каланчевская, 11, строение 2.

11. Определение дебитов газа при нелинейном законе фильтрации и нефти из нефтяной оторочки к скважине при вскрытии только газоконденсатного интервала газонефтяной залежи, а также построение индикаторных линий по нефти и газу для заданной нефте-, газонасыщенности от депрессии на пласт.

Автор: Алиев З.С., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра РиЭГиГКМ.

12. Пакет программ для определения забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах различных конструкций с учетом наличия жидкости в потоке при изотермическом и неизотермическом движении газа по стволу.

Автор: Алиев З.С., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра РиЭГиГКМ.

13. Программы для определения распределения температуры по стволу газовых скважин с учетом и без учета наличия многолетней мерзлоты в окружающей ствол скважины среде.

Автор: Алиев З.С., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра РиЭГиГКМ.

14. Программа «Терм». Предназначена для определения распределения температуры в стволе скважины и окружающей среде при движении газа (жидкости) и после остановки с учетом неоднородности среды и изменения дебита во времени. Результаты расчетов по этой программе позволяют изучать литологию пород, оценить дебиты скважины и наличие заколонных перетоков.

Авторы: Кременецкий М.И., Кульчивый И.А., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра ГИС.

15. Программа Perem для определения температуры в скважине и окружающей среде по окончании движения газа по внутриколонному пространству при заколонном перетоке с целью оценки температуры в зависимости от длительности и интенсивности перетока.

Авторы: Кременецкий М.И., Кульчивый И.А., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра ГИС.

16. Пакет программ «Газ-нефть». Предназначен для определения дебитов нефти и газа и построения индикаторных кривых по нефти и газу при одновременном и полном вскрытии всего газонефтенасыщенного интервала, вскрытии только газонасыщенного или только нефтенасыщенного интервалов в пределах призабойной зоны, логарифмического и гиперболического характеров изменения толщины газонефтенасыщенных пластов.

Авторы Алиев З.С., Кондрачук В.В., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра РиЭГиГКМ.

17. Программа «Состав газа». Предназначена для определения состава пластового газа газоконденсатных месторождений по результатам масштабных газоконденсатных исследований через УКПГ.

Авторы: Сагитова Д.З. и др., ВолгоУралНИПИгаз, г. Оренбург, ул. Пушкина, 20, лаборатория газоконденсатных исследований.

Программы обработки данных газогидродинамических исследований скважин реализованы также в следующих программных комплексах:

Название программы, компания	Разработчик (авторы)
1 Testar (ЗАО «ИНКОНКО», ВНИИнефть)	Вольпин С.Г.
2 Welltest 100, 200 (Eclipse) Schlumberger	Хасан Акрам
3 WISE System (Geoservices (Франция), ООО «ВолгоградНИПИморнефть»)	Левченко В.С.
4 Программа «Дитол»	Бузинов С.Н. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
5 Automate for Windows (Стенфордский университет, США)	Roland Horne, Гончаров А.М. (Институт нефтегазового бизнеса)
6 ГДИ-эффект (ОАО «ЦГЭ», ООО «ГИС-ГДИ-эффект»)	Боганик В.Н., Пестрикова Н.А.
7 PIE (WTS, Великобритания)	Гончаров А.М. (Институт нефтегазового бизнеса), Wilson (Великобритания)
8 PanSystem (EPS, Шотландия)	George Stewart (Edinburgh Petroleum Services, Heriot-Watt University), Кострубов С.В. (EPS), Кременецкий М.И. (ОАО «Сибнефть», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), Кулагина Т.Е. (ТГУ, Heriot-Watt)
9 Программа ОАО «ИМС»	Павленко Г.А., Днепровская Н.И.
10 Программа «Камертон» (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)	Кременецкий М.И.
11 Saphir (Карра Engineering, Франция)	Olivier Allain, Olivier Houze
12 INTERPRET 2001 (Baker Hughes, США)	Lukasz Ostrowski
13 INTERPRET 2003 (Baker Atlas, Великобритания)	Tim Whittle
14 Гидротест (ОАО «Сибнефть», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)	Кременецкий М.И.

Библиография

- [34] Малых А.С., Перемышцев Ю.А. Новый метод расчета добывных возможностей горизонтальных газовых скважин. — М.: ВНИИГАЗ, 2004.
- [35] Алиев З.С., Шерemet В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. — М.: Недра, 1995.
- [36] Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальные пласты. — М.: Недра, 1961. Вып. 32.
- [37] Зотов Г.А. Методика газодинамических исследований горизонтальных газовых скважин. — М.: ВНИИГАЗ, 2000.
- [38] Перемышцев Ю.А., Старшов А.В., Габриэлянц М.Г., Наренков Ю.С. Расчет профиля притока и определение рациональных интервалов перфорации кустовых скважин // Основные технические решения по освоению газоконденсатных месторождений полуострова Ямал. — М.: ВНИИГАЗ, 1990.
- [39] Пат. 677568 РФ. Способ геохимической разведки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Барташевич, В.И. Ермаков, Т.Д. Островская // Открытия. Изобретения, № 197.
- [40] Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. — М.: Недра, 1995.
- [41] Указания по определению промысловых ресурсов конденсата и его добычи при эксплуатации газоконденсатных месторождений на естественном режиме. — М.: ВНИИГАЗ, 1971.
- [42] Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений // Печорское Время. — 2003.
- [43] Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. — М.: Наука, 1995.
- [44] Алиев З.С. Технология применения горизонтальных скважин // Нефть и Газ. — 2006.
- [45] Алиев З.С., Бердин Т.Г., Ли Г.С. Опыт исследования скважин нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения. — М., 2002.

ОКС 75.020

Ключевые слова: инструкция, комплексные исследования, газовые скважины, газоконденсатные скважины

Корректурa *О.Я. Проскуриной*
Компьютерная верстка *Н.А. Владимирова*

Подписано в печать 01.04.2011 г.
Формат 60×84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 450 экз.
Уч.-изд. л. 33,6. Заказ ИД-26118.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «Полиграфический комплекс Локус Станди»

