

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.013.364.3(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные

	технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович

Тема работы:

Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№39-65/с, 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Особенности компонентного состава и физических свойства природного газа. Механизм движения газового потока в процессе его добычи. Осложнения при эксплуатации газовых скважин. Современный мировой и отечественный опыт эксплуатации газовых скважин.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович		

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович

Тема работы:

ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Анализ геолого-промысловых условий эксплуатационного фонда газовых скважин	30
27.03.2023	Выбор технологических режимов эксплуатации газовых скважин на примере Казанского нефти газоконденсатного месторождения	30
17.04.2023	Обоснование технологического режима работы горизонтальной газовой скважины в условиях продвижения подошвенных и контурных вод Казанского нефти газоконденсатного месторождения	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 страниц, в том числе 42 рисунка, 20 таблиц, 52 формулы. Список литературы включает 58 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: скважина, природный газ, режим эксплуатации.

Объектом исследования являются газодобывающие скважины.

Цель исследования – подбор технологических режимов, предназначенных для эффективной эксплуатации газовых скважин.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологические показатели при эксплуатации газовых скважин в осложненных условиях при:

- Накоплении подошвенных вод и образовании конусов подтягивания;
- Разрушении пород ПЗП с последующим пробкообразованием;
- Уменьшении проходных сечений в результате гидратообразований;
- Повышенном содержании компонентов сероводородного и углекислого газов.

Наиболее эффективными технологиями являются: применение штуцирования, а также использование пакерных установок, обеспечивающие наибольший объем извлечения природного газа и оказывающие борьбу с осложняющими факторами на всех этапах разработки месторождений.

Область применения: газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей газа и сокращением затрат на борьбу с осложнениями, за счет применения технических приспособлений (штуцера, пакерные установки, забойные фильтры) и последующего обеспечения фактического оптимального режима работы скважины на проектных уровнях добычи газа.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	11
1.1 Особенности компонентного состава и физических свойств природного газа.....	15
1.2 Механизм движения газового потока в процессе его добычи	24
1.2.1 Движения газа в пластовых условиях.....	27
1.3 Осложнения при эксплуатации	37
1.3.1 Конусы подтягивания подошвенных вод.....	38
1.3.2 Влияние механических примесей	42
1.3.3 Влияние гидратообразований.....	46
1.3.4 Влияние углекислого и сероводородного газов	56
1.4 Современный и отечественный опыт эксплуатации.....	62
2 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ КАЗАНСКОГО НЕФТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	72
2.1 Анализ геолого-промысловых показателей Казанского нефти газоконденсатного месторождения	73
2.2 Гидравлическая модель скважины.....	77
2.3 Эксплуатация скважин на различных рабочих режимах.....	81
2.4 Расчетные варианты эксплуатации скважин.....	84
3 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ	

ПРОДВИЖЕНИЯ ПОДОШВЕННЫХ И КОНТУРНЫХ ВОД КАЗАНСКОГО НЕФТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	88
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	96
4.1 Расчет показателей экономической эффективности режима	97
4.2 Анализ чувствительности к возможным изменениям	99
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	106
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
5.2 Производственная безопасность	107
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	109
5.3 Экологическая безопасность	113
5.3.1 Защита атмосферы	114
5.3.2 Защита гидросферы	114
5.3.3 Защита литосферы	115
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	120
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	125

ВВЕДЕНИЕ

Газ – это один из основных видов топлива, используемых как в России, так и за рубежом. Поэтому на сегодняшний день одной из наиболее острых, остается проблема эксплуатации оборудования в осложненных условиях в процессе добычи газа. Как и любой процесс в сфере промышленной деятельности, добыча газа влечет за собой различного рода риски, которые условно можно поделить на две большие группы, это: экологические и технологические. Ввиду необходимости минимизации рисков обеих групп, современная нефтегазовая отрасль сталкивается с решением ряда задач, способствующих соблюдению условий охраны недр и правильности выполнения технологии добычи и эксплуатации газовых, нефтегазовых, и нефтегазоконденсатных месторождений.

Решением технологических задач при эксплуатации газовых скважин являются режимы, способствующие долгое время поддерживать на постоянно-допустимом уровне показатели дебита, градиента давления на стенки скважины, депрессии на забое скважины, а также забойного и пластовых давлений.

Технологический режим эксплуатации газовых скважин представляет собой комплекс мер, направленных на поддержание необходимого соотношения значений между дебитом и забойным давлением, либо же его градиентом. Другими словами, под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин понимают условия, способствующие отбору газа из скважины, а также некий комплекс работ, необходимый как для нормальной непрерывной эксплуатации скважины, так и для прискважинного оборудования.

Основными факторами, создающими условия, мешающие нормальной непрерывной эксплуатации, являются: гидратообразование, пескопроявление, обводнение призабойной зоны пласта, а также агрессивное воздействие сероводородного и углекислого газов. Соответственно, при наличии хотя бы одного из них в процессе эксплуатации месторождения, возникает ряд следующих проблем: пробкообразование, увеличения влагосодержания добываемой продукции, коррозионного разрушения эксплуатируемого

оборудования. Как итог, результатом всего этого является уменьшение коэффициента продуктивности газовых скважин, упомянутом ранее как отношение дебита скважины к градиенту ее давления, в результате понижения показателей дебитов газа. Соответственно возникает потребность в привлечение дополнительных технологических решений для замены газодобывающего оборудования, что, в свою очередь, не всегда может являться рентабельным как со стороны технологических, так и со стороны экономических процессов решения.

Актуальность данной работы: повышение извлекаемого количества газа путем подбора подходящих технико-технологических решений при эксплуатации фонда газовых скважин в осложненных условиях.

Целью данной работы является: подбор технологических режимов, предназначенных для эффективной эксплуатации газовых скважин

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать геолого-промысловые условия эксплуатационного фонда газовых скважин;
2. Выбрать режим работы газовых скважин на примере Казанского нефти газоконденсатного месторождения;
3. Обосновать технологический режим работы горизонтальной скважины в условиях продвижения подошвенной и контурной вод Казанского нефти газоконденсатного месторождения.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Отсутствию активного развития газовой отрасли на начало прошлого столетия способствовало бурное развитие нефтяной отрасли, и недооценка роли ПГ в промышленном развитии страны. Переходной период в истории развития газовой промышленности приходится на 1939 – 1950-ые годы. Не смотря на всю тяжесть того времени, изучения в газовой отрасли не приостановились, а наоборот начали набирать актуальность. Еще В начале 1920-го года академик Губкин И.М. высказал предположение о наличии месторождений ПГ в Саратовской области. Уже к середине 1939 года начались геологоразведочные работы в Саратовской области с целью обнаружения газовых месторождений, в которых активное участие приняли Можаровский Б.А. и Сеньюков М.В. Благодаря их труду к апрелю 1941 года была пробурена первая рабочая газовая скважина «бабушка» (рисунок 1) близ поселка Елшанка под руководством Енгузарова И.И. Данная скважина имела производительность в 800 тысяч м³ газа в сутки. К концу 1941 года была пробурена еще одна газовая скважина с производительностью в 1 миллион м³ в сутки. Такие высокие показатели производительности данных двух скважин позволили сделать однозначный вывод о наличии газовых залежей в Саратовской области [1].



Рисунок 1 – Первая в Отечественной истории газовая скважина «бабушка» 1941 года [1]

В 1942-1943 годах происходит активный процесс разработки других газовых месторождений Саратовской области: Гусельское, Хлебновское, Соколовогорское, Тепловское, Казалинское (рисунок 2). В это время Саратов стал центром газовой промышленности страны.



Рисунок 2 – Бурение газовых скважин на Казалинском месторождении 1943 года [1]

В 1947 году возникла острая необходимость в создании скважинной устьевой арматуры нового образца с дополнительными вентилями для регулирований потока газа в процессе добычи, а также присоединения различных размеров и диаметров патрубков (рисунок 3).

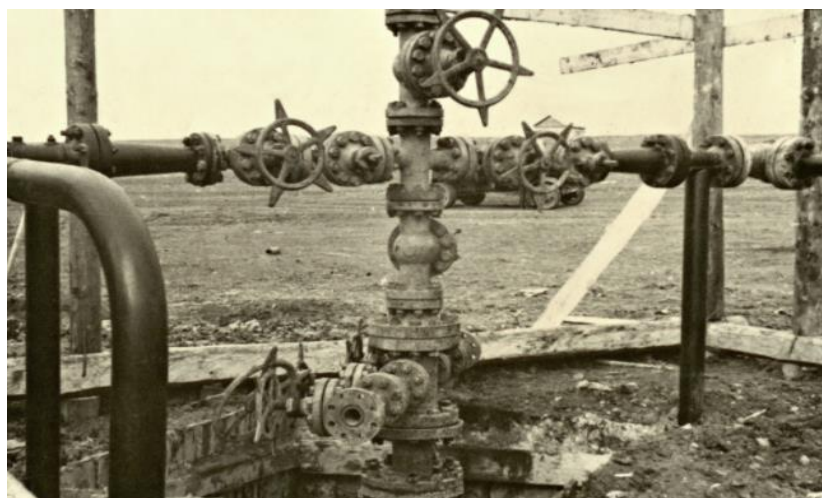


Рисунок 3 – Газовая фонтанная арматура нового образца 1947 года на месторождении Тепловское [1]

В период с 1950 по 1990-ые годы происходит следующий значительный этап роста газовой промышленности, в том числе добывающей отрасли, как основополагающей. Связано это с тем, что в эти годы было открыто большое количество новых, ранее не разведанных месторождений, среди которых была преобладающая часть ГМ, ГКМ и НГКМ. Промышленным гигантами по запасам УВС ново-разведанных месторождений стали: Волго-Уральский район и Западная Сибирь. Для данного периода было характерно активное изучение и внедрение новых технологий разработки месторождений. Также в результате развития были поставлены новые задачи промыслово-геологического характера, которые базировались на основе движения процессов жидкостей и газов, протекающих внутри продуктивного пласта. В 1955 году начинается интенсивное развитие газовой промышленности, в этом же году открывают ряд новых месторождений на севере Тюменской и Оренбургской областях. В 1956 году газовая промышленность страны обретает производственную независимость и становится самостоятельной сферой деятельности страны. Достижения научного характера в области геолого-промыслового изучения при разработке нефтяных месторождений поспособствовали ускоренному решению ряда задач, вставших на пути разработки ГМ, а процесс добычи газа на начало 1960-ых годов повлек за собой необходимость в проведении геолого-промысловых исследований на ГМ [2].

Период с 1991 по настоящее время считается этапом, послужившим ряду важнейших изменений страны, в частности это отобразилось значительным образом на состоянии сырьевой отрасли. В это время основной фокус внимания выпадает на ГМ, ГКМ и НГКМ Западной Сибири, Волго-Уральского региона, Восточной Сибири и Астраханской области. Первые два региона обусловлены длительным периодом разработки месторождений, что привело к неминуемым последним стадиям. Характерным следствием чего стали процессы падения уровня добычи и осложнения в процессе эксплуатации скважин, вплоть до их остановок. Итогом всего этого стала потребность по геолого-промысловому стадийному анализу разработки и обоснованию технологических мероприятий

по доработке и применению методов увеличений газоотдачи. Не малая часть разрабатываемых залежей известных месторождений Западной Сибири состоит из трудно извлекаемых запасов газа. Данный период является несколько переломным в истории развития газовой промышленности, это обусловлено возникновением необходимости принципиально нового подхода в решении ряда вопросов, связанных со вскрытием пластов при бурении, борьбой с различного рода осложнениям, поиском новых методов воздействия на пласты для повышения уровня дебитов скважин, поиском методов доработки залежи с низкими значениями проницаемости пласта-коллектора [3].

В соответствии с данным условиями и с целью обеспечения правильности подбора технологических мероприятий по ЭФГС необходимо учитывать такие геолого-промысловые факторы, как:

1. Тип залежи, который, в свою очередь, подразделяется на массивный и пластовый;
2. Тип коллектора, который по литологическому составу подразделяется на два основных вида – это терригенный либо карбонатный;
3. Пористость и проницаемость – два основных составляющих фактора фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, принципиальным различием является возможность воздействия на второй;
4. Газонасыщенность горных пород, характеризующаяся отношением объемов пустот породы, заполненной газами к общему объему породы.
5. Начальное пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе, находящееся в природных условиях, то есть до момента начала скрпания и извлечения из него УВС.
6. Пластовая температура – это показатель теплового состояния пласта-коллектора, формирующийся под действием передачи температуры из внутренних зон земной коры к поверхностным путем контакта пород между собой (теплопередача) или перенос тепла флюидами, представленной пароводяной смесью (кондуктивная теплопередача).

7. Плотность ПГ – это показатель, характеризующийся отношением массы ПГ к занимаемому этим газом объему.

8. Вязкость ПГ – это показатель, имеющий свойство оказания сопротивления перемещению одной ее частицы относительно другой, а также наиболее интегрированная физическая величина, зависящая от двух других: давления и температуры, кроме этого от самого состава газа;

9. Штуцирование – это необратимый термодинамический процесс создания противодействия на поток газа, при его протекании через сужение проходного канала на устье скважины, с последующим увеличением температуры рабочей среды без совершения внешней работы.

Основываясь на данных характеристиках, следует отметить, что геолого-промысловый анализ должен предусматривать детальный геологический разбор строения залежи, анализ динамики основных показателей разработки, а также исследования условий выработки запасов ПГ из пласта. Где детальный геологический разбор строения залежи включает в себя физико-химический состав ПГ, механический процесс движения газа в процессе добычи, уточнение условий залегания [4].

1.1 Особенности компонентного состава и физических свойств природного газа

Для большинства УВ компонентов характерны молекулы, представленные цепочками атомов углерода (С) с валентно связанными атомами водорода (Н). Их химические связи обладают высокой прочностью, так в звене связей (С – Н) энергия связи имеет значение 415 кДж/моль, а в звене (С – С) равно 334 кДж/моль [5]. Данный вид связей (С – Н) относят к наиболее прочным как органическим, так и неорганическим соединениям, что и является одной из причин многообразия УВ в природе. Природные УВ газы представлены в большей степени смесью предельных УВ (алканов), имеющие общую формулу состава молекул C_nH_{2n+2} .

В зависимости от условий залегания в природе, ПГ разделяются на 4 группы [6]:

1. Газ, который добывают из чисто газовых месторождений, представляет собой сухой газ;

2. Газ, которые добывают из газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, представляет собой смесь сухого газа и жидкого УВ конденсата;

3. Газ, который добывают вместе с нефтью (попутный), представляет собой смесь сухого газа, жирного газа и газового бензина;

4. Газ, который добывают из газогидратных залежей.

Для определения, к какой из представленных групп относится газ, используется расчетная формула определения коэффициента этанизации, как отношение количества этана к пропану [6]:

$$K_э = \frac{C_2H_6}{C_3H_8}, \quad (1)$$

где полученные значения говорят о принадлежности газа:

- (>6) – к газовой залежи.
- (3 – 6) – к ГК залежи;
- (1,5 – 3) – к НГК залежи;
- (0,3 – 1,5) – к нефтяной залежи;

Алканы (метановы УВ) имеют широкое распространение именно в залежах первых двух групп.

Основным компонентом ПГ является метан (CH_4), содержание которого, чаще всего, достигает до 99%, в добавок в составе присутствуют более тяжелые компоненты, гомологи метана, такие как этан, пропан, бутан и др. Наряду с УВ компонентами в состав ПГ входя и неуглеводородные компоненты, такие как: азот (N), углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S) и др. [6].

Газ, характеризующийся значительным преобладанием в своем составе метана, также сравнительно небольшим процентным содержанием этана (C_2H_6) и значительно низким содержанием УВ пропан-бутановой смеси группы C_{3+}

называют сухим. Добывается такой газ на чисто газовых месторождениях и не имеет контакта с нефтью [6]. Сравнительные данные по составу ПГ газовых месторождений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Процентное содержание компонентов в сухом природном газе

УВ компонент	Содержание, %
Метан (СН ₄)	70-99
Этан (С ₂ Н ₆)	0,5-10
Пропан (С ₃ Н ₈)	0,01-5
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	0,005-2

Газы нефтегазовых месторождения являются самыми тяжелыми, содержание метана в них составляет от 30 до 70 %. На таких месторождениях газ находится в контакте с нефть, чаще пребывая в виде газовой шапки, реже растворен в нефти [7].

На газоконденсатных месторождениях при наличии высоких температур, компоненты С₅-С₇ и выше существуют в виде газа, однако при извлечении на поверхность – конденсируются, в следствии чего образуется жидкость, называемая газоконденсатом, представляющая собой практически чистый бензин. Такой газ, который содержит в себе конденсат, то есть более тяжелые компоненты от С₃₊ называют жирным газом.

Существует более детальная классификация ПГ [7]:

1. Сухой;
2. Бедный;
3. Тощий;
4. Жирный;
5. Сырой.

Как уже было сказано ранее, в дополнение к сухому, бедный и тощий также существуют с значительным преобладанием в своем составе метана и незначительным содержанием всех остальных УВ компонентов, характерны для газовых месторождений. Сырой, как и жирный, газ характеризуется повышенным содержанием тяжелых УВ компонентов (более 15%) от С₃ и выше,

также характерен как для нефтегазовых, так и для газоконденсатных месторождений (таблица 2).

Таблица 2 – Процентное содержание компонентов в жирном газе

УВ компонент	Содержание, %
Метан (СН ₄)	30-70
Этан (С ₂ Н ₆)	10-35
Пропан (С ₃ Н ₈)	5-25
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	1-10
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	0,5-5

Чаще всего УВ компонентный состав газа определяют не полностью, а лишь до гексана, реже до бутана включительно, а все остальные компоненты объединяют в остаток (С₃₊; С₅₊). Рассмотрим состав ПГ на примере некоторых ГМ и ГКМ Западной Сибири (таблица 3).

Таблица 3 – Состав природного газа на месторождениях газа и газоконденсата

Месторождение	Содержание компонентов, мольные доли							
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅₊	Н ₂	СО ₂	Н ₂ S
Ен-Яхинское	86,78	4,41	2,97	1,1	2,56	0,68	0,44	-
Газовское	99	0,15	0,03	0,005	0,002	0,5	0,3	-
Ямбургское	89,6	4,88	2,03	0,72	1,78	0,28	0,68	-
Медвежье	98,6	0,09	-	-	-	1	0,35	-
Уренгойское	98,3	0,15	-	-	-	1,16	0,35	-

Бутан (С₄Н₁₀) и остальные алканы с большим значением молекулярной массы могут иметь изомеры. Компонентный состав ПГ и свойства его компонентов представлены в таблице 4 [6].

Таблица 4 – Основные свойства компонентов природного газа в стандартных условиях

Состав	Молекулярная масса	Объем 1 кг газа, м ³	Плотность по воздуху	Масса 1 м ³ газа, кг	Критическое давление, МПа	Критическая температура, К
Обозначения	<i>M</i>	$\frac{22,4}{M}$	$\frac{M}{28,97}$	$\frac{M}{22,4}$	<i>p</i> _{кр}	<i>t</i> _{кр}
Метан	16,04	1,4	0,554	0,714	4,58	191
Этан	30,07	0,74	1,038	1,35	4,86	305
Пропан	44,10	0,508	1,522	1,97	4,34	370
Изо-бутан	58,12	0,385	2,006	2,85	3,82	407
Бутан	58,12	0,385	2,006	2,85	3,57	425
Изо-пентан	72,15	0,310	2,49	3,22	3,28	461
Пентан	72,15	0,310	2,49	3,22	3,3	470
Гексан	86,18	0,262	2,974	3,81	2,96	508
Азот	28,02	0,799	0,967	1,25	3,46	124,9

Углекислый газ	44,01	0,509	1,514	1,964	7,5	304,1
Сероводород	34,02	0,658	1,173	1,517	8,89	373,4

Газовые смеси характеризуются молярными концентрациями компонентов. Для того, чтобы характеризовать газовую смесь по ее молярным концентрациям, необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, а также либо относительную плотность по воздуху. Для реальных газов это значение находится в диапазоне $16 - 20 \frac{\text{г}}{\text{моль}}$. Значение молекулярной массы ПГ рассчитывают по формуле [7]:

$$\mu_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n M_i x_i \quad (2)$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента;

x_i – объемное содержание i -го компонента, доли ед.

Основную роль в определении физических свойств газов имеют значения плотности, давления, температуры, коэффициент сжимаемости, вязкости и влагосодержания. Соответственно, для того, чтобы произвести объемное сравнение газа, данные параметры приводят либо к нормальным условиям (при температуре $0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$), либо, как приведено в таблице 4 – к стандартным условиям (при температуре $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$).

Значение плотности газов находится в пределах $0,7 - 1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, и рассчитывается по формуле [7]:

$$\rho_{\Gamma} = \frac{\mu_{\Gamma}}{V_M} = \frac{\mu_{\Gamma}}{22,4} \quad (3)$$

где V_M – объем 1 моля газа приведенный к с.у.

Однако, из-за зависимости в значительной степени значения плотности газа от значений давления и температуры, данная расчетная формула не имеет практического применения. Для решения данной задачи используют расчет плотности газа по воздуху, взятой при тех же давлениях и температуре. Рассчитывают относительную плотность газа по воздуху по формуле [7]:

$$\rho_{\Gamma.В} = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{В}} \quad (4)$$

При расчетах плотности газа по воздуху, взятых при стандартных условиях принимают значение $\rho_{\text{в}} = 1,293 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Для тех газов, которые находятся в состоянии термодинамического равновесия, то есть при неизменности значений во времени макроскопических величин температуры, давления, объема, в условиях изолированности от окружающей среды; используют модель совершенного газа, которое называется уравнением Менделеева-Клайперона или уравнением состояния газов [6]:

$$PV_{\Gamma} = \vartheta RT \quad (5)$$

где P – давление;

V_{Γ} – объем идеального газа;

ϑ – число киломолей газа;

R – газовая постоянная

T – температура.

$$R = \frac{R_0}{\mu_{\Gamma}} \quad (6)$$

где R_0 – универсальная газовая постоянная = $8314 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}}$;

μ_{Γ} – молекулярная масса газа

В случае, когда значение температуры не высоки, а давление ниже 15 МПа, на примере хранения газа в подземных хранилищах, модель уравнения состояния совершенного газа не работает, поэтому для таких случаев практически применима модель реального газа. Значение объема такого газа изменяется непропорционально значениям давления и температуры. При одинаковых условиях такой газ в сравнении с моделью совершенного газа может сжиматься больше или меньше на величину, выраженную коэффициентом сверхсжимаемости Z . Данный коэффициент выражен отношением объемов равного числа молей модели реально к модели идеального газов при одинаковых термобарических условиях, рассчитывается по формуле [6]:

$$Z = \frac{V}{V_{\Gamma}} \quad (7)$$

Для записи уравнения состояния модели реального газа (уравнение Менделеева-Клапейрона) вводится данный безразмерный коэффициент Z , зависящий от приведенных значений температуры и давления [6]:

$$pV_T = Z\vartheta RT \quad (8)$$

где Z – функция от $P_{пр}$; $T_{пр}$;

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}; T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}} \quad (9)$$

где $P_{кр}$, $T_{кр}$ – критические давление и температура газа (таблица 4);

p , T – значения конкретных давления и температуры газа, для которых определяют значение Z .

Для определения коэффициента сверхсжимаемости используют либо лабораторный метод исследования пластовых проб газа, либо практический метод расчета по графику Г. Брауна (рисунок 4, формула 10).

$$Z = 1 - 0,4273P_{пр}T_{пр}^{-3,668} \quad (10)$$

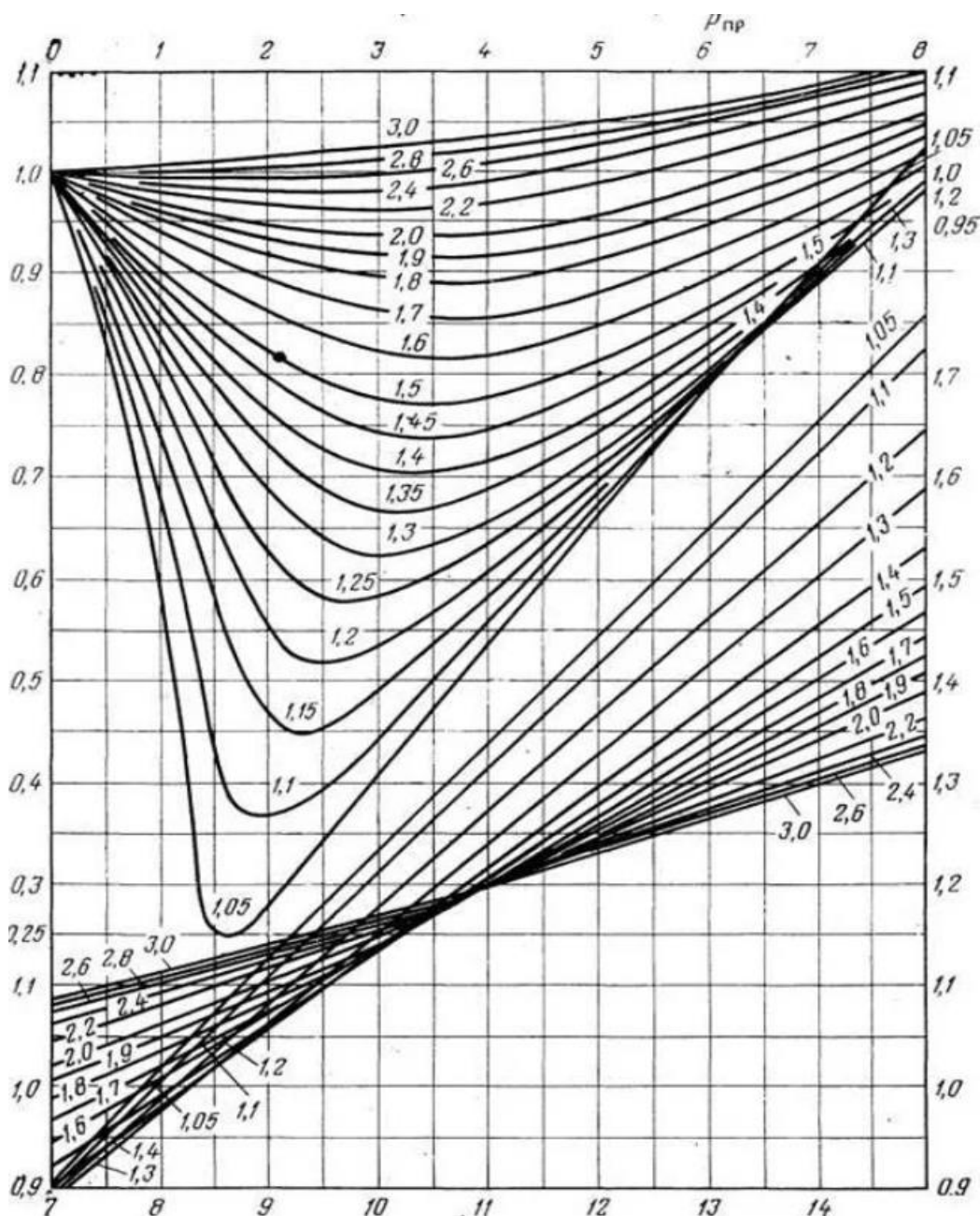


Рисунок 4 – График Г. Брауна, зависимость Z для природного газа от приведенных псевдокритических значений давления и температуры [8]

Вязкость газов характеризует сопротивляемость сдвигу одной части относительно другой, при значении давления ниже 11 МПа прямо пропорциональна значению температуры, то есть с увеличением температуры происходит увеличение как динамической, так и кинематической вязкости газа (рисунок 5). Данная зависимость выражается формулой Сазерленда [9]:

$$\mu_i = \mu_0 \frac{C+273}{C+T} \frac{T}{273}^{\frac{3}{2}} \quad (11)$$

где μ_0 – динамическая вязкость при 0 °С;

T – абсолютная температура;

C – константа, зависящая от природы газа.

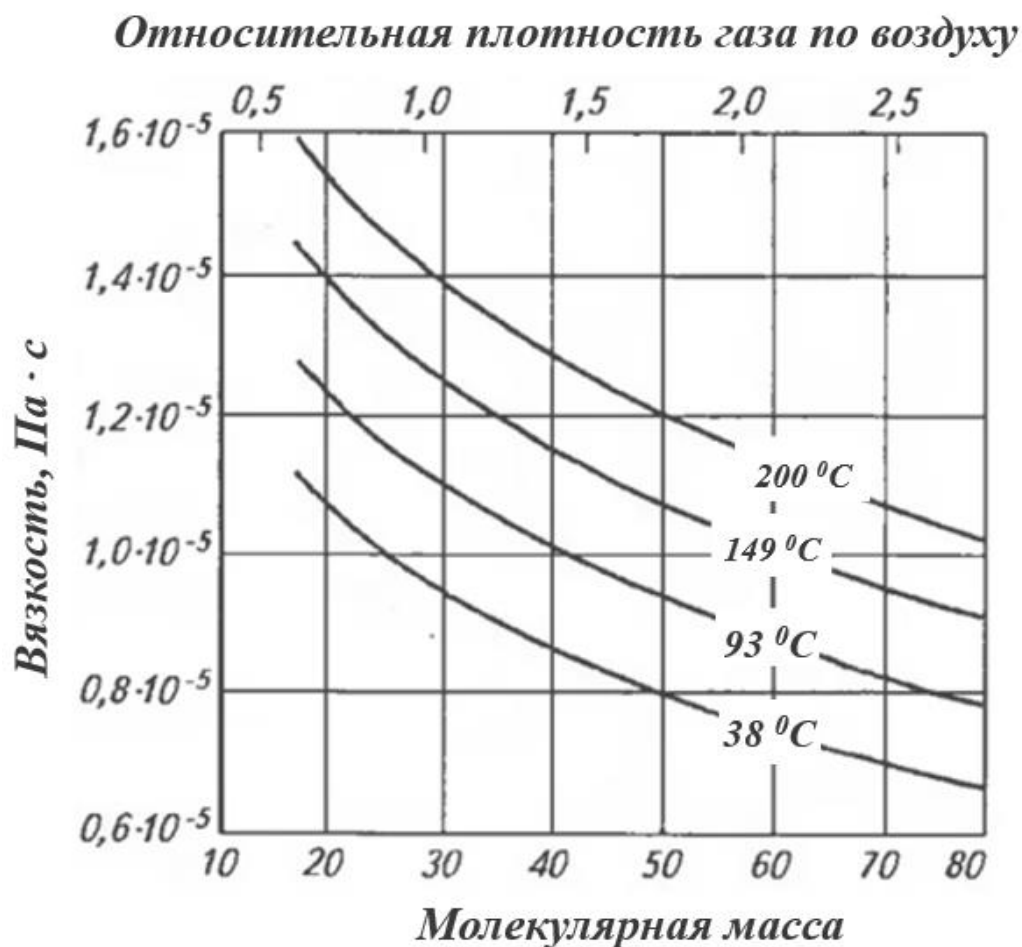


Рисунок 5 – Зависимость значения вязкости от температуры для природного газа при давлении ниже 11 МПа

Однако, в случае со значениями давлений больше 11 МПа происходит обратное действие, то есть с ростом температуры происходит постепенное падение значения вязкости газов, однако для этих же значений давления справедливо увеличение значений вязкости с их ростом (рисунок 6).

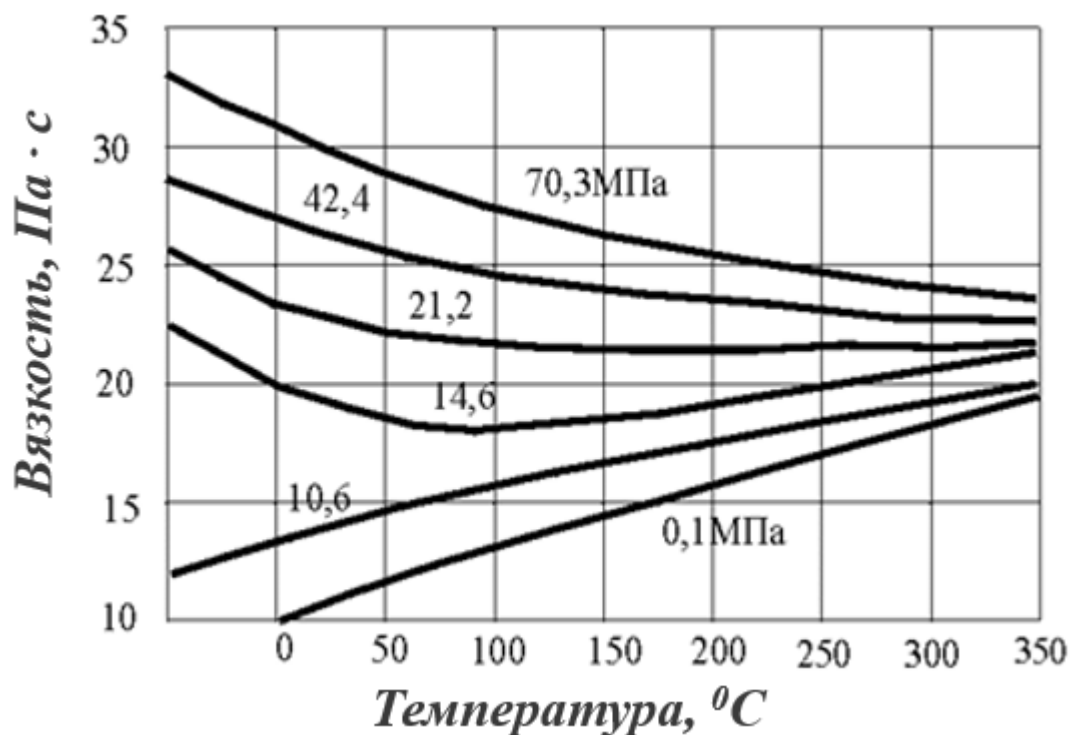


Рисунок 6 - Зависимость значения вязкости от температуры для ПГ при различном давлении

Влагосодержанием газов называется отношение массового количества влаги, содержащейся во влажном газе к массовому количеству сухого газа. Появление влагосодержания связано с тем, что ПГ в пластовых условиях контактирует с пластовыми водами, в следствии чего и возникает определенное количество влагосодержания в ПГ. Концентрация влагосодержания газов первостепенно зависит от количества, давления, температуры и состава ПГ [10].

Абсолютной влажностью называют массу водяного пара (воды), выраженную в граммах, которая содержится в 1 м³ ПГ.

Относительной влажностью газа называют отношение процента водяных паров, находящихся в газе к максимально возможному проценту содержания водяных паров в данном газе и при данных условиях. Данная величина показывает степень насыщения ПГ водяными парами.

1.2 Механизм движения газового потока в процессе его добычи

Возвращаясь к геолого-физическим характеристикам месторождения, следует дополнить, что проницаемость является фильтрационным свойством коллектора, характеризующим способность пропускать через себя газ. В мире не существует абсолютно непроницаемых пород, однако при тех значениях показателей относительно низких перепадах давления, в условиях которых происходит процесс разработки месторождений, некоторые породы являются практически непроницаемыми для наполняющих их углеводородов, именно такие породы и относят к группам неколлекторов и непродуктивных коллекторов. Непосредственно в процессе разработки месторождений в пустотном пространстве пород-коллекторов происходит процесс фильтрации жидкостей, газов, а также их смесей.

В случае с первым двумя, процесс фильтрации происходит для одной из насыщающих породу фаз при движении в пустотном пространстве многофазной системе, то есть при наличии в породе еще одной фазы (флюида). Данный процесс называется эффективной или фазовой проницаемостью, значение которой зависит не только от физико-химических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства породы каждой из фаз, в том числе и от физико-химических свойств.

В случае же с процессом фильтрации смесей применимо понятие абсолютной проницаемости, которое используют, чтобы дать общую характеристику породы, иначе говоря, в пористой среде наблюдается движение лишь одной фазы жидкости или газа.

Само же значение коэффициента проницаемости, используемого для обозначения проницаемости, определяют на основе линейного закона фильтрации Дарси [11]:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k_{пр} \Delta p}{\mu_r \Delta l}, \quad (12)$$

где v – скорость фильтрации;

Q – объемный расход газа через породу в единицу времени;

F – площадь фильтрации;

μ_r – вязкость газа;

Δp – перепад давления;

Δl – длина образца

В данном уравнении способность породы пропускать через себя жидкость и газ характеризуется коэффициентом пропорциональности $k_{пр}$, который и является коэффициентом проницаемости для данного случая. В случае измерения проницаемости по газу пользуются формулой [11]:

$$k_{пр} = \frac{Q_r \mu_r \Delta l}{\Delta p F}, \quad (13)$$

где Q_r – объемный расход газа, приведенный к средним значениям давления и температуры в породе.

Стоит добавить, что значения коэффициентов проницаемости по представленным формулам определяют в лабораторных условиях на основе анализа керна. Вдобавок есть еще один способ определения проницаемости пород-коллекторов, – это метод анализа результатов ГДИС. Наименее надежным методом определения проницаемости является метод ГИС скважин. Значения проницаемости продуктивных коллекторов имеют большой диапазон значений от нескольких тысячных мкм² до 5 мкм². Существует классификация деления по значениям проницаемости, включающая в себя 5 классов коллекторов (мкм²):

1. Плохо проницаемые (<0,001);
2. Слабо проницаемые (0,001-0,01);
3. Средне проницаемые (0,01-0,1);
4. Хорошо проницаемые (0,1-1);
5. Особо хорошо проницаемые (>1).

Но при этом, для классификации коллекторов газовых месторождений используют 2-5 классы коллекторов. Из которых, наиболее распространены 3 и 4 классы со значениями от 0,05 до 0,5 мкм². Для сравнения условий разработки газовых месторождений для двух типов пород-коллекторов терригенных и карбонатных обычно используют 2-4 классы, анализируя которые выделяют главные условия отличия этих двух типов пород друг от друга.

Наиболее значимым является условие залегания пород-коллекторов, так, если условия залегания терригенных пород обусловлены пластовыми толщинами от 1 до нескольких десятков метров, то для карбонатных пород характерно формирование массивов мощностью от десятка до нескольких сот метров, чаще со смешанным типом залежи. Исходя из этого следует отметить, что к первым чаще приурочены залежи пластового типа, а ко вторым, – залежи пластового, массивно-пластового и массивного типов [12].

Не менее важным условием является то, что практически в каждом карбонатном пласте имеет место быть одновременно несколько градаций по проницаемости, вследствие чего размах значений проницаемости у карбонатных коллекторов значительно больше, чем у терригенных, что усложняет процесс вытеснения газа из карбонатных коллекторов.

1.2.1 Движения газа в пластовых условиях

В газовых залежах основными источниками внутрипластовой энергии, под действием которой происходит продвижение газа к забоям добывающих скважин, являются: энергия сжатого газа, энергия упругости сжатых пород и энергия упругости сжатых жидкостей. Газовый пласт по своей гидравлической природе представляет единую связанную систему, связано это с одним из основных свойств газа, позволяющих ему заполнять весь предоставленный объем [12]. В соответствии с данным условием единой гидравлически связанной системы в результате эксплуатации скважин происходит влияние не только на газовую залежь, а также и на водонапорную область, которая подстилается под основной газонасыщенной областью, вплоть до границ пласта. Запасы энергии сжатого газа в залежи напрямую зависят от начального значения пластового давления, и определяются по формуле [13]:

$$E_{\text{газа}} = \frac{pV}{\gamma-1} \left[1 - \left(\frac{p_0}{p} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right], \quad (11)$$

где p – давление сжатого газа в пласте;

V – объем сжатого газа в пласте;

p_0 – значение атмосферного давления;

γ – коэффициент Пуассона (показатель адиабаты).

Следовательно, целесообразно отметить следующее: чем больше начальное значение пластового давления для газовых залежей, тем дольше будет происходить процесс добычи на естественных природных условиях, без дополнительных методов увеличения газоотдачи пласта.

Энергию упругости сжатых пород определяют по формуле упругой деформации исходя из закона Гука [13]:

$$E_{\text{породы}} = pF\Delta l, \quad (12)$$

где p – давление внутри породы-коллектора;

F – площадь поперечного сечения для выбранного участка породы;

Δl – линейное расширение породы в процессе вытеснения газа породой.

Для данного вида энергии можно отметить следующее, что чем больше упругость и объем вытесненной среды, то есть газа, тем больше потенциальная энергия упругой деформации породы-коллектора.

Энергия упругости жидкости выражается линейной связью между изменением объема и давления [13]:

$$E_{\text{жидкости}} = \frac{1}{\beta_v}; \beta_v = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (13)$$

где β_v – модуль объемной упругости жидкости;

V – объем, занятый жидкостью;

ΔV , Δp – изменение давления в зависимости от изменения объема соответственно.

В процессе движения газа в пласте в значительном большинстве случаев действуют все три вышеперечисленных источника пластовой энергии с условием явного преобладания одной из видов. Все же бывают случаи, при которых в зависимости от особенностей технологического процесса эксплуатации либо же геолого-промысловых условий газовой залежи источниками пластовой энергии являются в основном энергии сжатого газа и энергия упругости сжатых жидкостей. Режим работы газовой залежи зависит от

факторов геологического строения, физических свойств газовых коллекторов, темпа отбора газа, гидродинамических условий (в особенности является протяженность водонапорной системы), а для газоконденсатных залежей еще и от методов поддержания пластовой энергии.

Сам процесс движения газов и газожидкостных смесей в пористых средах описывается гидродинамическими и гидромеханическими процессами внутрипластового движения, которые основаны на законах фильтрации. Непосредственно при движении газа или упругой газожидкостной смеси в пористых средах учитывают изменение объемного расхода в зависимости от изменения величины пластового давления. В случае процесса фильтрации учитывается изменение значения вязкости от изменения давления, где расход газа и газожидкостной среды зависит от комплексного параметра, который характеризуется дифференциальной зависимостью свойств пористой среды и фильтрующейся среды от пластового давления. По известному методу решения данной дифференциальной зависимости движения газа и газожидкостной смеси, предложенным Лейбензоном в общем виде, величина пластового давления заменяется функцией давления, которая изменяется совместно с изменением параметров фильтрующейся среды [14]:

$$P = \int \frac{k(p)\rho(p)}{\mu(p)} dp + C \quad (14)$$

При решении данного уравнения используют дифференциальное уравнение сжимаемой газожидкостной среды Лапласа [14]:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \quad (15)$$

Для решения дифференциального уравнения Лапласа для сжимаемой газожидкостной среды в установившемся плоскорадиальном потоке пользуются формулой Дюпюи [14]:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_K - P_C}{\ln \frac{r_K}{r_C}} \quad (16)$$

С учетом уравнения состояния, которое описывает идеальный газ, преобразуя по формулам 15 и 16, получим функцию Лейбензона и дебита скважины для идеального газа (формула 17) [14]:

$$P = \frac{\rho_{\text{атм}}}{2p_{\text{атм}}} p^2, Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\rho_{\text{атм}}}{p_{\text{атм}}} \frac{p_K^2 - p_C^2}{\beta \cdot \ln \frac{r_K}{r_C}}, \quad (17)$$

где β – коэффициент сжимаемости газа;

$\rho_{\text{атм}}$ – плотность газа при атмосферном давлении;

p – давление сжимаемости газа;

p_K, r_K – давление, радиус на контуре пласта;

p_C, r_C – давление, радиус в скважине.

1.2.2 Движения газа в условиях линейных сооружений промысла

В процессе эксплуатации каждое месторождение оборудуется определенным количеством скважин для эффективного процесса сбора и подготовки к дальнейшей его транспортировке. Сам процесс сбора и подготовки скважинной продукции включает в себя сепарацию газа, отделение его от воды, попутного конденсата, МП. Таким образом, подготовленный газ должен будет соответствовать техническим требованиям отраслевому стандарту СТО Газпром 2010-089 [15]. А технологическое оборудование процессов добычи, сбора и подготовки газа, должны обеспечить полное и эффективное использование ресурсов ПГ.

Устьевое оборудование, предназначенная для обвязки и герметизации устья газовой скважины должна соответствовать требованиям и условиям, разработанным по ГОСТ 13846-89 [16]. Принципиальная схема устьевого оборудование представлена элементами: трубная обвязка и фонтанная елка (рисунок 7).

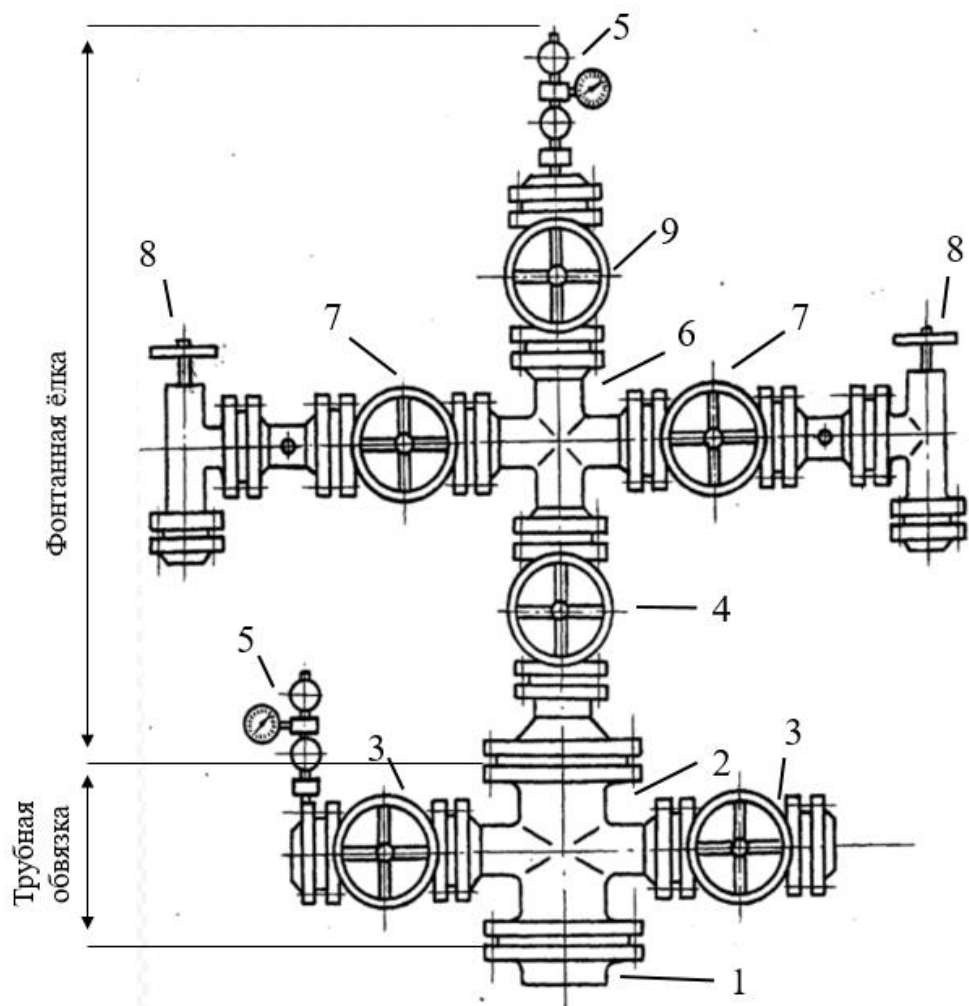


Рисунок 7 – Схема устьевого оборудования газовой скважины:

- 1 – колонная головка; 2 – трубная головка; 3 – задвижки затрубные; 4 – центральная задвижка; 5 – манометры; 6 – крестовина; 7 – задвижки манифольдные; 8 – угловые регулируемые дроссели; 9 – буферная задвижка [16]

Основные эксплуатационные параметры ФА соответствуют указанным в таблице 5.

Таблица 5 – Эксплуатационные параметры фонтанной арматуры [16]

Рабочее давление, МПа	Диаметр проходного сечения, мм		
	Ствола ёлки	Боковых отводов ёлки	Боковых отводов трубной обвязки
14, 21, 35, 70, 105	50	50	50
	65	50, 65	50, 65
14, 21, 35, 70, 105, 140	80	50, 65, 80	
	100	65, 80, 100	

Для месторождений с высоким содержанием компонентов углекислого газа и сероводорода используют варианты коррозионно-стойкого исполнения устьевого оборудования (таблица 6).

Таблица 6 – Обозначение коррозионно-стойкого исполнения устьевого оборудования [16]

ПГ с объемом содержания	Обозначение исполнения
$\text{CO}_2 < 6\%$	К1
CO_2 и $\text{H}_2\text{S} < 6\%$	К2
CO_2 и $\text{H}_2\text{S} < 25\%$	К3

Пример обозначения шифра устьевого оборудования выглядит следующим образом: АФК – 65/55 – 35 – К1,

где АФ – арматура фонтанная;

К – тип подвешивания (в данном случае крестовой);

65 – условный проход ствола ёлки;

55 – условный проход боковых отводов ёлки;

35 – рабочее давление, МПа;

К1 – Обозначение коррозионно-стойкого исполнения.

Далее скважинная продукция поступает во внутрипромысловые газопроводы, предназначенные для сбора, имеют различный характер действия, включают в себя шлейфы эксплуатационных скважин, газосборные коллекторы, а также ингибиторопроводы.

На рисунке 8 представлена схема обвязки высокодебитной газовой скважины, подключенной к газосборному пункту. Для возможности предотвращения гидратообразований предусмотрена МУ, где из расходного бачка (1) ингибитор подается в скважину; для дозирования количества подаваемого ингибитора предусмотрен насос (2) и емкость (3). По выкидной линии газ направляется в циклонный сепаратор (4), где происходит частичная сепарация от воды и МП, также в нем происходит отделение потока газа от конденсата. Далее газ по внутрипромысловому газопроводу направляется на УКПГ.

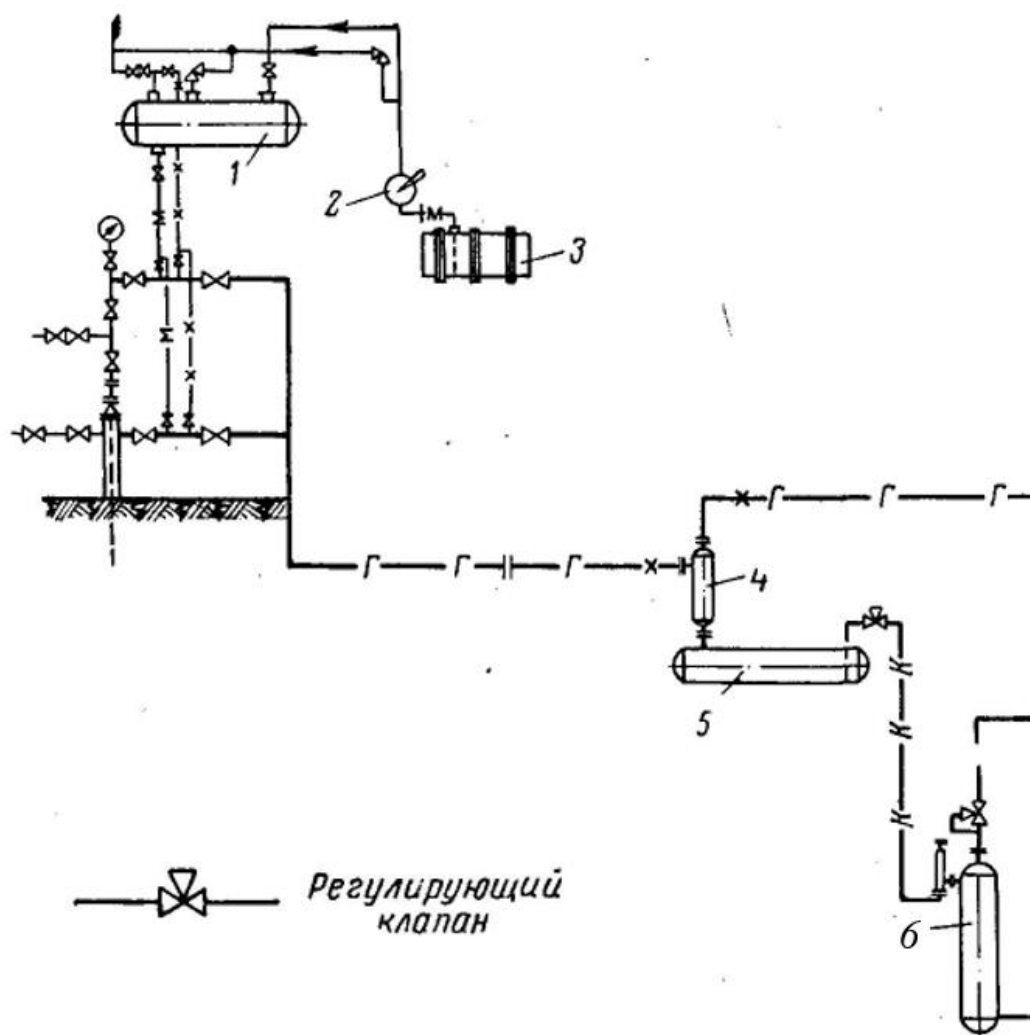


Рисунок 8 – Схема обвязки газовой скважины

Основными элементами газопровода являются: трубы; регулирующая, запорная и предохранительная арматуры; устройства для улавливания и удаления жидкости; устройствами для защиты от коррозии; устройствами для ввода в поток газа реагентов; контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики. Для газопроводов применимы трубы, выполненные из сплавов малоуглеродистых и легированных сталей [17]. Классификация газосборных внутрипромысловых трубопроводов по ГОСТ 32569-2013 [18] в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества подразделяют на 3 группы (А, Б, В), в зависимости от термобаррических параметров транспортируемой среды на 5 категорий (таблица 7):

Таблица 7 – Классификация трубопроводов газопровода

Группа среды	Транспортируемое вещество	Категория трубопровода									
		1		2		3		4		5	
		P, МПа	t, °C	P, МПа	t, °C	P, МПа	t, °C	P, МПа	t, °C	P, МПа	t, °C
Б	Взрывопожаробезопасные вещества: ГГ, в т.ч. СУГ	> 2,5	<- 40; > 300	0,08 - 2,5	От - 40 до +300	-	-	-	-	-	-

Трубы газопроводов относят к Б группе с транспортируемым веществом горючих и сжиженных углеводородных газов 1 и 2 категорий [17].

Как уже было сказано ранее, вся добытая скважинная продукция движется к пунктам УКПГ. При разработке ГМ и ГКМ используют 4 основных внутрипромысловых систем сбора, это линейная, кольцевая, лучевая, групповая (рисунок 9). Выбор их зависит от площади месторождения, количества добывающих скважин, состава ПГ и методов подготовки газа [19]. В последнее время на месторождениях Западной Сибири широкое применение групповая система сбора, так как при данной системе от имеющихся групп скважин (12-24 и более) возможно движение газа на УКПГ по шлейфам высокого давления без необходимости дросселирования на устье скважины.

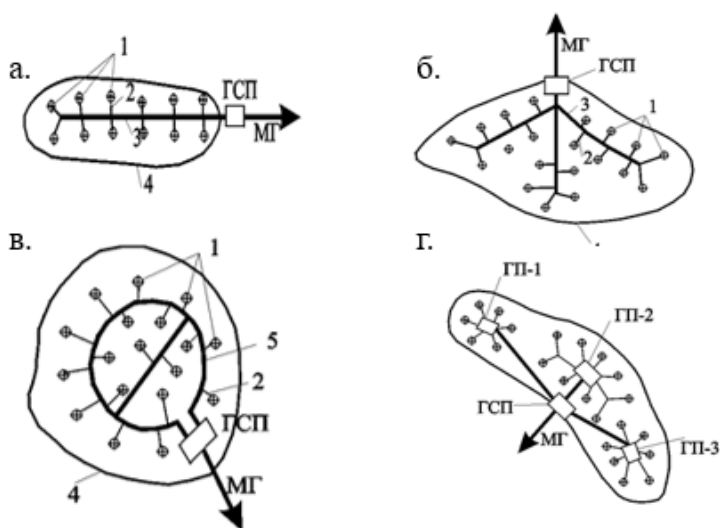


Рисунок 9 – Схемы расположения сбора скважинной продукции:

а – линейная, б – кольцевая, в – лучевая, г – групповая, 1 – скважины, 2 – шлейфы, 3 – линейный газосборный коллектор, 4 – внешний контур газоносности, 5 – кольцевой газосборный коллектор

При групповой схеме большую часть операций возможно производитель централизованно, в связи с чем она является более экономичней и менее металлоемкой, то есть более рентабельной из представленных. Расчет пропускной способности газосборных коллекторов, то есть шлейфов от устья скважины до УКПГ, можно рассчитать по формуле [20]:

$$Q = 103,15E \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)D^5}{\lambda \rho z T L}} \quad (18)$$

где E – коэффициент уменьшения пропускной способности шлейфа из-за наличия жидкости и наличия твердой фазы в газопроводе;

p_1, p_2 – значения давлений в начале и конце шлейфа;

D – внутренний диаметр шлейфа;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления шероховатых труб;

ρ – относительная плотность газа по воздуху;

z, T – средние по длине L шлейфа значения сжимаемости и абсолютной температуры газа.

Давление в любой точке линейного участка газопровода можно определить по расчетной формуле [20]:

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \frac{X}{L}} \quad (19)$$

где X – расстояние от начала газопровода;

L – длина газопровода;

P_1, P_2 – давления в начале/конце газопровода.

Аналогично давлению, можно рассчитать значение температуры в любой точке [20]:

$$T_x = T_B + (T_H - T_B)e^{-\alpha x} - \frac{D_i(p_1 - p_2)}{\alpha x} (1 - e^{-\alpha x}) \quad (20)$$

где T_H – температура газа в начале газопровода;

T_B – температура внешней среды;

$$\alpha = \frac{\pi k D_i}{Q C_p} \quad (21)$$

где k – теплопередача;

D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона;

Q – массовый расход газа;

C_p – теплоемкость газа.

Процесс движения газа по внутрипромысловым трубопроводам зависит от действия разности давлений и температуры на его концах, также влияние оказывается состав и физические свойства газа. В связи с этими условиями происходит изменение скорости и режима течения газа.

Изменение скорости движения газа для внутрипромыслового оборудования определяется по формуле [20]:

$$V_{\Gamma} = \frac{4Q_M}{\pi d^2 \rho}, \quad (22)$$

где Q_M – массовый расход газа;

d – диаметр внутреннего сечения трубы;

ρ – плотность газа.

На практике разделяют три основных вида течения природного газа, зависящих от значения числа Рейнольдса [21]:

1. Турбулентное ($Re > 2320$)
2. Ламинарное ($Re \leq 1200$)
3. Молекулярное ($Re = 0$)

Значение числа Рейнольдса является безразмерным и определяется по формуле:

$$Re = \frac{V_{\Gamma} d \rho}{\eta}, \quad (23)$$

где η – значение динамической вязкости газа.

Турбулентный или вихревой процесс движения газа характерен для момента движения газа из пласта на входе в скважину, то есть в самом начале технологической схемы процесса добычи (где среднее значение скорости

движения составляет 85% от максимально возможного значения). В этот момент происходит хаотичное движение массы газового потока между собой, давление имеет склонность к пульсирующему изменению в этой зоне, также происходит образование вихрей благодаря, вызванное инерционными силами газа.

Далее по скважине и с переходом в газосборные коллекторы и газовые шлейфы движение потока газа постепенно урегулируется и переходит в вязкостное или ламинарное течение, для которого характерна промежуточная область со значением числа Рейнольдса ($2320 < Re < 1200$). В этом случае скорость движения газа уменьшается (где среднее значение скорости равняется половине от максимального значения), силы инерции ослабевают и определяющим фактором становится значение вязкостных сил газа.

Молекулярное течение характерно для трубопроводов, а также сосудов с низкими значениями давлений, то есть условие высокого вакуума. В этом случае влияние внутренних сил трения (вязкости) значительно уменьшается в виду того, что молекулы газа не сталкиваются между собой, взаимодействие происходит только лишь с внутренней полостью стенок объектов промысла.

1.3 Осложнения при эксплуатации

В процессе эксплуатации имеются причины, по которым дебиты газа добывающих скважин ограничиваются, наиболее существенными из которых выступают:

1. Подтягивание конуса подошвенных вод, в следствии чего нарастает процент обводненности скважин;
2. Возможное нарушение целостности ПЗП, в следствии чего происходит усиленный износ эксплуатационного оборудования, а также образование песчаных пробок на забое или в стволе скважины;
3. Гидратообразование, в следствии чего происходит уменьшение диаметра проходного сечения как в стволе скважины, так и в условиях линейных сооружений промысла;

4. Дополнительная коррозия оборудования в результате взаимодействия оборудования с агрессивными средами сероводорода и углекислого газов.

1.3.1 Конусы подтягивания подошвенных вод

Причины, по которым возможна последующая обводненность добываемой продукции в газовых скважинах, подразделяют на 3 группы:

- Обводнение в газовых скважинах, которые вскрыли неоднородные слоистые пласты в следствие продвижения воды по наиболее дренируемым пропласткам;
- Обводнение газовых скважин в результате поступления воды на забой по некачественно-зацементированному цементному кольцу из ниже- либо вышележащих водоносных горизонтов;
- Обводнение газовой скважины в результате образования конусов подтягивания подошвенных вод.

Третья группа появления обводнения возникает в процессе эксплуатации высокодебитных газовых скважин при водонапорном режиме, где в результате повышения значений дебитов происходит поднятие ГВК, в отдельных случаях прорыв подошвенных вод с последующим притоком их к забоям добывающих скважин и значительно повышает обводненность продукции (рисунок 10), что влечет за собой последующую необходимость сепарации повышенного количества воды, а также благоприятные условия для последующего процесса гидратообразований и выноса большего количества механических примесей с ПЗП, что негативно сказывается на износе лифтовых колонн, а также наземного добывающего оборудования.

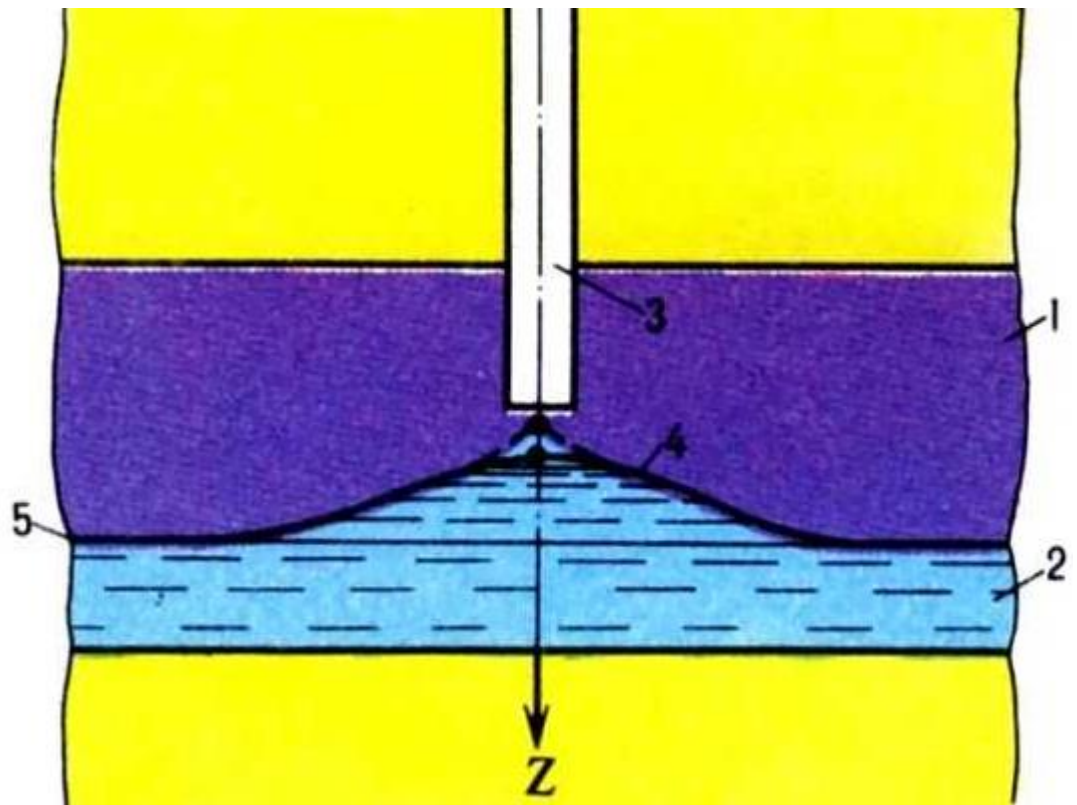


Рисунок 10 – Процесс образования водяного конуса газодобывающих скважин: 1 – газовая составляющая; 2 – краевые (подошвенные) воды; 3 – забой добывающей скважины; 4 – поверхность конуса; 5 – линия ГВК

Данное явление (образование водяных конусов) характерно для монолитных пластов в наиболее проницаемых пачках и пропластках, в которых возможно движение жидкости поперек напластывания пород залегания. Первоначально, в процессе вызова притока пластового флюида на забое добывающей скважины путем создания депрессии, происходит искривление границы ГВК, в результате чего образуется водяной холм (конус подтягивания). Достоверной теории процесса образования конуса подтягивания нет до сих пор в силу того, что данный процесс является чрезвычайно сложным в предсказании. Однако имеются приближенные расчетные варианты допустимого «безводного» дебита и формы конуса. Методика расчета была предложена учеными М. Маскетом и И. А. Чарным. Нестационарность конуса объясняется тем, что процесс добычи ПГ сопровождается постепенным, но непрерывным замещением газовой составляющей краевыми и подошвенными водами [22].

Однако, для обеспечения безводного притока пластовой продукции значения депрессии должны быть допустимо малы. В данном случае происходит значимое влияние сил тяжести, под действием которых образование конуса значительно замедляется. В данном случае характерно следующее:

$$V_B \ll V_T, \quad (24)$$

где V_B – вертикальные компоненты скорости движения;

V_T - горизонтальные компоненты скорости движения.

В связи с данным неравенством, процесс можно назвать квазистационарным. В таком случае, для того, чтобы произвести расчет изменения нестационарного конуса, справедливо будет применять метод последовательной смены n -ого количества стационарных состояний, при которых конус в каждый момент времени функции от t будет являться стационарным:

$$p' = p(0, z + dz) = p + \frac{\partial p}{\partial z} dz, \quad (25)$$

где p' - давление на нижнюю грань конуса;

$p(0, z) = p$ – давление на верхнюю грань конуса.

dz – изменение высоты конуса, заполненного водой.

Также скорость образования конусов подтягивания и времени его прорыва к забою ГДС определяется анизотропией пласта и темпами отбора ПГ. В связи с этим, скважины, вскрывающие продуктивные водоплавающие залежи (на примере месторождений Западной Сибири) с подошвенными водами должны быть несовершенными по степени вскрытия пласта, то есть не вскрывать нижние 20-25 метров. Соответственно, для уменьшения процента обводненности добываемой продукции, а также увеличения периода безводного фонтанирования на практике применяют метод ограниченных дебитов скважин, что значительно помогает снизить процент обводненности. Однако, непосредственно для возможности предупреждения процесса скопления воды в ПЗП, путем выноса ее на поверхность скорость подъема жидкости из скважины увеличивают в результате спуска труб НКТ до забоя скважины. О самом

процессе скопления воды в ПЗП узнают в результате уменьшения давления как в затрубном пространстве, так и в самих НКТ [23].

В процесс эксплуатации ГДС при наличии обводненности продукции следует выделить 2 этапа [24]:

- Первичный этап – когда вода, поступающая на забой, выносится на поверхность вместе с газовым потоком;
- Концевой этап – этап, когда на забое образуется скопление столба жидкости.

Для последнего характерна зависимость [24]:

$$\Delta Q_B = Q_B - Q_{B.B.}, \quad (26)$$

где Q_B – дебит воды, вносимой из пласта;

$Q_{B.B.}$ – дебит воды, выносимой из ствола скважины на поверхность.

Следовательно, для первичного этапа характерно равенство [24]:

$$Q_B = Q_{B.B.}, \quad (27)$$

Процесс эксплуатация ГДС при обводнении, в основном происходит до того момента, пока скважина сама себя не заглошит, то есть до момента прекращения поступления газа из пласта (самозадавливания). При этом коэффициент обводненности для газовой скважины будет следующим [24]:

$$k_{обв} = \frac{\sum h_{iобв}}{\sum h_{iдр}}, \quad (28)$$

где $\sum h_{iобв}$ – сумма мощностей обводненных пластов;

$\sum h_{iдр}$ – сумма дренируемых толщин.

Следовательно, в полностью обводненной скважины данный коэффициент будет равен 1 ($k_{обв} = 1$), сумма мощностей обводненных участков = сумме дренируемых толщин ($\sum h_{iобв} = \sum h_{iдр}$). Таким образом, при частичном обводнении скважины, необходимо правильно определить источник обводнения скважины, что позволит подобрать верный способ для удаления жидкости с забоя. Из наиболее распространенных выделяют такие, как:

- Физико-химические, с использованием пенообразующих реагентов

- Механические, с использованием продувок, газлифта, плунжерного лифта

Оба этих методов обладают либо периодическим, либо постоянным характером удаления жидкости.

Периодические методы являются наиболее эффективными в тех случаях, когда наблюдаются небольшие дебиты воды. В их числе:

- Остановка ГДС, для того, чтобы произошло поглощение воды пластом в результате действия сил гравитации;
- Продувкой скважинной продукции в атмосферу через специальный отвод «свечу»;
- Вспенивание жидкости при помощи ввода в лифтовые трубы пенообразователя.

Постоянные методы удаления проводятся при значительных дебитах обводнения продукции. В их числе:

- Метод контроля дебитов газодобывающих скважин, с использованием штуцеров, способствующих выносу воды с забоя;
- Откачка жидкости с забоя при помощи глубинного насоса;
- Вспенивание жидкости с использованием ПАВ (сульфанол).

1.3.2 Влияние механических примесей

Процесс разрушения пород, расположенных в ПЗП обусловлен неустойчивостью (слабой цементацией) самих пород (в основном это терригенные коллектора) к высоким значениям дебитов. То есть, в результате превышения допустимого градиента давления происходит разрушение частиц ПЗП зоны пласта с последующим выносом их в скважину.

$$gradP_{доп} < \frac{\partial P}{\partial R}, \quad (29)$$

где $gradP_{доп}$ – допустимый градиент давления, способствующий устойчивости зоны ПЗП;

$\frac{\partial P}{\partial R}$ – превышение градиента давления ПЗП.

Разрушенные твердые частицы, выносимые на поверхность вместе с газовым потоком, способствуют значительному износу эксплуатационного наземного и подземного оборудования.

Также, в добавок к этому с течением времени, частицы породы, поступавшие в скважину, частично начинают осаждаться на забое добывающих скважин, что влечет образование пробки [25] (рисунок 11), в результате чего наблюдается существенное снижение текущих показателей дебитов.

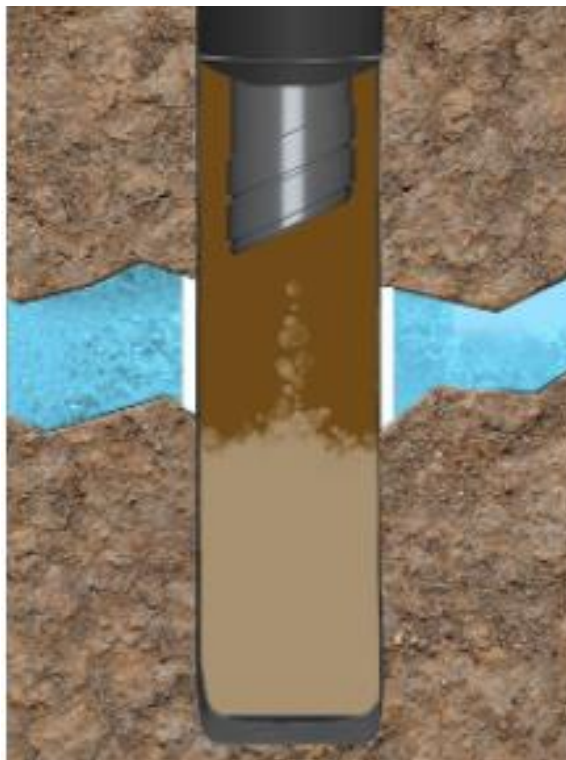


Рисунок 11 – Процесс образования песчаной пробки на забое добывающей скважины

На рисунке 12 (зависимость по Маскету) показано соотношение между дебитом газодобывающих скважин до момента образования песчаных пробок и после. Стоит отметить, что наличие песчаной пробки оказывает значительное влияние на уменьшение значения дебита.

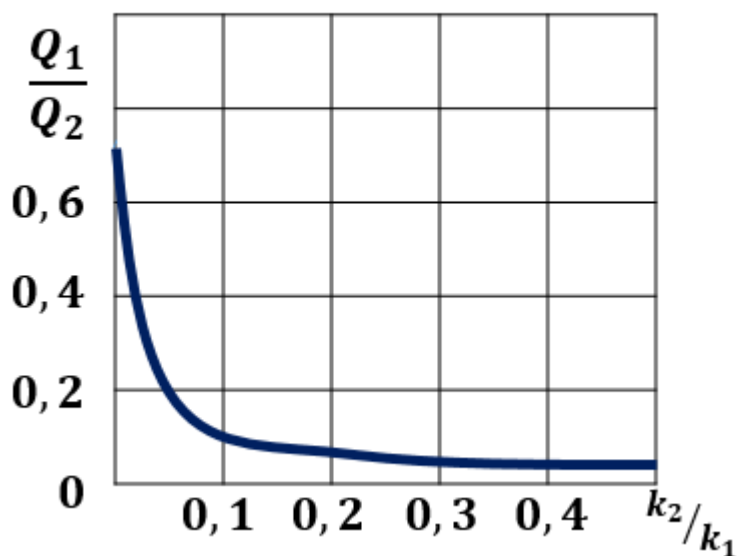


Рисунок 12 – Графическая зависимость дебита ГДС от относительной проницаемости пробки на забое

Таким образом следует отметить, что в случае, когда образовавшаяся пробка полностью перекрыла перфорационный интервал, при условии, что проницаемость пробки (k_2) будет такой же, как и у пласта (k_1), то показатель дебита (Q_2) такой скважины будет составлять $\approx 7\%$ от допустимо возможного значения (Q_1). Однако, в реальных условиях значения проницаемости песчаной пробки (k_2) на порядок выше проницаемости пласта (k_1), но даже в таких условиях значение дебита с пробкой (Q_2) будет составлять $\approx 13\%$ от допустимо возможного (Q_1) [26].

На рисунке 13 по индикаторным линиям можно заметить влияние песчаной пробки на изменение депрессии в зависимости от производительности скважины [27].

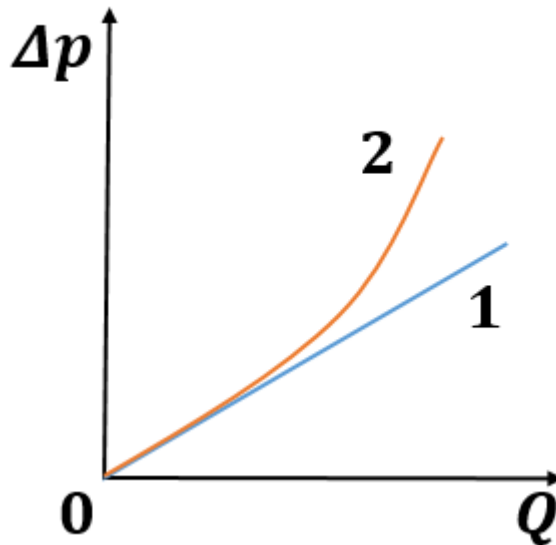


Рисунок 13 – Индикаторные линии режима ГДС:

1 – до момента образования песчаной пробки, 2 – после момента образования песчаной пробки

Непосредственно для предотвращения процесса поступления песка в скважину с последующим процессом пробкообразования производят ограничение отбора газа. При варианте ограничения показателя дебита для возможности предотвращения образования пробки на забое скважины и установления технологического режима предельно-допустимой депрессии на пласт справедливо равенство [28]:

$$\Delta p_{\text{пр}} = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = \text{const}, \quad (30)$$

где $\Delta p_{\text{пр}}$ – предельно-допустимая депрессия;

$p_{\text{пл}}, p_{\text{заб}}$ – давления пластовое и забойное соответственно.

Значение предельно-допустимой депрессии, оказываемой на пласт, при котором начинается разрушение ПЗП коллектора, возможно определить на основе данных ГИС на стационарных режимах фильтрации, а границу выноса частичек песка определяют, используя пробкоуловитель. Из этого следует, что ТРЭС должен быть подобран таким образом, чтобы не происходило осаждение частичек разрушенной ПЗП на забое, а при попадании выносился на поверхность. Данный способ достижим при варианте спуска башмака лифтовых

труб до нижних перфорационных отверстий, при условии, что скорость потока ПГ должна превышать скорость осаждения частиц ПЗП (где $g = 9,8 \frac{M}{c^2}$).

Однако, если это не представляется возможным потому, как предельно-допустимая депрессия на пласт не позволяет достичь значений проектного показателя дебита газодобывающей скважины, используют различного рода трубные и гравийные фильтры на забое скважин. Применение таковых позволяет достигать требуемых значений дебитов, при условии, что фильтры не будут пропускать частицы песка в ствол скважины. Также их применение считается приемлемым для уменьшения процента эксплуатационного износа добывающего оборудования. Сегодня наиболее применимы фильтры, диаметр отверстий которых составляет от 1,5 мм до 20 мм, преимущественно изготовленных из обсадных труб. Бывают: гравийные, кольцевые, проволочные и щелевые фильтры.

Использование гравийных фильтров позволяет не только предотвратить процесс поступления песка в скважину, но и произвести крепление слабосцементированных или не устойчивых пород ПЗП (с использованием закачивания в пласт различных растворов), а также создать вокруг забоя зону высокой проницаемости. Наиболее используемыми растворами для закачки с целью укрепления ПЗП являются: цементные и цементнопесчаные растворы, фенол- и карбамидоформальдегидные смолы. После закачки растворов и обработки ПЗП, для восстановления проницаемости, в пласт закачивают конденсат в 3-ом объеме от объема закаченного раствора.

Также, в случаях, когда образование песчаных пробок малозначимо, для их удаления применяют подбор необходимого диаметра НКТ и процесс чистки гидробуром.

1.3.3 Влияние гидратообразований

В условиях пласта газы, насыщенные парами воды, при пониженных значениях температуры и давления, образуют залежи газовых гидратов. Сам принцип образования имеет последовательность, в ходе которой молекулы газа

при определенных значениях температуры и давления заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованные молекулами воды при помощи водородной связи, то есть фактически молекулы воды раздвигаются молекулами газа [29].

Процесс образования газовых гидратов зависит от компонентного состава газа, состояния воды и внешних термобарических характеристик. Молекулы газа, образующие гидрат, размещены во внутренних полостях кристаллической решетки, которую образуют молекулы воды и все это удерживается при помощи Ван-дер-Ваальсовыми силами (рисунок 14). Основопологающим фактором, определяющим тип структуры гидрата (рисунок 15), является размер молекул газа, образующего гидрат, следовательно, молекулы, имеющие больший размер, чем у молекулы *i*-бутана гидрата не образуют.

Условия же образования выражаются диаграммой гетерогенного состояния газов по Ю. Ф. Макогону в координатной зависимости давления от температуры (рисунок 16). Для данных значений температуры в результате повышения давления выше давления, соответствующего кривой на диаграмме, как раз-таки и сопровождается самим процессом соединения молекул газа с молекулами воды, говоря конкретно – образования гидратов. Соединения имеет слабоустойчивый характер, и в случае с понижением давления (при изотермическом процессе) или повышением температуры (при изобарическом процессе) наблюдается разложение гидрата на газ и воду.

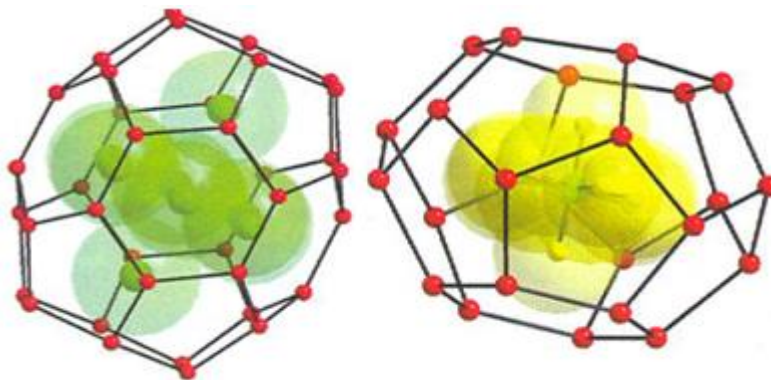


Рисунок 14 – Молекулы гидратов

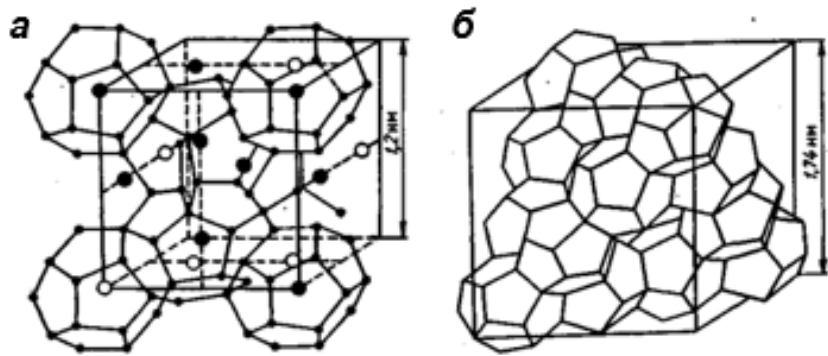


Рисунок 15 – Структура гидратов: а – метан, этан, диоксид углерода, сероводород, азот; б – пропан, *i*-бутан

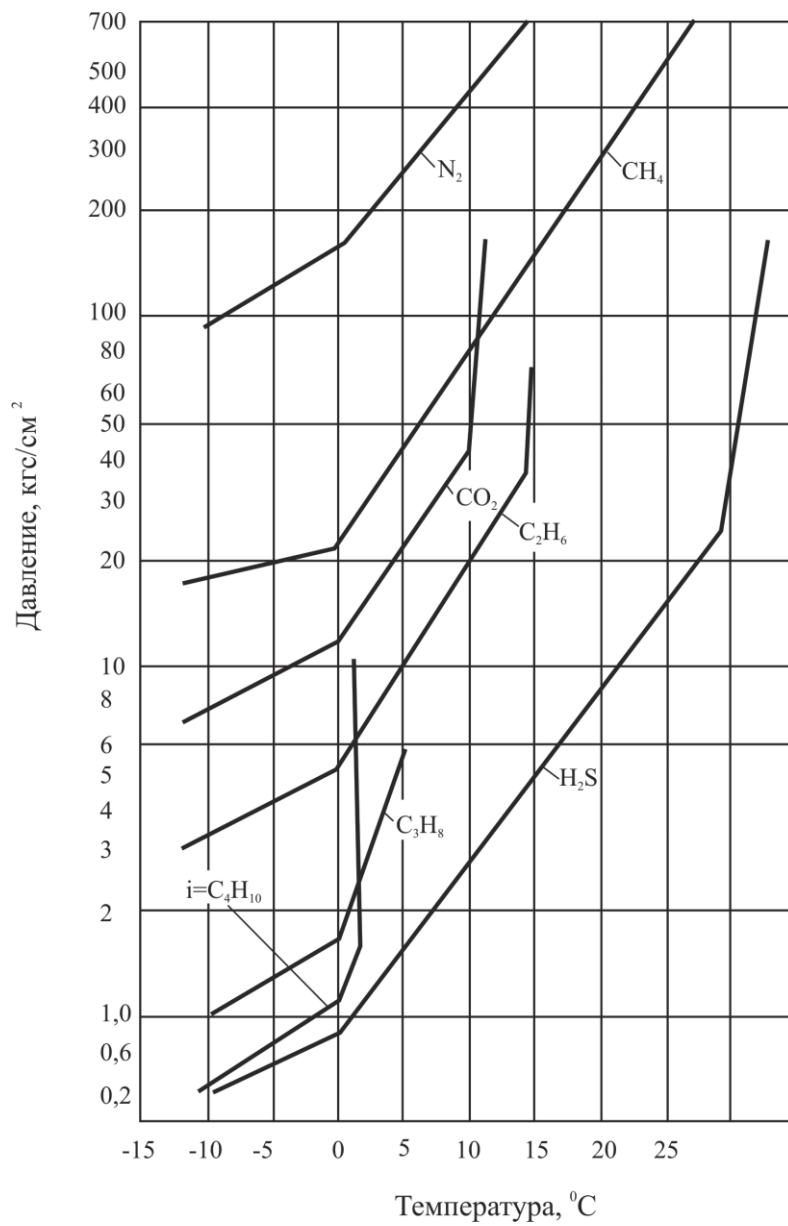


Рисунок 16 – Диаграмма гетерогенного состояния газов по Ю. Ф. Макогону [30]

Абсолютная устойчивость – свойство, мерой которого является теплота образования гидрата, выражающая закономерность: чем выше теплота образования гидрата, тем выше его устойчивость. Устойчивость гидратов характеризуется для двух случаев при p и $t = const$ попеременно (таблица 8):

- Давление разложения гидратов при $t = const = 0$ °С;
- Температура разложения гидратов при $p = const = 1$ $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$.

Таблица 8 – Устойчивость гидратов при изотермическом и изобарическом процессах [30]

Компонент	$P_{t=const}, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	$t_{p=const}, \text{°C}$
CH ₄	26	-29
C ₂ H ₆	5,2	-15,8
C ₃ H ₈	1,7	-8,5
i-C ₄ H ₁₀	1,2	-0,00
CO ₂	12,47	-24
H ₂ S	0,96	+0,35

Следует отметить, что наивысшую температуру гидратообразования имеет сероводород, при $35 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ гидрат существует с температурой в 30 °С (рисунок 16).

Непосредственно, сами газовые гидраты имеют возможность успешно образоваться как в стволе скважины, так и уже в линии сбора скважинной продукции, ввиду того, что процесс движения газа в условиях линейного промысла обусловлен постепенным понижением его давления и температуры, в следствии чего пары воды конденсируются и скапливаются. В результате низких показателей температур и высоких давлений пласта происходит нарушение режимов эксплуатации с дальнейшими уменьшением и даже полным перекрытием проходного сечения как самой ГДС, так и линейных сооружений промысла. В отдельных случаях возможна частичная закупорка зоны ПЗП образованиями гидратов, также может происходить нарушение работы систем КИП. Итогом становится частичное либо полное прекращение подачи газа. Однако необходим процесс контроля температурного режима рабочей скважины и в случае с высокой температурой пласта, так как в данном случае в результате

теплопередачи от пласта к обсадным трубам и усиленным статическим нагрузкам под собственным не стоит исключать возможность образования гофр с последующим разрывом труб.

Процесс борьбы с гидратообразованиями имеет две важные функции, это первоначально предупреждение их образования, а в случае, если уже образованы, то ликвидация. Соответственно для процесса предотвращения необходимо создать условия, в которых будет установлен режим безгидраной РЭС. Фактически это выражено двумя неравенствами [31]:

$$p \leq p_p; t \geq t_p \quad (31)$$

где p_p , t_p – это равновесные значения термобарических условий гидратообразований.

Следует учесть, что эти значения определяют экспериментально, для ПЗП берутся условия на забое скважины, а для ствола скважины принимают значения данных величин на устье.

Температуру в стволе работающей ГДС, при исключении наличия многолетперзлых пород, определяют по формуле [32]:

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L - x) - \Delta T^{-\alpha(L-x)} + \left(\Gamma - D_i \frac{P_3 - P_y}{L} - \frac{A}{C_p} \right) \frac{1 - e^{-\alpha(L-x)}}{\alpha}, \quad (32)$$

где T_x – значение температуры на интересующей глубине;

Γ – геотермический коэффициент участка от L до x ;

L – глубина скважины от устья до середины перфорационных отверстий;

ΔT – падение температуры газа ПЗП в результате эффекта Джоуля-Томпсона;

P_3, P_y – давление на забое и устье соответственно;

D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона;

A – термический эквивалент работы = $\frac{1}{102} \frac{\text{кДж}}{\text{кг*м}}$;

C_p – теплоемкость газа;

α – поправочный коэффициент.

При чем значение изменения (падения) температуры газа ПЗП находится по формуле [32]:

$$\Delta T = T_{\text{пл}} - T_3 = D_i(P_{\text{пл}} - P_3) \frac{\lg\left(1 + \frac{G C_p t}{\pi h C_{\text{п}} r_c^2}\right)}{\lg\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (33)$$

Где G – массовый расход газа;

t – время работы скважины с начала эксплуатации;

h – мощность пласта;

Значение поправочного коэффициент α определяют по формуле [32]:

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_{\text{п}}}{G C_p f(t)}, \quad (34)$$

где $\lambda_{\text{п}}$ – теплопроводность ГП;

C_p – теплоемкость газа;

$f(t)$ – функция времени, безразмерная величина.

Теплоемкость газа определяют по формуле [32]:

$$C_p = \frac{RT^2}{P} \left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p, \quad (35)$$

Безразмерную функцию времени находят по формуле [32]:

$$f(t) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_{\text{п}} t}{C_{\text{п}} r_c^2}}\right), \quad (36)$$

Коэффициент Джоуля-Томсона характеризует изменение температуры с расширением газа, которое происходит при полном отсутствии передачи тепла (работы), определяется по номограмме (рисунок 17) либо по формуле [32]:

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_p = \frac{T\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p - V}{C_p}, \quad (37)$$

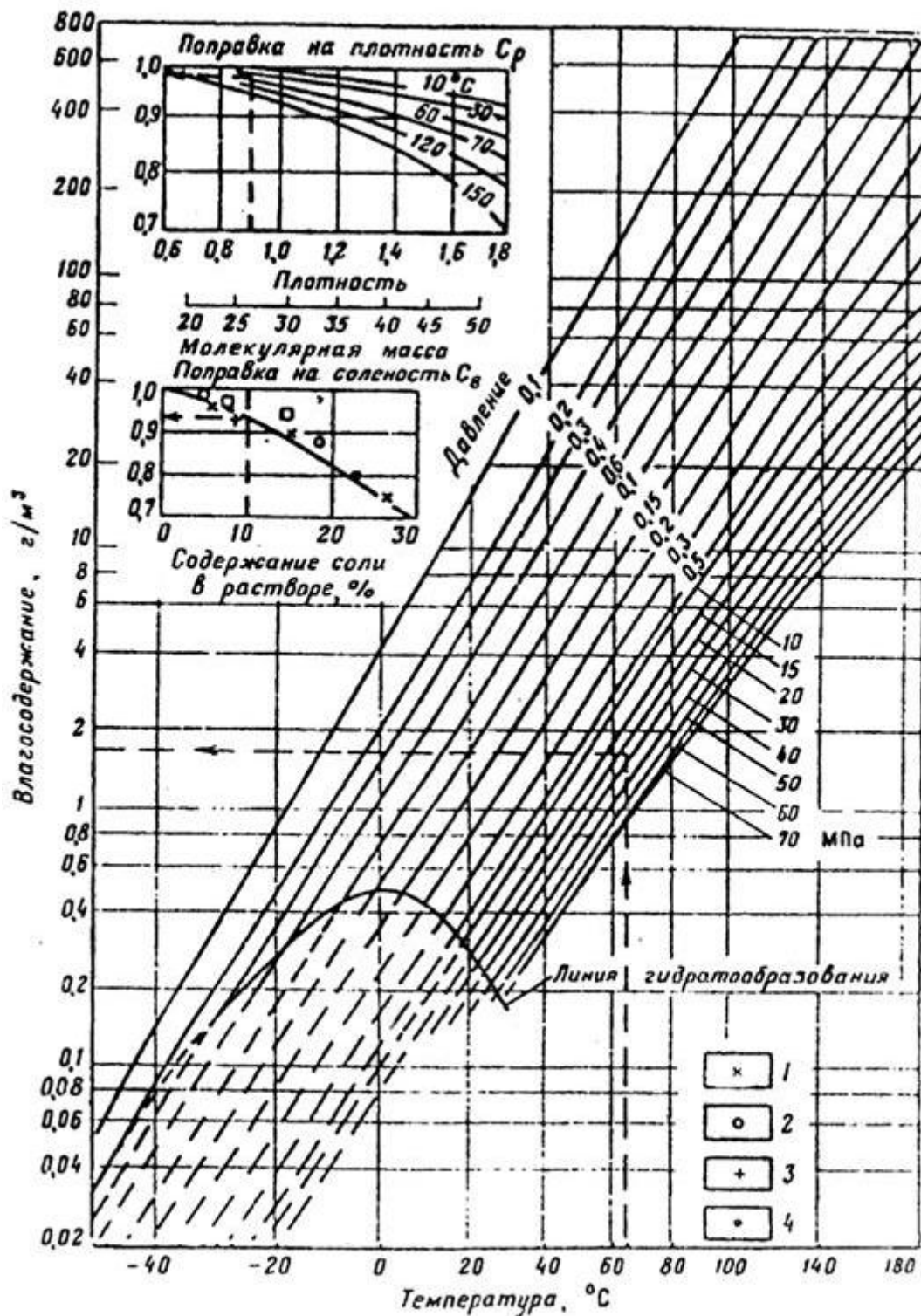


Рисунок 17 – Номограмма гидратообразований природного газа [32]

Помимо приведенной выше формулы (32), изменение температуры потока газа по длине ствола газодобывающей скважины, а также на ее устье возможно определить с использованием глубинных термометров. Анализируя зависимость температуры газа по стволу скважины от показателей дебита (рисунок 18), стоит отметить, что тепловой режим в процессе ее эксплуатации

изменяется: с увеличением дебита повышается температура по стволу скважины и наоборот, с уменьшением дебита – уменьшается температура.

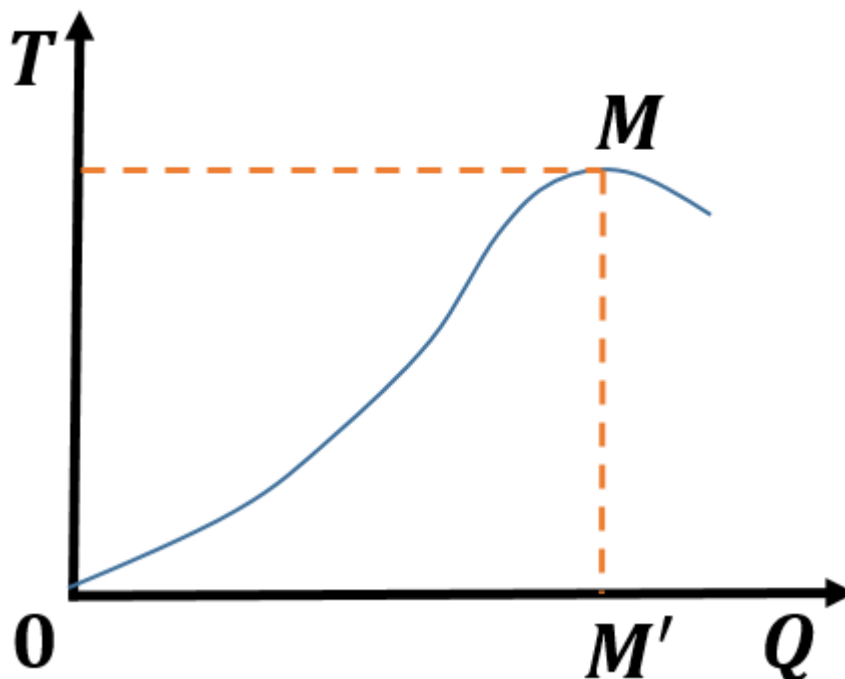


Рисунок 18 – Зависимость изменения температуры по стволу скважины от дебита

Исходя из этого, в процессе регулирования показателей дебитов ГДС, можно регулировать (изменять) температуру образования гидратов. Также температура гидратообразований в стволе скважины при установившемся расходе зависит от диаметра лифтовой колонны. В соответствии с этим, безгидратный режим работы скважины существует при условии больших оптимальных дебитов и с увеличением диаметра НКТ. При выборе безгидратного режима работы газодобывающей скважины следует учитывать влияние на температуру газа процессы изменения диаметра НКТ и дебита.

Следовательно, существует такое значение дебита (в точке M'), при котором температура газа на устье максимальна (в точке M , рисунок 18), а дальнейшее повышение дебита приводит к понижению температуры. Это объясняется тем, что при наличии больших значений дебитов газа происходит увеличение потерь давления, в результате следует понижение температуры за

счет эффекта Джоуля-Томпсона, которое преобладает над повышением из-за высоких скоростей газового потока.

Наиболее легкодоступным технологическим способом обеспечения безгидратного РЭС будет процесс поддержания температуры на устье в диапазоне от 25 до 30 °С, в данном случае при любом давлении < 50 МПа гидраты в стволе скважины не образуются. Тем не менее точное место выпадение гидратов зависит от множества разных факторов, наиболее предсказуемыми являются места, которые определяют по графику диаграмм гетерогенного состояния газов (рисунок 16) [32].

В случаях, где безгидратный режим задать не представляется возможным, к примеру, по геолого-технологическим причинам, либо же в случае расположения скважин в районах вечной мерзлоты, активно применяют ингибиторы гидратообразования, который способствует снижению температуры гидратообразования для газов. Наиболее распространенными из которых являются:

- Метанол (метиловый спирт);
- Хлористый кальций;
- Гликоли (ЭГ, ДЭГ, ТЭГ).

Механизм действия ингибиторов заключается в процессе снижения температуры гидратообразований за счет снижения давления паров воды. Метанол стал лидером данной тройки и получил большую эффективность применения именно для предотвращения и ликвидации гидратообразований в скважине, по сравнению с другими, в отношении стоимости и объемного расхода. Однако значимым недостатком является его токсичность для людей [33].

В скважину подача ингибитора осуществляется вводом его на забой через затрубное пространство, реже известны случаи с инверсивной подачей, то есть через лифтовую колонну и забором газа через затрубное пространство. Обычно подобный способ эксплуатации применяют в случаях обводнения скважины,

когда внутрь лифтовой колонны спускают трубы меньшего диаметра, образуется так называемый малый затруб и происходит одновременный забор воды через меньший диаметр труб НКТ, через больший подается ингибитор, а через затрубное пространство осуществляют добычу газа. Для подачи ингибитора применяют специальные установки (БДРХ), оборудованные на кусте газодобывающих скважин и централизованную подачу ингибитора. В случае индивидуальной подачи ингибитора в отдельную скважину используют установленные на устье ингибиторный бачок, насос для закачки и регулируемый вентиль либо автоматика для непрерывной/периодической подачи.

В добавок, в районах вечной мерзлоты используют:

- Забойные нагреватели – повышают температуру газа на входе, в сумме с контролем приемлемых значений дебита достигается наибольший эффект, предотвращающий образование и способствующий разложению уже образовавшихся гидратов;
- Греющий кабель – устройство, способствующее спуска в скважину при помощи крепления к лифтовым трубам, в процессе нагревания в результате теплообмена со средой повышает температуру как внутри лифтовых труб, так и в затрубном пространстве, что, в свою очередь, способствует предотвращению гидратообразований;
- Термокейсы – обсадные трубы, конструктивно состоящие из двух труб, пространство между которыми заполнено специальным теплоизолирующим материалом, способствующего ослаблению теплообмена между ММП и потоком газа внутри скважины, тем самым препятствует понижению температуры ПГ и, как следствие, образованию гидратов;
- Трубное гидрофобное покрытие – препятствует осаждению уже склеившихся молекул на стенках труб внутри скважины, в результате чего все склеившиеся частицы капельной жидкости и ПГ выносятся с потоком на устье и не происходит налипания образований гидратов в стволе скважины.

1.3.4 Влияние углекислого и сероводородного газов

Оборудования месторождений, у которых газовая составляющая содержит повышенное количество примесей сероводорода и углекислого газа в составе ПГ, подвержены процессу интенсивного изнашивания, то есть коррозии в большей степени. Дополнительное влияние на процесс коррозии оказывает влияние термобарических условий, скорости потока, повышенной минерализации вод. Коррозионная деструкция происходит за счет процесса ОВР, происходящего на поверхности металла. Поскольку сам процесс коррозии по своей природе является неотъемлемой частью эксплуатационного периода оборудования, следовательно, должны быть подобраны такие условия, при которых процент ее роста будет являться допустимым [34].

Но по той причине, что часть коррозионных факторов не всегда поддается контролю и регулированию, в процессе эксплуатации ГДС необходимо применение:

- Антикоррозионных ингибиторов,
- Бактерицидов,
- Полимерных материалов,
- Оборудования в антикоррозионном исполнении (на примере ФА, см. таблицу 6).

Также установлении приемлемых термобарических значений и скорости потока; выбора правильной конструкции скважины. Для контроля интенсивности коррозии производят отбор проб ПГ для лабораторного анализа, чтобы выявить концентрацию ионов железа в смеси.

Интенсивность коррозии под влиянием CO_2 в сумме зависит от двух факторов: парциального давления этого газа (CO_2) и температуры среды (рисунок 19) [35].

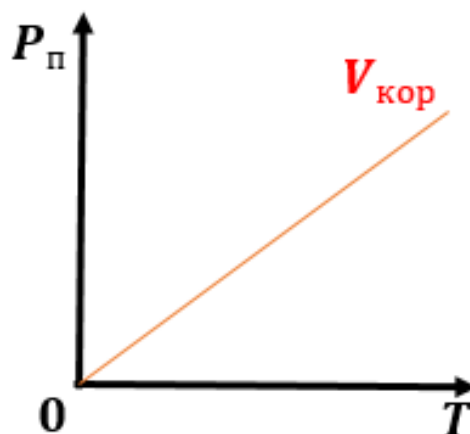


Рисунок 19 – Влияние на интенсивность углекислой коррозии

На данном графике видно, что с увеличением парциального давления и температуры среды растет скорость углекислой коррозии.

Следовательно, для уменьшения коррозии в эксплуатационном оборудовании (лифтовые трубы, ФА и ее элементах, шлейфах) необходимо понижение скорости движения ПГ. В лифтовых трубах это достижимо при использовании уплотнительных колец между торцами труб. Благодаря данному мероприятию скорость коррозии значительно замедляется ~ в 2 раза. Есть такой диапазон парциальных давлений CO_2 , при которых [35]:

- Коррозия не наблюдается ($< 0,5 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$);
- Коррозия возможна, зависит от температуры среды (от 0,5 до $2 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$);
- Коррозия развивается интенсивно ($> 2 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$).

Однако, с годами разработки месторождений, парциальное давление углекислого газа постепенно снижается. В этом случае даже при практически постоянных значениях температуры и скорости потока ПГ скорость развития коррозии снижается (рисунок 20) [36].

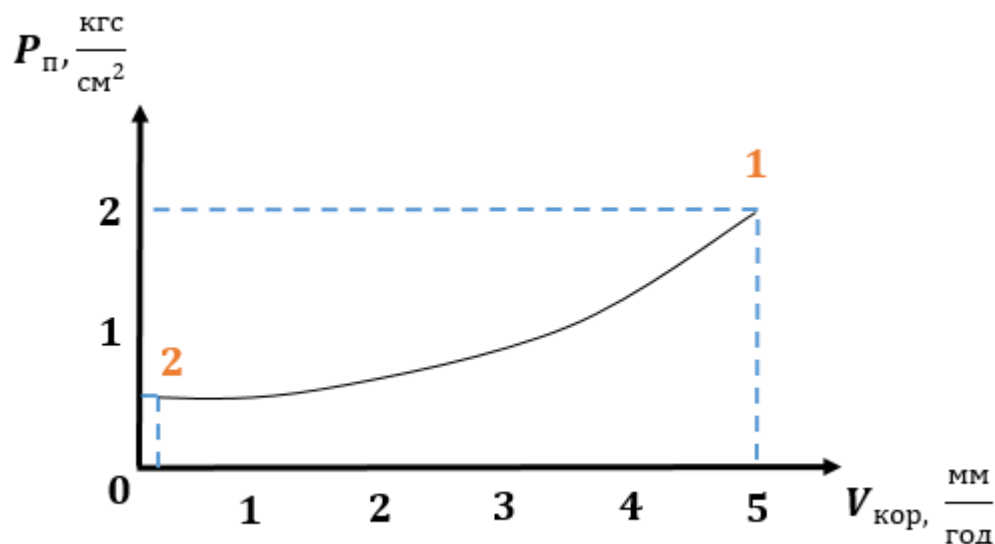


Рисунок 20 – Влияние изменения парциального давления на скорость коррозии

На графике заметно, что при снижении парциального давления в 3 раза, скорость интенсивности коррозии замедляется ~ в 50 раз (с 5 до 0,1 $\frac{мм}{год}$), то есть из группы сверхвысокой, коррозия переходит в слабую, что значительно продлевает срок эксплуатации оборудования.

Сероводород – газ в составе ПГ, оказывающий наибольшее агрессивное влияние в сравнении с углекислым. Характерной чертой деятельности коррозии это компонента является растрескивание металла, следовательно, многие марки стальных сплавов металлов при наличии статического, реже динамического напряжений подвергаются скорейшему разрушению. А при взаимодействии с водой, сероводород на поверхности металла, в результате химической реакции, образует сульфид железа ($FeSO_4$) и атомарного водорода, некоторая часть которого проникает в состав металла и приводит к тому, что металл становится более хрупким и менее прочим. Откладываясь на поверхности лифтовых труб в виде черного осадка, сульфиды железа, играющие роль катода, образуют с металлом гальваническую пару. Присутствие разности потенциалов приводит к образованию глубоких повреждений. Даже в случае, когда увеличивается

прочность металла на нагрузки (разрыв/текучесть), опасность сульфидного растрескивания не уменьшается, а наоборот, возрастает [37].

Как и в предыдущем случае с углекислым газом, рост парциального давления сероводорода в ПГ приводит к прогрессирующей коррозии уже при давлении свыше $15 \cdot 10^{-4} \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$.

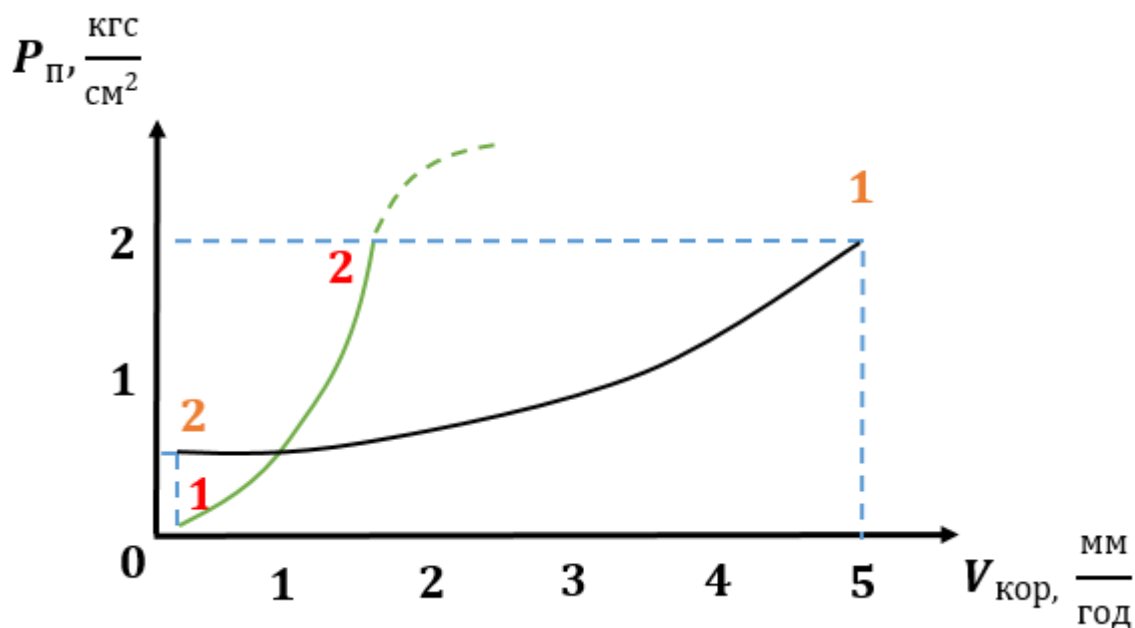


Рисунок 21 – Интенсивность развития коррозии от парциального давления для H₂S в сравнении с CO₂

Из графика видно, что скорость развития интенсивности коррозии под влиянием сероводорода по сравнению с углекислым газом значительно больше. Также стоит отметить, что сероводород обладает высоким значением растворимости в воде (до $3 \frac{\text{г}}{\text{л}}$ при 30 °С), а при парциальном давлении $> 0,5 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ является сильной кислотой.

Со временем разработки месторождения происходит увеличение количества содержания сероводорода в ПГ в следствии чего увеличивается интенсивность коррозии [38].

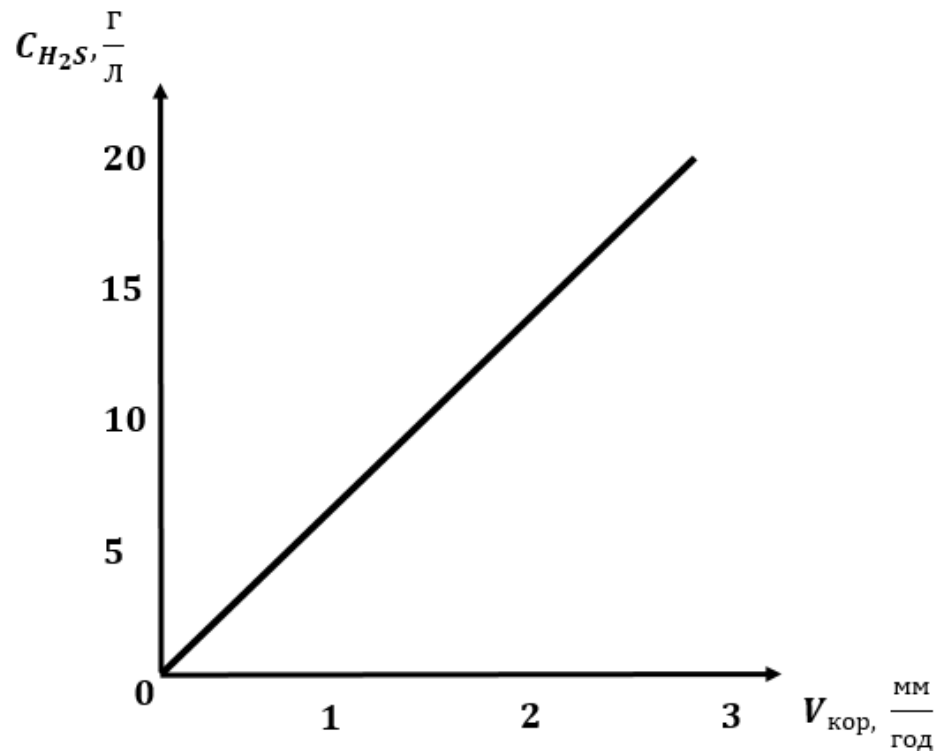


Рисунок 22 – Влияние концентрации на увеличение скорости коррозии

По рисунку 22 заметно, что с увеличением концентрации \sim в 20 раз, скорость увеличения коррозии возрастает в 3 раза.

Однако, будучи инициатором активного роста коррозии, сероводород может быть и фактором, способствующим замедлению ее развития. Главную роль здесь оказывает концентрация, а вернее ее отношение между сероводородом и углекислым газом. Так, в случае, когда отношение их концентраций будет равна 1:1000 ($H_2S:CO_2$), сероводород способствуют снижению интенсивности развития коррозии, образуя карбонат железа ($FeCO_3$) [39].

Следовательно, в случае увеличения концентрации сероводорода по отношению к углекислому газу произойдет резкое увеличение интенсивности коррозии в виду того, что образованный карбонат железа будет разрыхляться. Тем не менее, с последующим ростом концентрации и достижении определенного значения, выпавший осадок сульфида железа будет являться ингибитором коррозии, только уже для углекислой коррозии. Так известны случаи, когда, при наличии в ПГ сероводорода, скорость коррозии в среднем 1,5

$\frac{\text{мм}}{\text{год}}$, а уже в присутствии кислорода в среде скорость возрастает до $8 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$. Однако наибольшую опасность коррозионных сред с наличием сероводорода оказывает не скорость возрастания интенсивности коррозии, а охрупчивание и растрескивание металла в ходе ее наводораживания.

При выборе метода борьбы с коррозией, следует учитывать наличие в ПГ разного рода химических реагентов, способствующих интенсификации притока; а также других ингибиторов, препятствующих гидрато- и солеотложениям.

Необходимо учесть факт того, что в зависимости от направления их действия на реагент, вызывающий коррозию металла, ингибиторы подразделяют [40]:

- Ингибиторы углекислотной коррозии;
- Ингибиторы сероводородной коррозии;
- Ингибиторы кислородной коррозии;
- Ингибиторы комплексные.

Способы защиты подразделяют на:

- Непрерывный ввод ингибитора в ГДС;
- Периодическая обработка ГДС концентрированным раствором ингибитора;
- Прямая закачка ингибитора в пласт;
- Обратная закачка ингибитора в затрубное пространство ГДС, оборудованной пакерными установками.

Подача ингибитора осуществляется с использованием автоматического либо ручного вводов в ГДС по времени или в зависимости от дебита скважины.

Так, на примере месторождений с повышенным количеством содержания углекислого газа и сероводорода применяют установку пакера на забое ГДС в затрубном пространстве (рисунок 23).



Рисунок 23 – Применение пакерной установки на забое ГДС

Пакер изолирует кольцевое пространство, в котором находится ингибитор коррозии, предотвращающей ее образованию на внутренней поверхности обсадных колонн, внешней поверхности лифтовых труб. Подобный процесс предотвращения коррозионного развития позволяет избежать сульфидного растрескивания и растяжения НКТ. Ингибирование таких скважин производится либо прямой закачкой непосредственно в пласт, либо доставкой ингибитора на забой в желонке.

Для ГДС, не оборудованных пакерными установками, ингибирование осуществляется при непрерывной закачке с использованием насоса дозирования. Сначала закачивают ударную дозу ингибитора, далее переходят на непрерывный процесс обработки при меньших дозировках.

Также, актуальным для ГДС остается процесс смежного применения допустимых концентраций ингибиторов гидротообразований и антикоррозионных ингибиторов.

1.4 Современный и отечественный опыт эксплуатации

Извлечение ПГ из пласта происходит практически без применения заводнения (законтурного/внутриконтурного) в процессе эксплуатации ГДС.

Это обуславливает отсутствие необходимости применения искусственных систем ППД. Также в процессе добычи ПГ, благодаря своим физическим свойствам, подступает к забоям ГДС с любых, даже самых труднодоступных участков пласта-коллектора, что позволяет располагать забой преимущественно в самых удобных местах при вскрытии залежи. Это позволяет разрабатывать газовые залежи значительно меньшим количеством эксплуатационных скважин [41].

Залежи ПГ ГМ и ГКМ располагаются в широком диапазоне глубин: от 250 метров до 10 километров. Следовательно, для максимального извлечения ПГ и минимизации его потерь в результате подземных прорывов газа необходима правильно подобранная конструкция скважины. Безусловно, при эксплуатации газовые скважины в течении длительного времени подвержены агрессивным колеблющимся термобарическим условиям. Особенно скважины, вскрывающие зоны АВПД (давление в таких ГДС доходит до 110 МПа и более, а температура ~ 520 К). В виду этого, для добычи газа может быть затрачено до 80% капитальных вложений.

В дополнение к вышесказанному следует добавить, что долговечность ее работы, а также стоимость строительства во многом зависит от их конструкции. На особенности конструкции ГДС оказывают значительное влияние:

- Геологические условия строения и залегания залежи;
- Физические свойства пласта и пластового флюида;
- Технологических условий и режима эксплуатации скважин;
- Экономической целесообразности.

На рисунке 24 продемонстрирована типовая конструкция ГДС с вертикальным стволом. В силу того, что физические свойства газа (плотность, вязкость) ~ на 3 порядка ниже плотности жидкостей, а скорость потока ПГ в стволе скважины в среднем в 10-25 раз быстрее скорости потока жидкости, к условиям герметичности и прочности газовых скважин должны предъявляться жесткие требования.

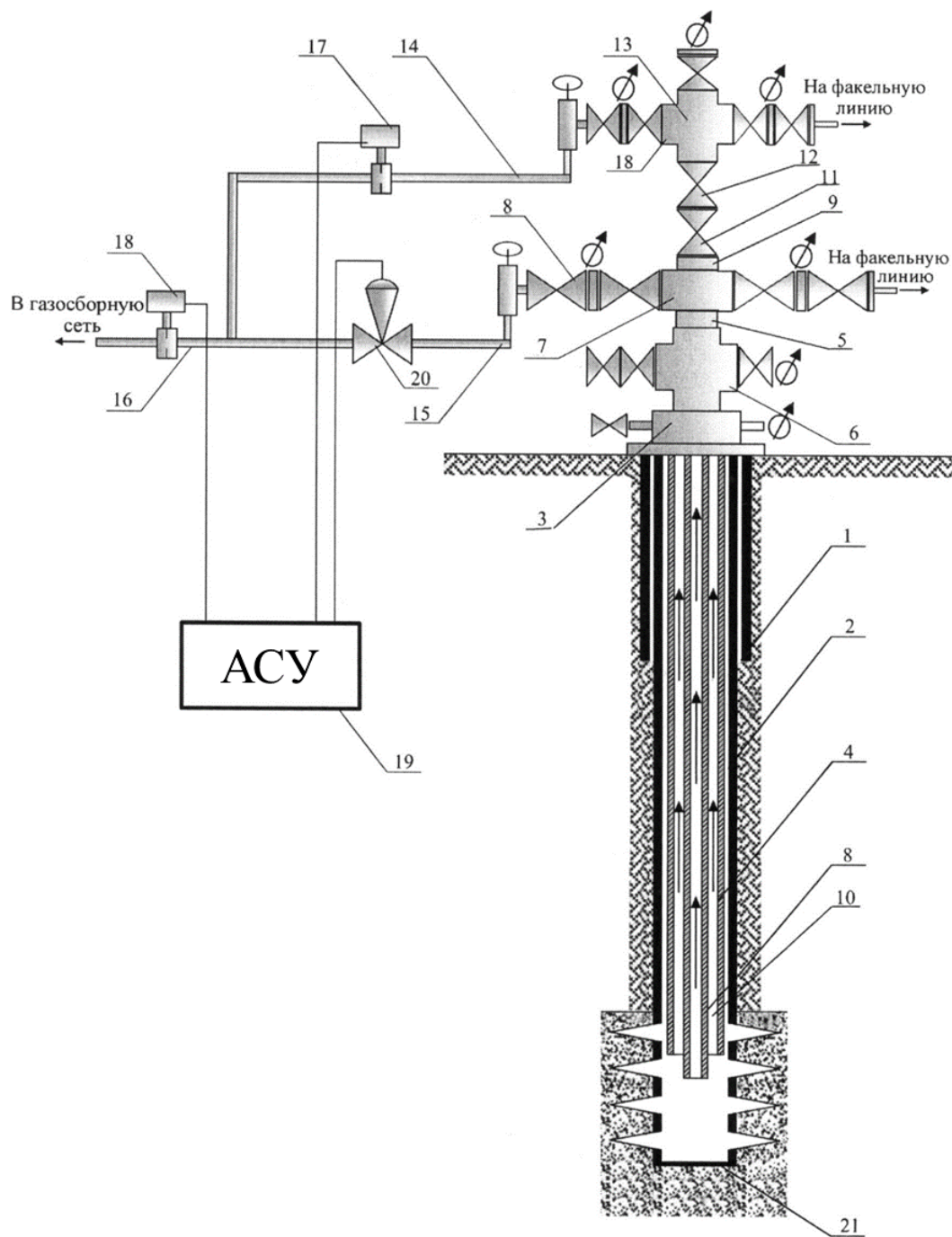


Рисунок 24 – Типовая конструкция газодобывающей скважины: 1 – кондуктор; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – колонная головка; 4 – основная лифтовая колонна; 5 – переводная катушка; 6 – трубная головка; 7 – нижняя крестовина; 8 – НКТ; 9 – переводник; 10 – затрубное пространство; 11 – центральная задвижка; 12 – дублирующая центральная задвижка; 13 – верхняя крестовина; 14, 15, 16 – шлейфовый трубопроводы; 17, 18 – расходомеры; 19 – автоматическая станция управления; 20 – регулирующий клапан; 21 – забой

Для обеспечения большей прочности ствола скважины, возникает необходимость спуска кондуктора на большую глубину, для того, чтобы не происходило разрыва горных пород газом, проникновения ПГ в водоносные горизонты питьевых вод и их загрязнения, и даже прорывов газа на поверхность. При расчете необходимой глубины спуска кондуктора используют формулу [42]:

$$h = L - RT_{cp} \times \ln\left(\frac{P_H}{\rho_{cp}gh}\right) \approx 0,425L, \quad (38)$$

где L – глубина скважины;

R – универсальная газовая постоянная;

T_{cp} – средняя температура на участке от L до h ;

ρ_{cp} – средняя объемная плотность ГП по длине разреза участка h ;

g – ускорение свободного падения;

На рисунке 25 показаны конструкции ГДС месторождений Западной Сибири различной протяженностью и с различными глубинами спуска кондуктора.

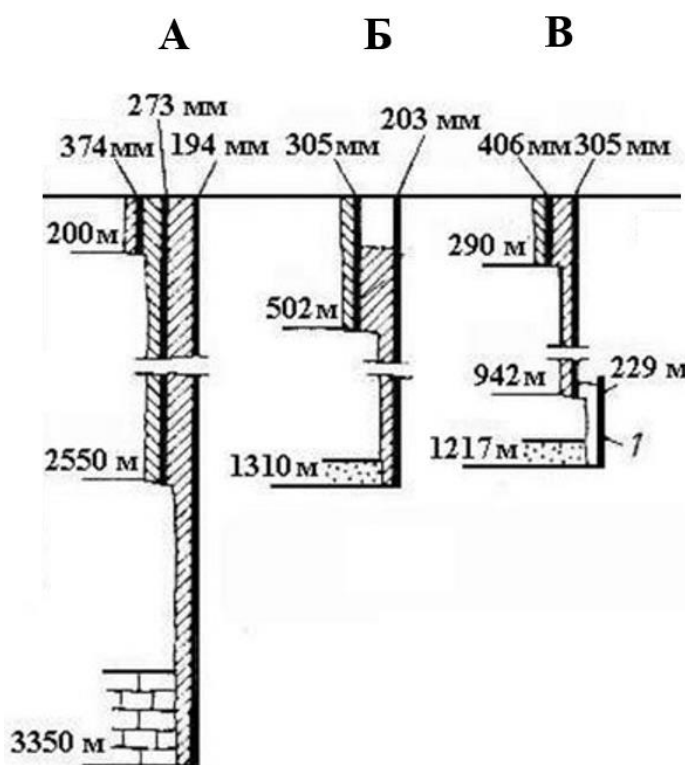


Рисунок 25 – Конструкции газодобывающей скважины месторождений Западной Сибири: А – Вуктыльское НГКМ, Б – Уренгойское ГМ, В – Медвежье ГМ; 1 - хвостовик

Для обеспечения должного уровня герметичности как межтрубного пространства, так и обсадных колонн используют специальные резьбовые соединения с трапецеидальной формой поперечного сечения с уплотнительными кольцами в тефлоновом исполнении, уплотнительной лентой в фторопластовом исполнении, уплотнительными герметизирующими составами, предназначенных для муфтовых соединений типов УС-1 и ГС-1 [43]. А для герметичности заколонного пространства применяют тампонаж с использованием определенных марок цемента, которые обеспечивают газонепроницаемость и цементный камень, предназначенный для высоких уровней стато-динамических нагрузок.

Следовательно, правильно подобранная конструкция ГДС позволяет сокращать межремонтные периоды до минимума, и продлевает срок эксплуатации скважины. Немаловажным моментом при подборе ТРЭС является вид заканчивания, а точнее степень несовершенства. Всего выделяют 4 вида гидродинамических несовершенств скважин (рисунок 26 в последовательности: а, б, в, г) [44]:

- Гидродинамически совершенная;
- Гидродинамически несовершенная по степени вскрытия;
- Гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия;
- Гидродинамически несовершенная по качеству вскрытия.

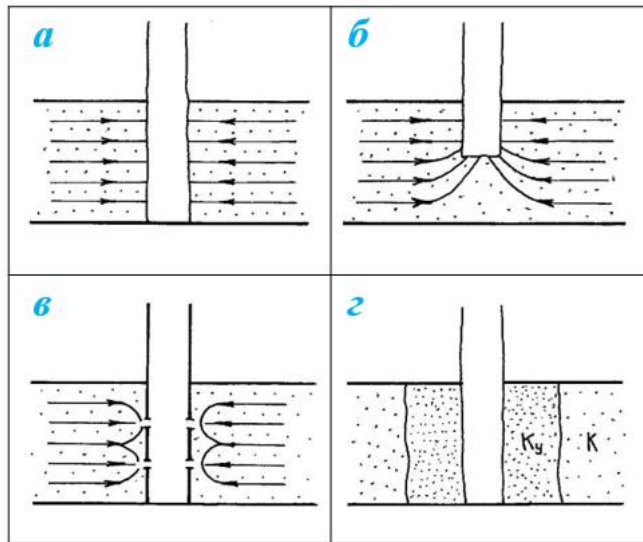


Рисунок 26 – Виды гидродинамических несовершенств

К гидродинамически совершенной скважине газ поступает к открытому забою, то есть отсутствует препятствие на стенках скважин. Однако существуют такие только в теории, и разница между совершенной и реальной скважиной заключается в том, что приток газа в реальную скважину встречает дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗП, которые появляются в результате первичного вскрытия продуктивного пласта бурением и при цементации обсадной эксплуатационной колонны.

Гидродинамически несовершенные скважины по степени вскрытия пласта вскрывают пласт не на всю мощность, оставляя открытый забой. Такие типы заканчивания применяют для ГДС для того, чтобы при ее эксплуатации на максимально допустимых дебитах не образовывалось поднятие линии ГВК, с последующим образованием конусов подтягивания подошвенных вод.

Гидродинамически несовершенные скважины по характеру вскрытия пласта вскрывают пласт на всю мощность, однако процесс связи продуктивного пласта со скважиной осуществляется уже не через открытый забой, а посредством движения ПГ через искусственные перфорационные каналы эксплуатационной колонны. Подобный вид заканчивания ГДС применим в случаях, когда ПЗП сложена слабосцементированными породами, то есть имеется шанс образования песчаных пробок на забое пласта.

Однако, в производственной практике встречается еще один тип гидродинамического несовершенства, смежный – по степени и характеру вскрытия пласта (рисунок 27, пласт А). Данный вид заканчивания ГДС является наиболее распространенным как в Отечественной, так и в мировой практиках. Данный вид применим для нескольких видов предотвращения осложнений:

- Для замедления поднятия линии ГВК, чтобы не было обводнения продукции либо не происходило самозадавливания ГДС;
- Для предотвращения возможности намывания песчаных частиц ПЗП слабосцементированных пород-коллекторов на забое ГДС с последующим пробкообразованием.

К тому же, как показано на рисунке 27, известны случаи с применением смешанного типа вскрытия сразу нескольких эксплуатационных объектов (рисунок 27, пласты А, Б). В данной ситуации в скважина в пласте А имеет несовершенство по степени и характеру вскрытия пласта, что обеспечивает наибольший эксплуатационный период ГДС, при чем кольцевое пространство перекрыто пакером (1), перемещение ПГ происходит по лифтовой колонне. В случае с пластом Б, скважина имеет несовершенство по характеру пласта, что способствует предотвращению попадания частиц ГП, загрязнению кольцевого пространства, выноса частиц МП на устье.

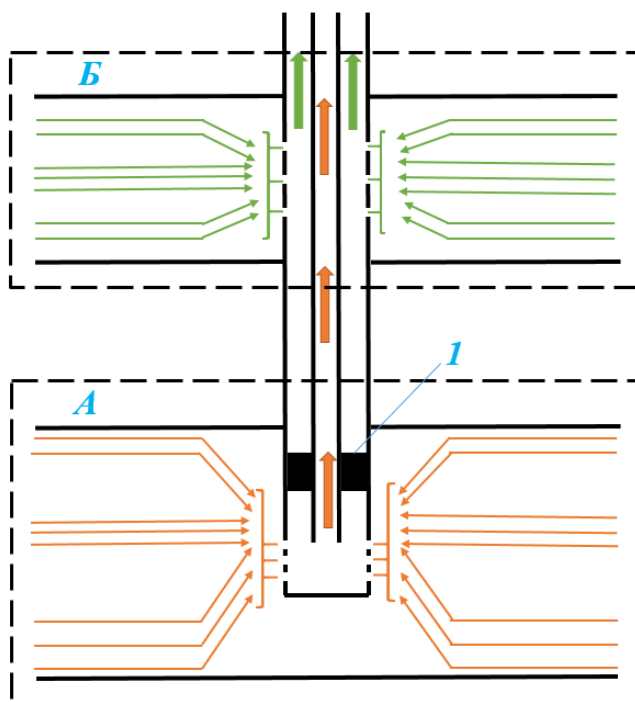


Рисунок 27 – Смешанные виды гидродинамических несовершенств газовых скважин: А – скважина, несовершенная по степени и характеру вскрытия пласта; Б – скважина, несовершенная по характеру вскрытия; 1 – пакер

Характер и степень вскрытия пласта-коллектора имеют немаловажное значение в процессе разработки ГМ и ГКМ, и их эксплуатации, в частности эксплуатации ГДС. Данные виды заканчивания определяют фильтрационные сопротивления продуктивных пластов в около скважинной зоне, которые в конечном итоге оказывают прямое влияние на показатели дебитов скважин. Выбор степени несовершенства и вида заканчивания зависит от того, какими физическими свойствами обладает пласт и сам флюид; какова мощность эксплуатационного объекта, какой технологический режим эксплуатации предполагается конкретной или несколькими ГДС.

Процесс подбора устьевого оборудования является следующим важным этапом при выборе режима работы эксплуатационной газовой скважины. Как уже было сказано ранее, устьевое оборудование предназначено для соединения обсадной колонны, в частности кондуктора и фонтанных труб, а также для

обеспечения герметизации межтрубного пространства и соединению с деталями, позволяющими осуществлять контроль и регулирование необходимого ТРЭС. Важнейшим элементом фонтанной елки является тройник/крестовина (рисунок 24, элемент 7). Так как на данном элементе сборки ФА монтируются основные технические элементы регулирования и контроля: штуцера; приборы для измерения термобарических устьевых условий; установки для ввода ингибиторов гидратообразований, коррозии; а также устьевой клапан-отсекатель. Данный клапан необходимо для возможности автоматического перекрытия подачи ПГ от скважины в случаях образования аварийно-критических значений высокого либо низкого давлений. Наличие двух тройников/крестовин предусмотрено возможностью непрерывной эксплуатации скважины в случае, если один выйдет из строя. Выбор же элемента крепления (тройник/крестовина) зависит от требуемого режима эксплуатации ГДС, а также влияния осложняющих факторов. К примеру, ФА крестового типа используется в случае, когда в потоке ПГ имеются твердые взвеси, которые способствуют абразивному износу оборудования, а также жидких или газообразных агентов коррозии (сероводород, уголекислота, кислоты жирного ряда) при наличии суровых условий давления и температуры. Это объясняется тем, что в случае выхода из строя тройниковой ФА, процесс замены крестовика будет значительно проще, нежели в случае с крестовиком, для замены которого необходимо будет останавливать скважину путем перекрытия центральной задвижки. Однако, АФТ не совсем удобна в обслуживании в виду того, что имеет большую высоту возвышенности от уровня земной поверхности (до 5 м.). ФА с крестовым соединительным узлом является более компактной. АФК по ГОСТ 13846-89 рекомендуется применять в зонах АВПД. Основываясь на данный гост, для фонтанных елок применяются 6 схем (рисунок 28).

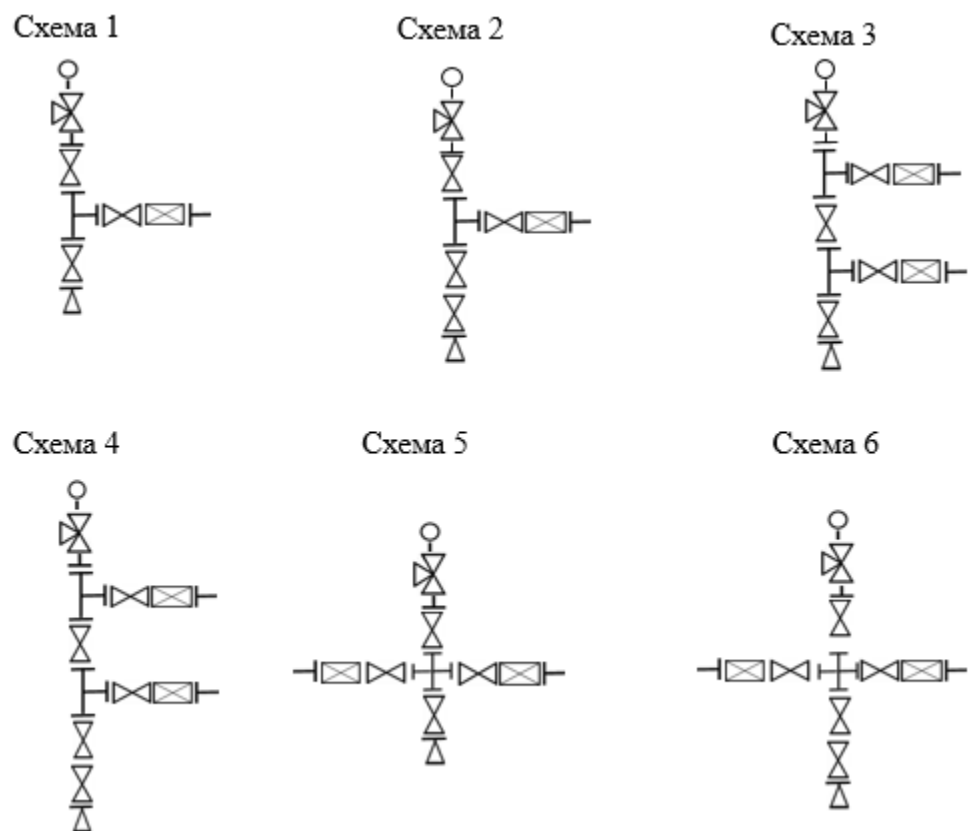


Рисунок 28 – Типовые схемы сборок фонтанных елок по ГОСТ 13846-89

При необходимости осуществления различных ТРЭС, а также обслуживания и ремонта, ГОСТ 13846-89 позволяют любую из представленных схем видоизменять. Таким образом, стоит отметить, что идеальной схемы ГДС, подходящей под любой ТРЭС и любые осложненные условия не существует. Поэтому помимо ориентации на параметры давления рабочей среды и объемов добычи, необходимо учитывать безопасность рабочего персонала, стоимость обустройства и обслуживания ГДС.

2 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ КАЗАНСКОГО НЕФТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В процессе разработки и эксплуатации месторождений УВС, все объекты добычи, в их числе и ГД, работают на определенных технологических режимах эксплуатации. Понятие ТРЭС подразумевает собой условия контроля и регулирования необходимых значений дебита, давлений, температур, с целью обеспечения безаварийного режима эксплуатации подземного и наземного оборудования скважин, а также обеспечение правил промышленной безопасности, охраны недр, окружающей среды. Одни режимы выражаются математической моделью в виде формул и зависимостей, другие на принципах ограничения/увеличения производительности скважин, забойного давления, депрессии. Выбор конкретного зависит от геолого-эксплуатационных характеристик месторождения, а также от состава и физических свойств пластового флюида.

Традиционно, в среднем 1 раз в 3 – 4 месяца для каждой ГДС выставляют новый технологический режим ее эксплуатации, который включает в себя ряд параметров таких как: дебит скважины, пластовое и забойное давления, депрессия на пласт, затрубное (кольцевое) давление, температуру на устье, дебит воды. Всего таких параметров чуть больше 20, включая конструкцию скважины и вид заканчивания. Изменение режима эксплуатации сказывается на изменении количества скважин и на показателе общего отбора газа. На практике применяют 6 основным ТРЭС:

- Режим постоянно-допустимого градиента давления на стенке скважины, применимый для слабосцементированных пород ПЗП, выражается равенством:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial R}\right)_{R=R_C} = const = gradP_{доп} \quad (39)$$

- Режим максимально-допустимой постоянной депрессии на забое ГДС (формула 30), применим для слабосцементированных и неустойчивых

пород пласта-коллектора; дебит газа в процессе разработки постепенно понижается из-за снижения сил пластовой энергии;

- Режим постоянного оптимального дебита ГДС, применим для скважин, которые вскрывают устойчивые ГП, при этом режиме должно постоянно повышаться значение депрессии на пласт, из-за того, что понижается энергия пласта; однако при достижении момента начала интенсивности разрушения ПЗП, необходимо перейти на режим максимально-допустимой депрессии;

- Режим постоянного забойного давления, применим в основном для ГКМ, суть данного режима заключается в поддержании условия:

$$P_{\text{заб}} = \text{const} \geq P_{\text{конд}}, \quad (40)$$

то есть, давление на забое ГДС должно быть постоянно больше либо равно значения давления начала конденсации для возможности максимального извлечения конденсата на поверхность в составе ПГ;

- Режим постоянного устьевого давления, применяется для увеличения периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения, однако в конечном итоге происходит падение показателей дебита и депрессии ниже допустимых;

- Режим максимально предельного безводного дебита ГДС, применяется в тех случаях, когда есть риск образования обводнения скважинной продукции, образования конус подтягивания подошвенных вод.

При всех вышеперечисленных режимах работы ГДС, основные показатели являются функцией от времени, то есть претерпевают некоторые изменения с течением времени. В связи с этим технологические режимы эксплуатации могут менять на разных стадиях разработки месторождений.

2.1 Анализ геолого-промысловых показателей Казанского нефти газоконденсатного месторождения

На Казанском месторождении они содержат основные запасы газа и конденсата, мощность свиты не превышает 1300 м. Внутри свиты отложения,

вмещающие пласты ТП₂₆-ТП₂₁, несогласно перекрываются нейтинской толщей. Сложена нейтинская толща глинами в разной степени алевроитистыми с пластами тонкозернистого песчаника, а в основании отмечены прослои конгломератов. Породы, залегающие над нейтинской толщей, до кровли танопчинской свиты, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Продуктивными являются песчаные пласты ТП₁₄ – ТП₁, газоносными ТП₁₄ – ТП₁₁.

Пласт ТП₁₁ развит по всей площади месторождения. Пластовое давление составляет 18,10 МПа, пластовая температура – 61,3 °С.

Пласт ТП₁₂ характеризуется фациальной неоднородностью. В пласте выделена одна газоконденсатная залежь. Пластовое давление принято равным 19,60 МПа, пластовая температура – 63,2 °С.

Разрез пласта ТП₁₃ представлен однородным типом строения. В пласте выделено 2 залежи. Предполагается, что залежь 1 является газоконденсатной. Пластовое давление составляет 20,2 МПа, пластовая температура – 65,2 °С. Залежь 2 имеет идентичные термобарические условия залегания.

Пласт ТП₁₄ имеет хорошо выдержанную общую толщину. Пластовое давление составляет 20,27 МПа, пластовая температура – 66,5 °С.

Средние абсолютные отметки залегания кровли пластов ТП₁₁ – ТП₁₄ составляет от -1685 до -1873 метров, принятая отметка ГВК для пласта ТП₁₄ была принята в -1926 метров. Представим данные термобарических условий залегания пластов в виде графика (рисунок 29).

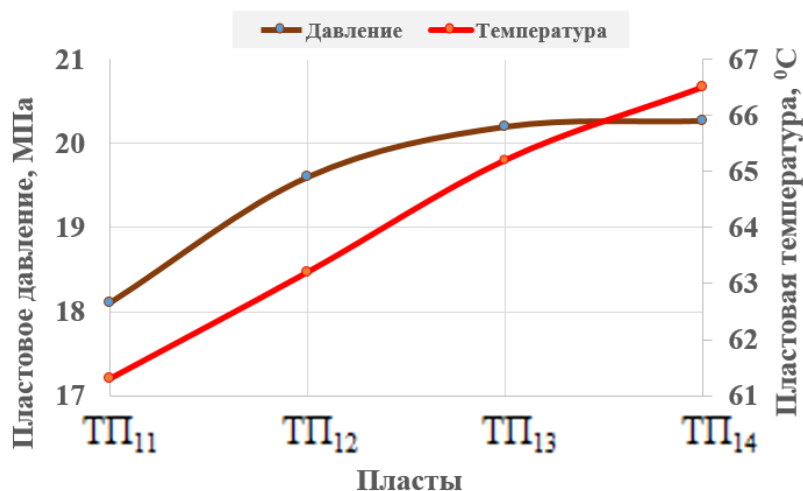


Рисунок 29 – Термобарические значения пластов танопчинской свиты

Из данного графика очевидно, что с увеличением глубины залегания пластов растут показатели пластовых давлений и температур. Значения давлений являются оптимальными для данных этажей залегания.

В пределах Казанского месторождения проведен комплекс ГДИС на 50 скважинах. Испытания танопчинской свиты (пластов ТП₁₁ – ТП₁₄) проводились в скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами, устье которых обвязывалось АФТ-65/50-35 и АФК6-80/50-70, опрессовывалось водой на давление 44 МПа и было признано герметичным. Спуск лифтовых труб, диаметрами 60 и 73 мм, производился до середины интервала перфорации пласта, реже на 5-15 метров выше кровли. Исследования скважин производились на 6 режимах, на основе полученных данных, охарактеризована продуктивная характеристика скважин, оценены их абсолютно свободные дебиты и фильтрационные коэффициенты (А и В) (таблица 9). Данные мероприятия позволили выбрать проектные дебиты эксплуатационных скважин.

Пласт ТП₁₁ опробован в 11 скважинах. Максимальные дебиты газа, полученные в процессе исследований на стационарных режимах, достигали 168 тыс. м³/сут (скв. № 69) – 581 тыс. м³/сут (скв. № 3), при этом депрессии на пласт составляли 8,0 МПа (скв. № 3) – 11,7 МПа (скв. № 69). Абсолютно свободные дебиты газа оцениваются в интервале 199 тыс. м³/сут (скв. № 69) – 656 тыс. м³/сут (скв. № 3). Удельная продуктивность невысокая, на режиме с максимальным дебитом газа находится в диапазоне 4 тыс. м³/сут/(МПа · м) (скв. № 53) – 13 тыс. м³/сут/(МПа · м) (скв. № 3).

Пласт ТП₁₂ испытан в 4 скважинах, в 2 из них результаты ГДИС признаны некондиционными. В скважине №18 результаты кондиционны, максимальный дебит газа, полученный на стационарных режимах составил 722 тыс. м³/сут при депрессии на пласт равно 7,2 МПа. Абсолютно свободный дебит оценивается в 1026 тыс. м³/сут. Показание удельной продуктивности скважины среднее и составляет 24 тыс. м³/сут/(МПа · м).

Пласта ТП₁₃ испытан в 11 скважинах, по одной из которых (скв. №69) получен низкий приток газа, результаты ГДИС некондиционны. В остальных отмечался процесс максимальные значения дебитов газа, полученных на стационарных режимах ГДИС, достигали 374 тыс. м³/сут (скв. №40) – 769 тыс. м³/сут (скв. №18), при этом депрессии на пласт составляли 2,6 МПа (скв. №73) – 12,3 МПа (скв. №6). Абсолютно-свободные дебиты оцениваются на уровне 673 тыс. м³/сут (скв. №73) – 927 тыс. м³/сут (скв. №18). Удельная продуктивность средняя, на режиме с максимальным дебитом газа находится в диапазоне 6 тыс. м³/сут/(МПа·м) (скв. №40) – 93 тыс. м³/сут/(МПа·м) (скв. №73).

Пласт ТП₁₄ испытан в 7 скважинах. Кондиционными признаны результаты ГДИС по скважине №56, у которой максимальный дебит составил 389 тыс. м³/сут, при депрессии на пласт 7,1 МПа. Абсолютно-свободный дебит оценивается на уровне 642 тыс. м³/сут. Удельная продуктивность высокая, на режиме с максимальным дебитом газа составляет 39 тыс. м³/сут/(МПа·м).

В результате проведенных испытаний следует отметить, что данные пласты требуют более тщательной доразведки и уточнения некоторых параметров для обоснования конкретных значений дебитов добывающих скважин и выбора оптимального ТРЭС. К тому же, в процессе ГДИС по всем 4-м пластам, на отдельных режимах работы скважин отмечались процессы выноса песка и гидратообразований, что, в свою очередь, свидетельствует о слабосцементированности пород-коллекторов ПЗП.

Таблица 9 – Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин

Пласт	№ скв.	Макс. дебит газа, тыс. м ³ /сут	Депрессия на режиме макс. дебита, МПа	Удельная продуктивность на режиме макс. дебита, тыс. м ³ /сут/МПа/м	Абсолютно-свободный дебит, тыс. м ³ /сут	A	B
						ат ² /(тыс. м ³ /сут) ²	
ТП ₁₁	3	581	8,03	12,9	656	3,025	0,003375
	14	453	10,41	8,1	610		
	53	264	8,2	3,8	422		
	69	168	11,74	4,2	199		
ТП ₁₂	18	722	7,17	24	1026		
ТП ₁₃	6	598	12,33	9,3	692		

	18	769	9,63	21	927		
	40	374	4,89	6,4	679		
	73	476	2,57	92,6	673		
ТП ₁₄	56	389	7,06	39,3	642		

В процессе разведочных работ отбирались пробы ПГ для промысловых и лабораторных исследований, охарактеризованность которых представлена в таблице 10 по пластам ТП₁₁ – ТП₁₄.

Таблица 10 – Количество и виды лабораторный и промысловых исследований свободного газа

Пласт	Кол-во исследований	Газ		Кол-во РVT исследований
		Кол-во проб	Кол-во скважин	
ТП ₁₁	3	18	11	-
ТП ₁₂	1	3	2	1
ТП ₁₃	4	10	7	2
ТП ₁₄	1	5	5	-

Технология промысловых исследований заключалась в том, что после комплекса мероприятий по освоению и исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации, скважина отрабатывалась на факел с последующим переключением в работу через сепаратор. Значения давлений и температур на входе в сепаратор регулировались с помощью штуцеров и диафрагм на ДИКТ различного диаметра, как правило использовали 1-2 режима. Основным компонентом ПГ является метан, наряду с которым в составе в меньшей степени находится этан и УВ группы С₃₊. Наряду с насыщенным УВ рядом в составе ПГ присутствует углекислый газ и азот, сероводородный газ отсутствует. В некоторых пробах также было отмечено незначительно количество инертных газов: гелия и аргона. В приложении А приведены свойства ПГ и его компонентный состав. Исследования физико-химических свойств газа провели по 138 отобраным пробам ПГ на основе данных проб газа сепарации, дегазации, дебутанизации.

2.2 Гидравлическая модель скважины

Гидравлическая модель скважины является составной частью гидродинамической модели и позволяет задавать ТРЭС устьевым давлением. Для проектных наклонно-направленных скважин с различными диаметрами

лифтовой колонны в гидродинамических моделях заданы в табличной форме зависимости «забойное давление – устьевое давление – дебит газоконденсатной смеси». Выбор диаметров лифтовой колонны осуществлялся по результатам расчетов движения пластового газа в стволе скважины. При обосновании диаметра лифтовой колонны проектных скважин принималась во внимание необходимость обеспечения скорости потока газа, позволяющей удалять с забоя конденсат, воду и механические примеси на всех этапах разработки, недопущение абразивного износа скважинного оборудования и минимизация потерь давления в стволах скважин. Учитывая сложные геокриологические условия на Казанском КНГКМ для предотвращения растепления около скважинного пространства и повышения надежности эксплуатации скважин в зоне ММП, рекомендуется использование теплоизолированных лифтовых труб. Следует отметить, что промышленное производство теплоизолированных лифтовых труб диаметром более 114 мм в настоящее время не освоено. По результатам расчетов, в частности, для скважин на основной объект разработки ТП₁-ТП₅ с учетом минимизации потерь давления в расчетный период оптимальным является использование лифтовой колонны диаметром 114 мм. На рисунках 30-32 приведены результаты зависимостей параметров работы скважин на объект ТП₁-ТП₅ при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях. Пунктиром показаны условия выноса жидкости с забоев скважин, точками - режимы работы проектных скважин при разных устьевых давлениях, в разные периоды разработки.



Рисунок 30 – Зависимость «забойное давление – дебит газа» при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях (а – 10 МПа, б – 6 МПа, в – 2 МПа)

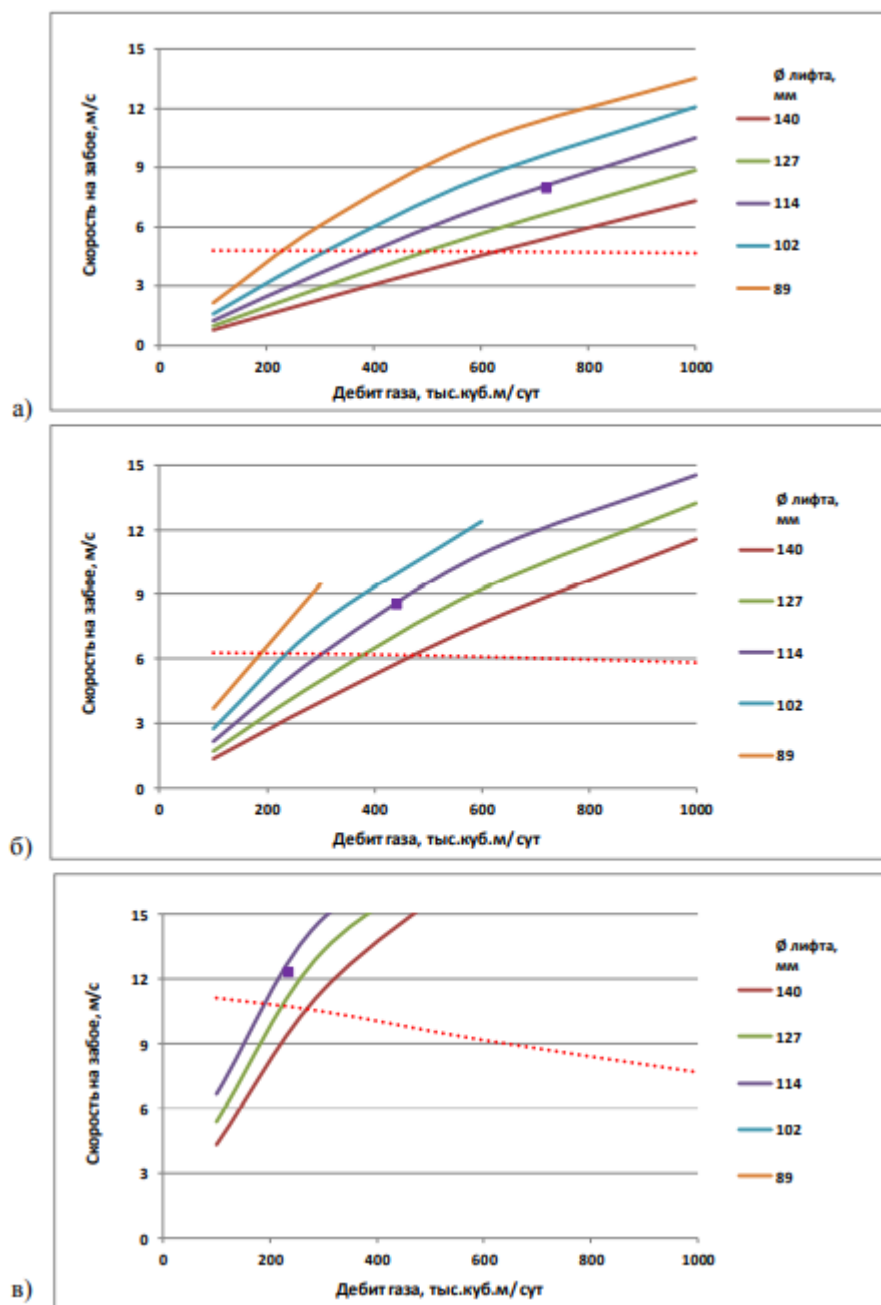


Рисунок 31 – Зависимость «скорость газа на забое – дебит» при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях (а – 10 МПа, б – 6 МПа, в – 2 МПа)

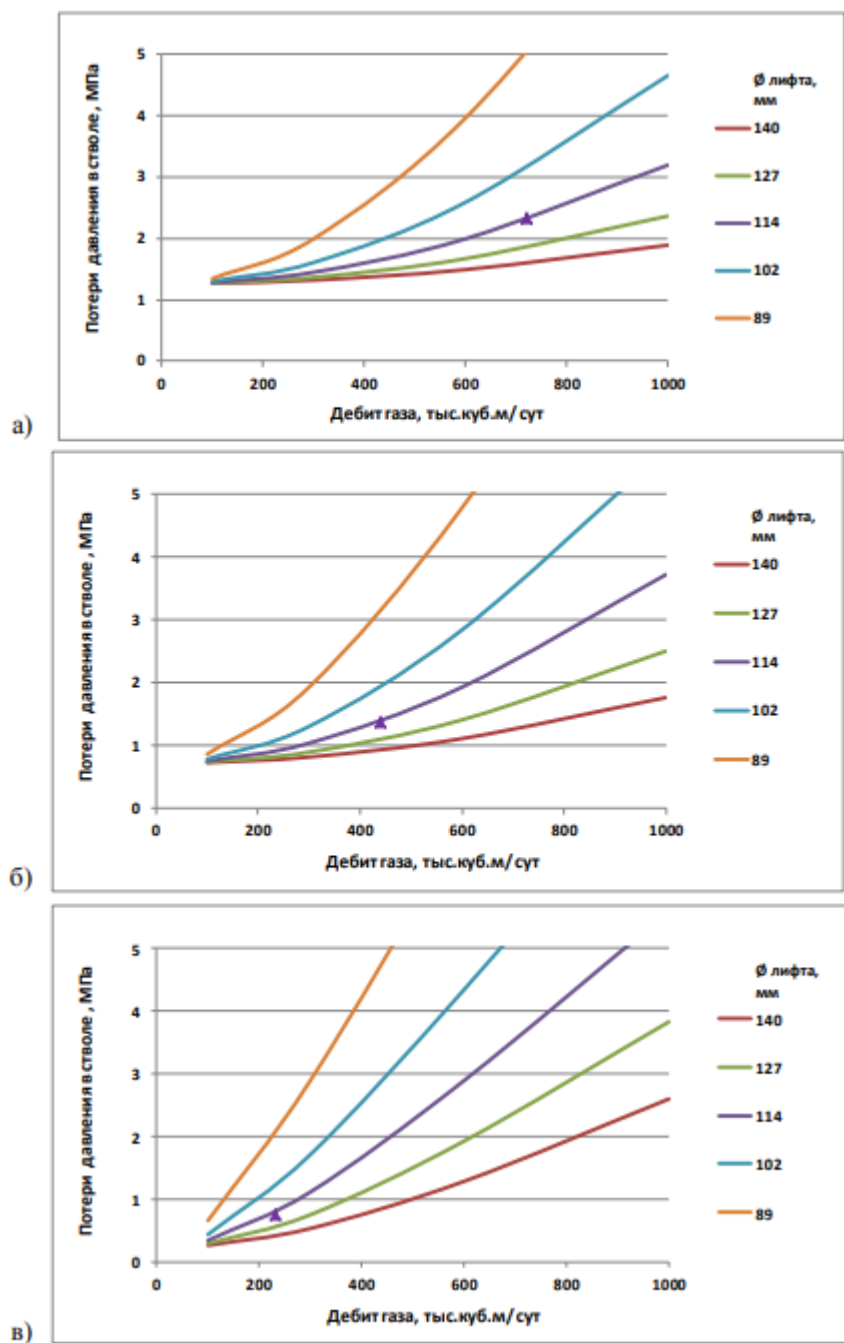


Рисунок 32 – Зависимость «потери давления в стволе – дебит» при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях (а – 10 МПа, б – 6 МПа, в – 2 МПа)

2.3 Эксплуатация скважин на различных рабочих режимах

При выборе режимов эксплуатации Казанского КНГКМ принимались во внимание результаты исследований скважин, представленных ранее, уровни отбора газа и распределение отбора по объектам; числом скважин и их

конструкцией. Оценивались также риски, связанные с геологическими и технологическими факторами. Во всех расчетных вариантах эксплуатации предусматривается кустовое размещение скважин в зонах максимальных эффективных газонасыщенных толщин. Местоположение кустовых площадок определяется преимущественно в наиболее продуктивных зонах, принимая во внимание данные инженерных изысканий, распределение запасов газа по площади, равномерное дренирование залежей (отход ствола наклонно-направленных скважин от вертикали задается с учетом расстояния между кустовыми площадками). Число проектных скважин (плотность сетки скважин) на эксплуатационные объекты определяется исходя из уровня годового отбора газа, распределения начальных геологических запасов газа по пластам, рабочих дебитов скважин с учетом технологических ограничений. При обосновании технологических режимов эксплуатации проектных добывающих скважин, учитывались следующие факторы:

- Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов по данным ГИС и ГДИС. Продуктивность скважин по результатам ГДИ охарактеризована коэффициентами фильтрационных сопротивлений и абсолютно-свободным дебитом (рисунок 33).

- Предельно допустимые пластовые депрессии, не допускающие осложнений в ходе эксплуатации скважин (разрушение призабойной зоны, образование песчаных пробок, подтягивание подошвенной воды). Специальные исследования выноса породы в скважинах залежей сеномана (Уренгой, Ямбург, Медвежье, Комсомольское, Вынгапуровское и др.) показали, что разрушение пород-коллекторов в ПЗП происходит в широком диапазоне депрессий 0,07 – 4,4 МПа, а величина предельно допустимой депрессии должна уточняться по данным специальных исследований, в том числе при наличии жидкости в ПЗП;

- Наличие подошвенной воды. В газоводяных зонах для предотвращения водопроявлений рабочий интервал продуктивного пласта (интервал перфорации) в проектных скважинах располагается выше ГВК на 15–

20 метров. В проектный период предусматриваются ГТМ по изоляции обводняющихся интервалов;

– Результаты моделирования притока к забоям скважин с использованием секторных фильтрационных моделей и полномасштабных геолого-гидродинамических моделей продуктивных пластов с учетом равномерного дренирования залежей, принимая во внимание расстояние между кустовыми площадками и профиль проектных скважин;

– Восстановление продуктивности скважин после бурения за счет обработки призабойных зон и возможность интенсификации притока;

– Результаты расчетов технологических параметров работы скважин с учетом гидравлических потерь давления и конденсации газа в пологих и горизонтальных участках стволов, ограничений на скорость потока газа для выноса жидкой фазы с забоя при разных диаметрах лифтовой колонны, недопущения абразивного износа скважинного оборудования на всех этапах разработки;

– Учитывая сложные геокриологические условия, в частности, в сравнении с Бованенковским месторождением, для предотвращения протаивания околоскважинного пространства и повышения надежности эксплуатации скважин в зоне ММП, рекомендуется использование теплоизолированных лифтовых труб. Следует отметить, что промышленное производство теплоизолированных лифтовых труб диаметром более 114 мм в настоящее время не освоено.

– В летний период в связи с высокой температурой воздуха рабочие дебиты скважин снижаются для увеличения устьевых давлений и давлений на входе УКПГ с целью обеспечения требуемого качества подготовки газа.

В связи с вышеперечисленными осложняющими факторами, влияющими на определение оптимального режима работы скважины, наличие резерва скважин позволит, в случае необходимости, обеспечить пиковые отборы газа.

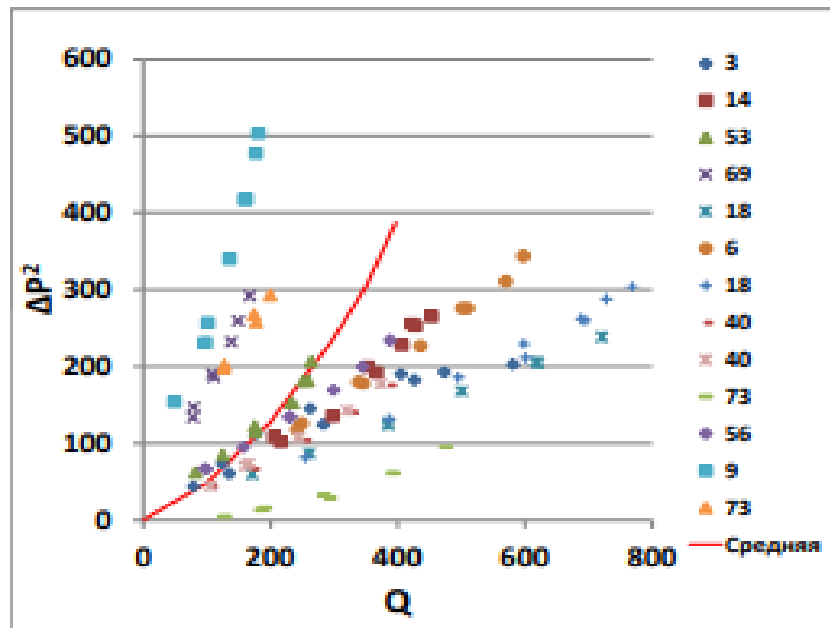


Рисунок 33 – Индикаторные характеристики разведочных скважин по пластам ТП₁₁-ТП₁₄

2.4 Расчетные варианты эксплуатации скважин

В качестве исходных данных для распределения температуры и давления газа по стволу добывающих скважин принято:

- Средняя температура ММП составляет - 3,5 °С;
- Средняя мощность ММП равна 240 м;
- Геотермический градиент равен 0,041 град/м;
- Объемная теплоемкость пород 570 ккал/(м³ · град);
- Коэффициент теплопередачи для талых пород = 1,8 ккал/(м · град · час), для мерзлых = 2,6 ккал/(м · град · час);
- Коэффициент теплопроводности теплоизолированных лифтовых труб в интервале 0 – 140 метров равен 0,011 Вт/(м · град);
- Пластовые давления и температура в залежах (рисунок 34);
- Проектные дебиты и конструкция добывающих скважин.

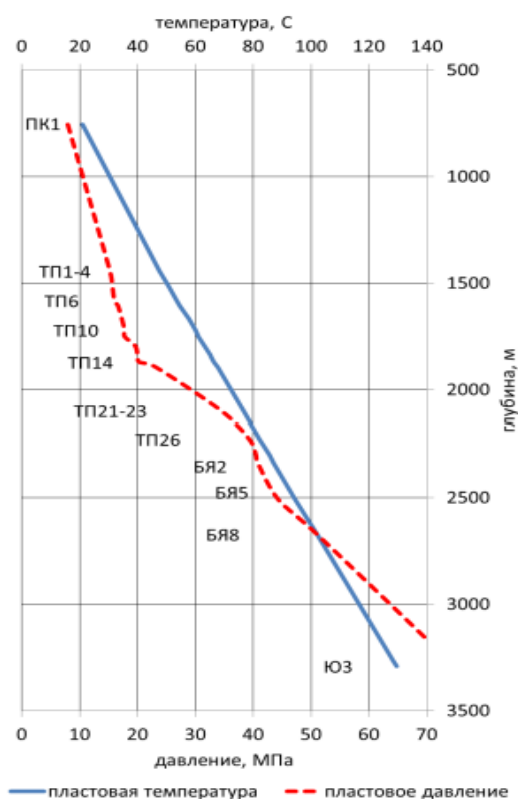


Рисунок 34 – Зависимость начальных пластовых давлений и температур от глубины

С учетом замеров пластовых термобарических условий, геотермические градиенты, в зоне ММП использовались фактические замеры. Коэффициенты теплопередачи от скважины в породы учитывались зонально. Равновесные температуры гидратообразования определены по графической зависимости с учетом давления и плотности газа (рисунок 35).

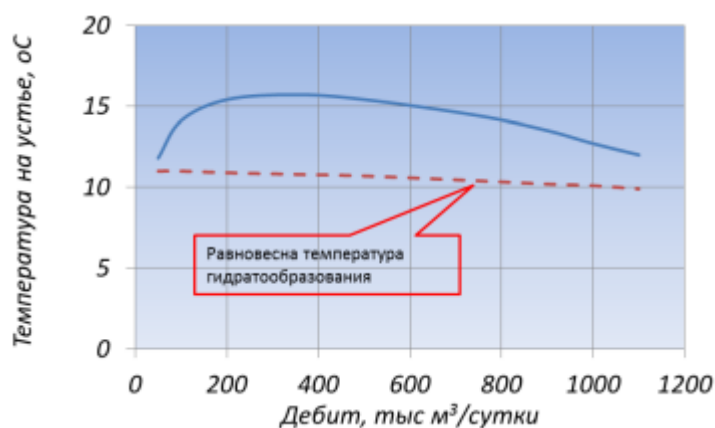


Рисунок 35 – Зависимость температуры газа на устье скважины от дебита

Из данной зависимости видно, что при проектных дебитах устьева температура скважин неоком-юрских отложений танопчинской свиты выше температуры гидратообразований ~ на 5 °С, что позволяет осуществлять безгидратную эксплуатацию без необходимости подачи метанола в течении нескольких лет, что позволяет получить экономический эффект на сокращении затрат на борьбу с осложнениями.

Для правильно подобранного устьевого давления, обеспечивающего непрерывный отбор газа для 5 лет выполнен расчет технологических показателей по кварталам, с учетом того, что Казанское КНГКМ будет использовано для регулирования сезонной неравномерности потребления газа. Таким образом, отбор газа в 1 квартале составит 770 тыс. м³/сут (28%), во втором – 610 тыс. м³/сут (23%), в 3 – 590 тыс. м³/сут (22%), в 4 – 710 тыс. м³/сут (27%); при устьевых показателях давления в 12 МПа, 12,25 МПа, 12,3 МПа и 11,9 МПа соответственно при последующим понижении на 1,3% для каждого квартала в каждом новом году; среднегодовой дебит составит 688 тыс. м³/сут (рисунок 36).

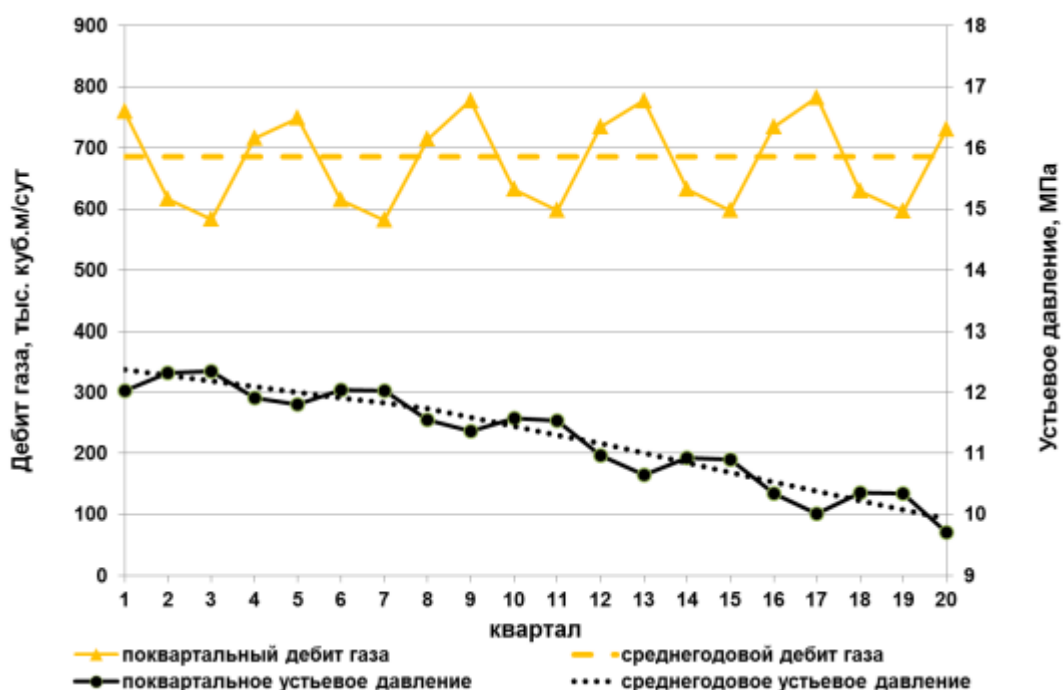


Рисунок 36 – Динамика среднегодового дебита газа и устьевого давления по кварталам с учетом сезонной неравномерности

В добавок, основываясь на данных ГДИС, были определены значения предельно-допустимых депрессий на пласт для залежей ярусом сеноман-апты и

неоком-юры, при которых не будет происходить деструкции зоны ПЗП с последующим выносом и образованием песчаных пробок, а также возможны наибольшие значения производительности скважины. Таким образом, предельно-допустимая депрессия для активных запасов пластов ТП₁-ТП₅ составляет 0,1-0,5 МПа. Для объектов ТП₁₁-ТП₁₄ максимально допустимое значение депрессии составляет не более 3 МПа.

В связи с тем, что в результате процесса проведения лабораторных и промысловых исследований Казанского КНГКМ в его составе не было обнаружено наличия сероводорода, а содержание диоксида углерода является незначительным, процент износа скважинного оборудования в результате корродирования будет значительно меньшим, что позволит подобрать ТРЭС на оптимально допустимых показателях производительности ГДС, а также продлить срок безремонтной эксплуатации на ближайшие 5 лет с начала ввода в эксплуатацию скважины.

3 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ПРОДВИЖЕНИЯ ПОДОШВЕННЫХ И КОНТУРНЫХ ВОД КАЗАНСКОГО НЕФТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Потому, как период начала ввода в разработку и эксплуатацию пластов ТП₁₁-ТП₁₄ планируется на 2036 год (в соответствии с письмом ПАО «Газпром» от 28.06.2018 №03/07-4709) проектной скважиной 5071 (где 5 – порядковый номер объекта эксплуатации; 07 – номерная позиция куста расположения скважины; 1 – порядковый номер скважины) по проектному эксплуатации скважин «4н», вероятность обоснования технологического режима на данный момент составляет ~ 70%. Аргументом также является пометка главного геолога по разработке Казанского КНГКМ в проектной документации по результатам проведения ГДИС и ГДИ о том, что пласты ТП₁₁-ТП₁₄ нуждаются в доразведке и уточнении некоторых данных. Однако, на основе имеющихся данных, в предыдущей главе были выбраны расчетные варианты некоторых ТРЭС, наиболее подходящих для эксплуатации в имеющихся условиях.

Стоит отметить, что для залежей яруса неоком-юры, вариант разработки «4н» является наиболее выгодным в экономическом плане, так как позволяет сократить расходы по многим показателям, наиболее важным из которых будет являться сокращение ЭФГС и повышения их продуктивности за счет использования горизонтального вида заканчивания ГДС с увеличением длины ствола скважин в продуктивной части пластов до 1000 м с выводом на ТРЭС оптимально-допустимой депрессии на ПЗП пласта ТП₁₄, температурного режима устья ГДС и режима оптимальных устьевых давлений.

Ввиду того, что наиболее вероятные виды осложняющих факторов (гидратообразование и пескопроявление), определенные в результате проведения ГДИС и ГДИ при планировании вывода на оптимальный ТРЭС были учтены проектной документацией по разработке Казанского КНГКМ в предыдущем разделе, а угроза износа оборудования корродированием сведена к

минимуму, в следствие того, что компонентный состав газа является безопасным в этом плане; не стоит упускать важность и необходимость обоснования проектных значений дебита при возможности образования конусов подтягивания подошвенных вод с последующим обводнением продукции для горизонтальных ГДС.

В процессе обоснования ТРЭ для горизонтальной скважины в условиях продвижения подошвенных вод, основным аргументом является установление значения максимально-допустимой депрессии на пласт, важными составляющими которого являются: мощность продуктивного пласта и вариант расположения ГС по этой мощности (расстояние ствола ГС от ГВК). Если на мощность пласта фактически никакого влияния оказать невозможно, то на подбор расположения ствола ГС над линией ГВК, с учетом значения создаваемой оптимально-допустимой депрессии, оказать влияние можно.

По проекту «4н» планируется вскрытие нескольких пропластков нисходящим наклонным стволом (рисунок 37).

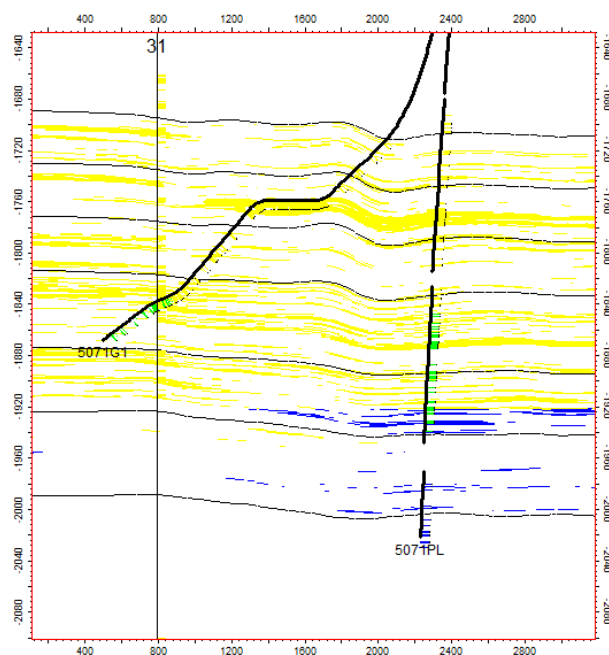


Рисунок 37 – Вскрытие пластов ТП₁₁-ТП₁₄ с горизонтальным окончанием проектной скважиной 5071

К тому же, предусмотрены длина и диаметр фонтанных труб на примере пластов ТП₁-ТП₅ в 114 мм в горизонтальной части ствола, которые обеспечат

величину требуемой депрессии (не более 3,0 МПа) возле башмака фонтанных труб для замедления темпов продвижения подошвенных вод. Однако, если в дальнейшем необходимость спуска и эксплуатации лифтовых труб не будет являться нужной, то значение максимально-допустимой депрессии следует определять для участка перехода из горизонтального положения в вертикальное, потому как в данном участке возникают наибольшие потери давления по длине фильтра.

В ситуации, когда газоносный пласт с наличием подошвенных вод вскрывается ГС, дебиты такой скважины зависят от вида несовершенства скважины, то есть от степени и характера вскрытия пласта. Однако классическое понимание степени несовершенства для ГС не подходит. В такой скважине степень несовершенства определяется из соотношения:

$$\frac{L_{ГС}}{L_{ПЛ}}, \quad (41)$$

где $L_{ГС}$ – участок длины/ширины пласта, вскрытого горизонтальным стволом;

$L_{ПЛ}$ – полная длина/ширина вскрытого пласта.

А влияние несовершенства вскрытия пласта по площади в таких скважинах на значение оптимально-допустимой депрессии незначительно. Данный фактор является преимуществом таких скважин ввиду того, что увеличение полноты вскрытия пласта ТП₁₄ горизонтальным стволом позволяет максимизировать коэффициент газоотдачи пласта и повысить период бесперебойной эксплуатации ГС за счет регулирования режима оптимально-допустимой депрессии и размещением ствола в наиболее правильном промежутке между линией ГВК и кровлей продуктивного пласта ТП₁₄ (рисунок 38, расстояние h^*).

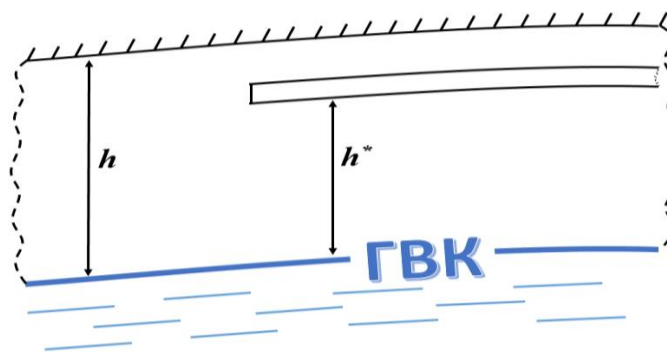


Рисунок 38 – Пример вскрытия горизонтальной скважиной пласта с наличием подошвенной воды

На данном рисунке видно, что ствол ГС расположен на некотором оптимальном расстоянии (h^*) от ГВК. Также стоит отметить, что данное значение предельного безводного дебита можно подобрать исходя из зависимости безводного дебита от расстояния (h^*) (рисунок 39).

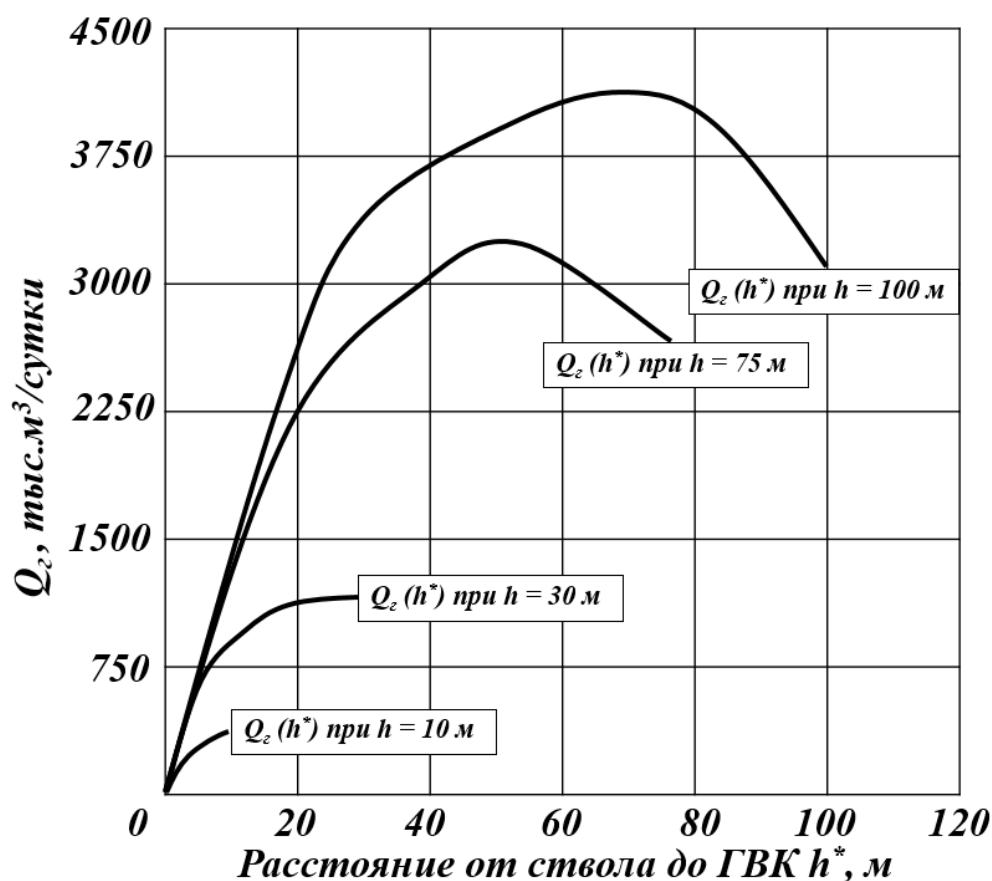


Рисунок 39 – Графическая зависимость безводного дебита от h^*

По мимо данной графической зависимости значение максимально-допустимого безводного дебита для ГС можно определить по методу Чарного:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \cdot \Delta P \cdot (2P_{пл} - \Delta P)}}{2B} \quad (42)$$

Данный метод определения безводного дебита основан на величине максимально-допустимой депрессии. Учитывая, что коэффициенты фильтрации A и B , полученные в результате ГДИС, а также значения пластового давления и максимально-допустимой депрессии нам известны из предыдущего раздела, переведем к единой системе СИ и подставим имеющиеся данные в формулу и рассчитаем безводный дебит:

$$Q = \frac{-3,025 + \sqrt{(-3,025)^2 + 4 \cdot 0,003375 \cdot 29,61 \cdot (2 \cdot 200,05 - 29,61)}}{2 \cdot 0,003375}$$

$$= 1353,97 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$$

Стоит отметить, что расчеты принимались для условий, когда ГС вскрывала пласт с подошвенной водой на некотором расстоянии «х», являющимся наиболее оптимальным для случая с пластом ТП₁₄, у которого расстояние от линии ГВК до кровли продуктивного пласта, исходя из проведенных исследований, составила 55 метром. К тому же, с учетом имеющихся данных можно сказать, что получившиеся значение предположительно можно считать несколько заниженным, об этом говорит возможность интерполяционной зависимости $Q_e(h^*)$ при $h = 55$ от ближайших значений $h = 30$ и $h = 75$ (рисунок 40).

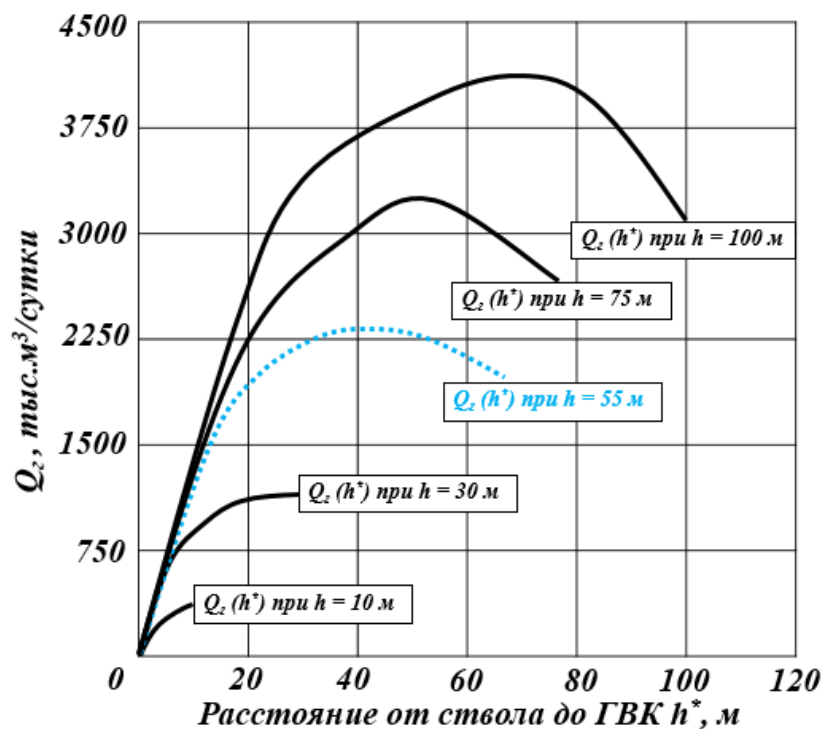


Рисунок 40 – Интерполяционная графическая зависимость для безводного дебита от h^* при $h = 55$ м

Однако, с учетом того, что эффективным участком газонасыщенной толщи пласта ТП₁₄ фактически является всего 51,4 м из всей мощности пласта в 100 м; расстояние от ГВК до кровли может быть фактически значительно меньшим, следовательно, полученное расчетное значение можно считать приемлемым и даже несколько завышенным, так как расчетная формула сама по себе несколько завышает значения максимально-допустимых безводных дебитов скважин.

Тем не менее, полученное значение можно считать наиболее близким к истинному значению производительности скважины при выборе режима безводного дебита ГС в условиях продвижения подошвенных вод пласта ТП₁₄ Казанского КНГКМ, потому что, как было сказано ранее, в начале раздела об учете влияния режима максимально-допустимой депрессии на пласт. В предыдущей главе при выборе расчетных вариантов эксплуатации, было упомянуто о том, что максимально-допустимое значение на пласты ТП₁₁-ТП₁₄ не должно превышать 3 МПа, дабы не образовывалось разрушения зоны ПЗП с последующим пробкообразованием. К тому же были учтены отборы газа с

учетом сезонного потребления, среднегодовой дебит которых составил 688 тыс. м³/сут, (максимальное значение с поправкой на сезонность не превышает 790 тыс. м³/сут) (рисунок 36) и устьевой температуры при данном показании дебита, позволяющим работать скважине на безгидратном режиме (рисунок 35). Значение устьевого давления в 12 МПа при выводе на режим скважины с последующими ежеквартальными изменениями с учетом сезонного отбора и понижении значения на 1,3% для каждого квартала соответственно позволит на протяжении долгого времени поддерживать режим максимально-допустимой депрессии. Получившееся расчетное значение производительности скважины (1353,97 тыс. м³/сут) получилось больше планируемого среднегодового значения (688 тыс. м³/сут) практически в 2 раза, что говорит о возможности выбора данного ТРЭС скважины 5071 Казанского КНГКМ по эксплуатационному объекту ТП₁₄ как наиболее рентабельного, который позволит, как минимум на ближайшие 5 лет обеспечить бесперебойный режим работы, увеличить количество отбираемого газа до максимально-возможного (КИГ 0,92), а также сократить затраты на борьбу с осложнениями, за счет режима работы скважины на естественных условиях пласта и правильно подобранной конструкции скважины.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость материально-технических ресурсов проводимого исследования: (цена на газ, затраты на эксплуатацию скважины)	<i>Стоимость выполняемых работ определена согласно применяемому технологическому режиму эксплуатации, в соответствии с рыночными ценами обслуживания газодобывающего оборудования</i>
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерного решения (ИР)	<i>Обоснование применения технологического режима с точки зрения экономической эффективности</i>
2. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	<i>Оценка экономической эффективности выполнения технологического режима эксплуатации Анализ чувствительности к возможным изменениям</i>

Перечень графического материала

1. График изменения дисконтированного дохода за расчетный период
2. График чувствительности NPV

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2023 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические показатели газовых скважин, а также технологически обоснован один из режимов работы проектной горизонтальной газовой скважины 5071 Казанского КНГКМ, вскрывающей пласт с наличием подошвенных вод, способствующий, при выборе правильных условий эксплуатации, наибольшему значению КИГ. Данный режим позволяет поддерживать проектные показатели производительности скважины на более длительном периоде, а в условиях осложняющих факторов эксплуатировать ГДС без привлечения дополнительных мероприятий по борьбе с ними.

В данном разделе приведено экономическое обоснование ТРЭС. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения технологического режима работы проектной горизонтальной газовой скважины, вскрывающей пласт с подошвенной водой в условиях ММП и слабосцементированных пород ПЗП для возможности поддержания проектного уровня добычи газа с учетом максимально допустимой депрессии на пласт, следовательно, и дебита скважины.

Исходные данные для анализа ТРЭС на экономические показатели приведены ниже (таблица 11).

Таблица 11 – Исходные данные для расчетов

Показатель	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Расчетные период ТРЭС	i	5	лет
Годовая стоимость эксплуатации скважины	C_3	15050	тыс. руб.
Среднесуточный дебит скважины	Q_{Γ}	688	тыс. м ³
Количество скважин	N	1	ед.
Средний коэффициент эксплуатации скважин	K_3	0,96	д. ед.
Себестоимость добычи газа	C_{Γ}	1,4051	руб./м ³
Доля условно переменных затрат в себестоимости газа	$D_{\text{пер}}$	65	%
Ставка дисконта	d	11	%
Цена на ПГ	C_{Γ}	5,208	руб./м ³

Время работы скважины	T	350	сут.
-----------------------	-----	-----	------

4.1 Расчет показателей экономической эффективности режима

Суть данного режима заключается в поддержании постоянного среднегодового дебита ($Q_{\Gamma} = 688$ тыс. м³) на проектном уровне добычи ($Q_{\text{пр}}$) при том, что эксплуатироваться будет 1 скважина 350 дней в году с коэффициентом эксплуатации скважины = 0,96. Пример расчетов выполнен с учетом приведенных выше показателей (таблица 11) на первый год после вывода на режим.

Годовую добычу газа можно найти следующим образом:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\Gamma} T K_{\text{э}} N = 688 \cdot 350 \cdot 0,96 \cdot 1 = 230904,11 \text{ тыс. м}^3. \quad (43)$$

Прирост выручки от реализации за i -ый год определяется рассчитывается следующим образом:

$$\Delta B_i = Q_{\text{пр}} C_{\Gamma} = 230904,11 \cdot 5,208 = 1202548,6 \text{ тыс. руб.} \quad (44)$$

Расчет текущих затрат на добычу за i -ый год определим, как сумму за ТРЭС и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_i = C_{\text{э}} + \Delta Z_{\text{доп } i} = 15050 + 210888,19 = 225938,19 \text{ тыс. руб;} \quad (45)$$

$$\Delta Z_{\text{доп } i} = Q_{\text{пр}} C_{\Gamma} D_{\text{пер}} = 230904,11 \cdot 1,4051 \cdot 0,65 = 210888,19 \text{ тыс. руб} \quad (46)$$

Значение прибыли найдем за вычетом текущих затрат из выручки от реализации (за i -ый год для обоих):

$$\Delta \Pi_{\text{но.}i} = \Delta B_i - \Delta Z_i = 1202548,6 - 225938,19 = 961560,42 \text{ тыс. руб} \quad (47)$$

Для определения величины налога на прибыль за i -ый год воспользуемся формулой:

$$N_{\text{но.}i} = \Delta \Pi_{\text{но.}i} \cdot N_{\text{НС}} = 961560,42 \cdot 0,2 = 192312,08 \text{ тыс. руб} \quad (48)$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитываем по формуле:

$$\Delta\Pi_i = \Delta\Pi_{\text{но.}i} - H_{\text{но.}i} = 961560,42 - 192312,08 = 769248,33 \text{ тыс. руб} \quad (49)$$

Потому как капитальных затрат не было, поток денежной наличности будет равен приросту годовых денежных потоков ($\text{ПДН}_i = 769248,33$ тыс. руб).

Тогда накопленный денежный поток за 5 лет будет равен:

$$\text{НПДН}_i = \sum \text{ПДН}_i = 769248,33 + \dots + 769248,33 = 3846241,66 \text{ тыс. руб} \quad (50)$$

Рассчитаем ежегодный дисконтированный доход с учетом ставки (в 11%):

$$\text{ДПДН}_i = \frac{\text{ПДН}_i}{(1-d)^i} = \frac{769248,33}{(1-0,11)^1} = 693016,52 \text{ тыс. руб} \quad (51)$$

Теперь определим чистую текущую стоимость:

$$\text{ЧТС} = \sum \text{ДПДН}_i = 693016,52 + \dots + 456511,44 = 2843062,62 \text{ тыс. руб} \quad (52)$$

Подытожим полученные результаты, занеся их в таблицу 12.

Таблица 2 – Показатели экономической эффективности режима за 5 лет

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Прирост добычи газа	тыс. м ³	230904,11	230904,11	230904,11	230904,11	230904,11
Прирост выручки от реализации	тыс. руб	1202548,6	1202548,6	1202548,6	1202548,6	1202548,6
Текущие затраты,	тыс. руб	225938,19	225938,19	225938,19	225938,19	225938,19
Прирост прибыли	тыс. руб	961560,42	961560,42	961560,42	961560,42	961560,42
Прирост суммы налоговых выплат	тыс. руб	192312,08	192312,08	192312,08	192312,08	192312,08
Денежный поток	тыс. руб	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33
Поток денежной наличности	тыс. руб	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33
Накопленный поток	тыс. руб	769248,33	1538596,67	2307745	3076993,33	3846241,66
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб	693016,52	1317355,72	1879823,47	2386551,17	2843062,62

Процент текущих затрат на выручку от реализации без учета налогообложения и ставки дисконтирования денежного потока, составил 18,7 %, что считается хорошим показателем для данного вида отрасли. Влияние эксплуатационных затрат на проведение мероприятия по эксплуатации скважины на текущем режиме является достаточно приемлемым, тем более фактически, по проектному документу не предусматривает значимых повышений стоимости эксплуатации скважины.

Для наглядного представления о влиянии ставки дисконтирования на вырученный денежный поток наличности за вычетом налога на прибыль, выберем данные из таблицы 12 и построим график изменения с учетом и без учета влияния дисконтной ставки (рисунок 41).

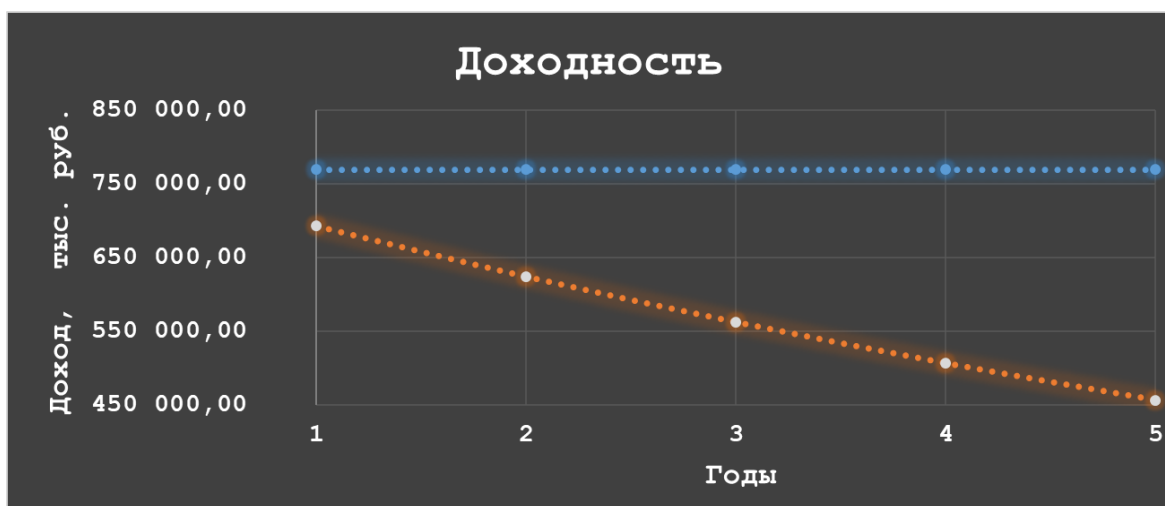


Рисунок 41 – График изменения дисконтированного дохода за расчетный период

Из графика видно, что с учетом данной дисконтной ставки (11 %), доход денежного потока по проектным значениям производительности скважины на 5 год эксплуатации будет понижен аж на 312736,9 тыс.руб ввиду обесценивания денег со временем и увеличением инфляции цен на сегменте рынка по газу.

4.2 Анализ чувствительности к возможным изменениям

Финансовая оценка в проектах газодобывающей отрасли, как и в любых других крупных бизнесах, определяется многими показателями, некоторые из

которых могут сильно меняться от воздействия различных ситуаций, другие в принципе не могут быть точно определены.

В виду возникновения таких, в мировой и отечественной практике активно используется процедура анализа устойчивости проекта, суть которой заключается в том, что:

- В качестве переменной выбирается один из численных значений, в то время, как все остальные считаются постоянными с проектными значениями (в данной работе такими являются: объем добычи газа, условно-переменные затраты, эксплуатационные затраты, изменение цены на газ);

- Далее выбирается разумный диапазон возможных изменений (в данной работе выбрано от -20 до +20 % возможных колебаний);

- Для крайних значений этого диапазона, а также для проектируемого значения переменной рассчитывают важнейшие показатели оценки проекта (в данной работе это NPV) и таким образом определяют влияние выбранного значения с учетом изменения на данный показатель оценки.

Таким образом, с учетом вышеописанного выбираем данные четыре численных значения по показателям, и изменяем их значения с учетом выбранного диапазона. Пересчитываем все заново для каждого из измененных по расчетным формулам 43 – 52 и заносим итоговые значения в таблицы 13 – 16.
Таблица 13 – Понижение объемов добычи газа на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Прирост добычи газа	тыс. м ³	184723,29	184723,29	184723,29	184723,29	184723,29
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб	560921,32	10066255,8	1521512,17	1931633,01	2301149,26

Таблица 4 – Увеличение эксплуатационных затрат на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Текущие затраты	тыс. руб	228948,19	228948,19	228948,19	228948,19	228948,19
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб	701693,99	1333850,74	1903361,33	2416433,93	2878661,5

Таблица 5 – Увеличение условно-переменных затрат на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Текущие затраты	тыс. руб	290826,86	290826,86	290826,86	290826,86	290826,86
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб	657096,75	1249075,81	1782390,27	2262853,75	2695703,74

Таблица 6 – Понижение цены на газ на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Прирост выручки от реализации	тыс. руб	962038,88	962038,88	962038,88	962038,88	962038,88
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб	530523,02	1008471,7	1439056,08	1826969,94	2176441,9

Находим разницу между изменённым значение ЧТС по выбранным категория (таблицы 13 – 16) и базисным (таблица 12) и заносим в таблицу 17.

Таблица 7 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Варьируемый параметр	Базисный ЧТС	Измененное значение ЧТС, тыс руб	Разница		Отношение изменение ЧТС (%)к изменению (%) параметра	№
			тыс. руб	%		
Объем добычи	2843062,62	2301149,26	541913,36	19,06	0,95	2
Эксплуатационные		2878661,5	35598,88	1,25	0,06	4
Условно-перемен.		2695703,74	147358,88	5,18	0,26	3
Цена на газ		2176441,9	666620,73	23,45	1,17	1

Выберем значения столбца отношения изменения ЧТС к изменению параметра, а также диапазон колебаний (таблицы 17) и занесем их отдельно в таблицу 18 для построения графика анализа чувствительности NPV (рисунок 42).

Таблица 18 – Данные для построения графика

Параметр	Диапазон колебаний, %		
	-20	0	+20
Объем добычи	-0,95	0	+0,95
Эксплуатационные	-0,06	0	+0,06
Условно-перемен.	-0,26	0	+0,26
Цена на газ	-1,17	0	+1,17

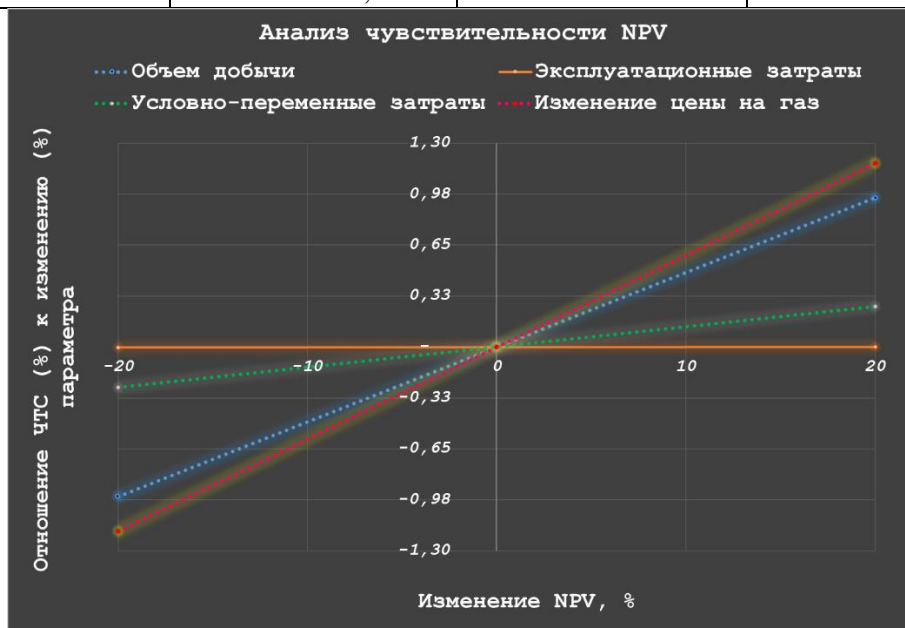


Рисунок 42 – График чувствительности NPV

Как видно из графика, наиболее влиятельным фактором на изменение NPV оказывает изменение цены на газ с коэффициентом в 1,17; следующим фактором влияния будет изменение объема добычи газа с коэффициентом в 0,95; далее оказывается влияние изменение условно-переменных затрат с коэффициентом в 0,26; наименьшее влияние показало изменение цен эксплуатационных затрат, коэффициент всего 0,06.

Выводы по разделу

Таким образом, в результате реализации выбранного технологического режима эксплуатации максимально-допустимой депрессии на пласт для проектной скважины 5071 Казанского КНГКМ с горизонтальным типом окончания на 5 летний период после ввода скважины в эксплуатацию возможна добыча в 1154520,55 тыс. м³ на общую сумму чистого денежного потока в 2843062,62 тыс. руб., что фактически будет окупать произведенные затраты на строительство скважины. В связи с этим, можно сделать вывод об экономической целесообразности применения данного ТРЭС так же по отсутствию дополнительных эксплуатационных затрат на борьбу с осложняющими факторами, и сокращения ремонтных периодов до их полного отсутствия в виду правильного подбора режима на оптимальном значении пластовой депрессии и проектного дебита с учетом сезонных потребностей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8Г1		ФИО Фролов Алексей Михайлович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> геологические и технологические риски при выводе на требуемый режим с последующей эксплуатацией газовых скважин</p> <p><i>Область применения:</i> газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>климатическая зона:</i> континентальная и резко-континентальная</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> оборудование фонда газодобывающих скважин</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль за параметрами процессов производительности, а также подбор оптимальных вариантов эксплуатации газовых скважин</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации и его последующей эксплуатации</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Федеральный закон "Об основах охраны труда в РФ" № 181-ФЗ от 17.07.99 г</p> <p>Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г</p> <p>Федеральный закон "О пожарной безопасности" № 69-ФЗ от 21.12.94 г</p> <p>Федеральный закон "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.94 г</p> <p>ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования</p> <p>ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация</p> <p>ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки</p> <p>ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его последующей эксплуатации:</p> <p>– Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Потенциально вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> Отклонения показателей климата на открытом воздухе; Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух; Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); <p>Потенциально опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которых попадает рабочий; Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;

	<ul style="list-style-type: none"> – Падение работающего с высоты; – Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: Источники света, осветительные приборы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, противогазы, респираторы, защитная каска, спецодежда, защитные перчатки, обувь с металлической вставкой у пальцев ног, защитные очки, наушники и вкладыши.</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его последующей эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды</p> <p>Воздействие на литосферу: риск образования неконтролируемых трещин горных пород в процессе строительства и эксплуатации скважин, а также растепления многолетнемерзлых пород</p> <p>Воздействие на гидросферу: риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты</p> <p>Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ в процессе подачи газа на факельную установку</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Возможные ЧС: землетрясение, неконтролируемое открытое фонтанирование скважин, деструкция внутрипромысловых газопроводов, опасность возгорания газов и ЛВЖ, утечка токсичных химических реагентов</p> <p>Наиболее типичная ЧС: неконтролируемое открытый выброс газа в атмосферу, утечка токсичных химических реагентов</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
10.03.2023 г.	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			10.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Алексей Михайлович		10.03.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объекты промышленной добычи газа обладают высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Обеспечение оптимальных режимов работы газовых скважин – это трудоемкий и опасный процесс, требующий особого внимания и строго соблюдения техники безопасности. Исходя из этого, необходим комплекс мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должна быть организация благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, а также производственного травматизма и причин им способствующих. Достижение таковых осуществимо лишь при соблюдении строго режима дисциплины и следовании инструкциям охраны труда всего работающего персонала в процессе осуществления поставленных задач.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с тем, что установка и осуществление контроля требуемых режимов работы газодобывающих скважин происходит непосредственно на месторождениях, из-за отдаленности мест постоянного проживания рабочего персонала либо мест расположения работодателя, в большинстве случаев преобладает вахтовый метод работ. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, прописаны в главе 47 ТК РФ [45]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до 3 лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. При чем продолжительность вахты не должно превышать одного месяца (30-ты календарных дней), реже допустимы случаи с увеличением вахтового промежутка до 3 месяцев.

Предусматривается выплата надбавки за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ

в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места производства работ. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск длительностью 16 календарных дней для местностей, приравненных к районам Крайнего Севера и 24 календарных дня для районов Крайнего Севера.

Оператор ДНГиК ежедневно контактирует с газопромысловым оборудованием, которое должно соответствовать определенным требованиям. В конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства с целью устранения или снижения опасных и вредных факторов до определенных значений. Рабочая область оператора ДНГиК должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [46]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы и возможность передвижений. Также должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ [47] и ГОСТ 22902-78 [48].

5.2 Производственная безопасность

В процессе проведения работ по выводу на требуемый режим работы скважины на ГМ, ГКМ и НГКМ могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 18) [49].

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
2. Повышенный уровень шума и другие неблагоприятные характеристики шума	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
4. Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющие чистый природный воздух, а также химических веществ, обладающих острой токсичностью по воздействию на организм	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которых попадает рабочий	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
6. Опасность возникновения пожаров, взрывов	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
7. Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением	+	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические требования

Все работы, которые выполняют цеха добычи газа и конденсата являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому состояние травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по выводу/переводу на требуемые режим газовой скважин зачастую проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [50]; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культ будки). При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы запрещаются (таблица 19).

Таблица 19 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
< 5	-35
5-10	-25
10-15	-15
15-20	-5

> 20	0
------	---

5.2.1.2 Производственный шум в рабочей зоне

Работа оператора ДНГиК связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [51] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ, а в целях снижения уровня шума на газопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противозащитными вкладышами или наушниками.

5.2.1.3 Освещение рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [52] рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин не ниже 25 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.1.4 Воздействие газовых компонентов и химических реагентов

В случаях, когда происходит нарушение герметичности внутрипромысловых трубопроводов или устьевой скважинной обвязки, способствующая утечке газовых компонентов, возникает повышенная загазованность воздушной среды рабочей зоны парами УВ. Основным компонентом ПГ является метан (> 90%). Он не является ядовитым, но при повышенном содержании в воздухе способен вызывать удушье. Также, иногда возможно наличие примесей углекислого и сероводородного газов. Если углекислый газ по принципу действия схож с метаном, в малых концентрациях

безвреден, в больших – ощущается ярко выраженный кисловатый запах газированной воды, способен вызвать удешье; то сероводород является довольно токсичным компонентом, обладает ярко выраженным запахом тухлых яиц, при вдыхании способен вызывать головокружение, тошноту с последующими приступами судорог, отеку легких, коме и даже летальному исходу. При вдыхании сероводорода с концентрацией >15% одного вдоха будет достаточно для мгновенной смерти. Не менее опасным, чем сероводород является метанол (метиловый спирт), который применяют в роли ингибитора гидратообразований. С воздухом при объемных концентрациях 7-35,5% образует взрывоопасные смеси, температура возгорания которых равна 8 °С. При вдыхании метанола в редких случаях ощущается легко-выраженный запах спирта, в большинстве случаев в промышленных условиях обоняние человека не улавливает запах при вдыхании паров метанола, однако после вдоха во рту человек чувствует сладкий привкус, начинается необоснованная сильная головная боль, необоснованная усталость с тошнотой, при больших значениях концентрации возможны незамедлительные случаи летального исхода. ПДК допустимых концентраций данных веществ приведена ниже в таблице 20 раздела экологической безопасности.

5.2.1.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызванные разницей потенциалов, под действие которых попадает рабочий

При проведении работ на кустовых площадках источником поражения электрическим током могут быть плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления, согласно требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [53]. Паспорт контура заземления

(заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. Также следует использовать средства защиты от поражения электрическим током: перчатки, обувь, подставки, указатели, щиты.

5.2.1.6 Опасность возникновения пожаров, взрывов

На ГК, ГКМ и НГКМ основными причинами пожаров являются:

- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушение режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

Также, на данных месторождениях активно используются ЛВЖ и газы:

- спирты (температура вспышки до 61°C);
- бензин (температура вспышки до 61°C);
- масла (температура вспышки более 61°C);
- мазут (температура вспышки более 61°C);
- газы (температура вспышки до 61°C).

К тому же, кустовая площадка газовых скважин по РД 39-00-148317-001-94 [54] относится к категории А. В соответствии с вышеприведенными причинами и используемыми ЛВЖ и газами, пожарная безопасность объектов данных месторождений должна обеспечиваться система предотвращения пожара и противопожарной защиты, а также комплексом мер по организации и обеспечению пожарной безопасности. Основной задачей которых является локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители (порошковые,

воздушно-пенные), полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). К тому же кустовые площадки должны быть оборудованы пожарной сигнализацией и по возможности автоматической системой пожаротушения.

5.2.1.7 Оборудование, емкости, работающие под высоким давлением

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования. Другая группа опасностей зависит от свойств вещества, находящегося в оборудовании, которое работает под давлением. На трубопроводах, соединяющих насосы с емкостями, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления в соответствии с ГОСТ 34347-2017 [55]. Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс эксплуатации ГМ, ГКМ и НГКМ сопровождается антропогенным воздействием на окружающую среду. К таковым относятся:

- Загрязнение окружающей среды химическими реагентами вследствие несовершенства технологии, аварийных прорывов;
- Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами.

Общими мерами по охране окружающей среды является сокращение потерь газа, а также повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования.

5.3.1 Защита атмосферы

Как уже было отмечено ранее, большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций. Основными причинами аварий являются: некачественное строительство, механические повреждения, коррозия трубопроводов. Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений: полная герметизация оборудования для добычи, сбора и транспортировки газа, контроль швов сварных соединений трубопроводов, защита оборудования от коррозии, применение оборудования заводского изготовления. На предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации. Ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 [56] в таблице 20.

Таблица 20 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды C ₁ -C ₃₊	300	4
Углекислый газ	200	4
Сероводород	10	2
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₃₊	1	3
Метанол	5	3
Аммиак	20	4
Диоксид азота	2	3

5.3.2 Защита гидросферы

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- Разлив химических реагентов;

- Перетоки ПГ в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- Хозяйственно-бытовые, твердые отходы.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии [57].

5.3.3 Защита литосферы

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают различные химические реагенты, призванные бороться с осложнениями в процессе эксплуатации газовых скважин. Загрязнение почв может происходить по причинам:

- Утечка химических реагентов при транспортировке;
- Утечка реагентов при повреждении или коррозировании скважинного оборудования;
- Разлив реагентов на дозаторных установках.

В случае загрязнения почвы химическими реагентами необходимо произвести сбор пролитых реагентов, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов. В целях предупреждения негативного влияния антропогенного факторы необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с ГОСТ Р 22.0.07-95 [58], при проведении мероприятия по выводу на заданный режим, может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, таких как: разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; нарушение электроснабжения; взрыв и пожар. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. При нарушении герметичности оборудования есть вероятность возникновения взрыва. Работник может получить серьезные травмы и даже потерять жизнь.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует оградить опасную зону и остановить в ней работы, сообщить руководству о произошедшей ситуации, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей. Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо строго соблюдать технологический процесс, правила техники безопасности, инструкции, своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надежную работу оборудования, применять различные средства блокировки, которые позволят исключить аварии при неправильных действиях работников, периодически проверять уровень знаний обслуживающего персонала.

Выводы по разделу

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины в процессе вывода скважин на заданный режим с последующей эксплуатацией на требуемых параметрах, приведены меры по ликвидации и устранению либо снижению негативного влияния данных факторов. В условиях эксплуатации скважин основным негативным фактором воздействия на почву является ее загрязнение в результате утечек и разливов химических реагентов.

Подводя итог по всему выше написанному, обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве по добыче газа является одним из основных факторов эффективности осуществления всех производственных процессов, в связи с чем вопросы по обеспечению безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы являлся подбор таких ТРЭС, которые будут способствовать эффективной эксплуатации газодобывающих скважин. Для достижения данной цели были выполнены следующие поставленные задачи:

- Анализ геолого-промысловых условий эксплуатации фонда газовых скважин, а именно особенности компонентного состава и физических свойств ПГ, механизм движения газового потока в процессе его добычи, возможные осложнения, а также современный отечественный и мировой опыт в процессе эксплуатации ГДС;

- На примере Казанского КНГКМ были выбраны ТРЭС с учетом анализа геолого-промысловых показателей, полученной гидравлической модели скважины в результате исследований и расчетных вариантов эксплуатации скважин на различных рабочих режимах;

- Вместе с тем, на основе проектной документации предположительных вариантов разработки Казанского КНГКМ, данных по исследованию скважин и свойств эксплуатационного объекта, расчетным методом был обоснован предположительный ТРЭС максимально-допустимого безводного дебита для проектной скважины 5071 с горизонтальным типом окончания, с учетом оптимально-допустимой депрессии на пласт, в условиях продвижения подошвенных и контурных вод.

В равной мере с основными задачами были выполнены:

- Расчеты показателей эффективности с учетом чувствительности к возможным изменениям на планируемый 5 летний период эксплуатации, в результате которых была подтверждена экономическая эффективность и целесообразность обоснованного ТРЭС.

- Выявление и анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, определены методы по снижению уровня их влияния, а также средства коллективной безопасности и индивидуальной

защиты, учтена экологическая безопасность и защита окружающей среды, а также безопасность при возможных чрезвычайных ситуациях.

Подводя итог, следует отметить, что основной задачей ТРЭС является обеспечение наибольшей возможной производительности ГДС с минимальными затратами пластовой энергии, в условиях ее стационарного режима работы, с учетом возможных осложняющих факторов, способствующих различным нарушениям. В связи с тем, что условия разработки месторождения изменяются в зависимости от количества отобранного ПГ с течением времени, ТРЭС и показатели производительности скважины задаются на промежуток от квартала и более и в последующем уточняются, в зависимости от характеристики скважины и этапности разработки месторождения. Таким образом, установленному ТРЭС необходимо обеспечить проектные показатели дебитов на заданный период времени, а в случае его нарушения необходимо инициировать меры по восстановлению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газпром. Газовая промышленность. Природный газ [https://asbh.ru/gazprom/]
2. Иванова М. М., Чоловский И. П., Брагин Ю. И. Нефтегазопромысловая геология. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000, – 414 с.
3. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Учеб. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. - 587 с.
4. Киричкова А.И. Стратиграфия и ее роль в развитии нефтегазового комплекса России / А.И. Киричкова. – М.: СПб: Недра, 2016. – 528 с.
5. Соколов, В. А. Геохимия природных газов / В.А. Соколов. – М.: Недра, 2016. – 336 с.
6. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с издания 1985 г. – М.: Альянс, 2014. – 422 с.
7. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазопромысловое дело. Полный курс. Учебное пособие/Тетельмин В.В., Язев В.А. – 2 изд. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2014. – 800 с.: ил. (Серия «Нефтегазовая инженерия»).
8. Основные свойства природных газов [https://www.refsru.com/referat-10643-2.html]
9. Добыча газа. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003, 376 стр.
10. Балыбердина, И.Т. Физические методы переработки и использования газа М.: Недра, 1988. 248 с.
11. Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 2009. – 103стр., ил.19.
12. Основы нефтегазового дела. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005 – 720 с.

13. Дейч М.Е., Зарянкин А.Е. Гидрогазодинамика: Учеб. пособие для вузов. – М.: Издательство АТП, 2015 год. – 384 с., ил.
14. Подземная гидромеханика: Учебно-методическое пособие / сост. С.Ю. Борхович, И.В. Пчельникова, С.Б. Колесова. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2017. – 176 с.
15. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
16. ГОСТ 13846-89. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
17. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.
18. Бараз, В.И. Добыча нефтяного газа / В.И. Бараз. – М.: Недра, 1983. – 256 с.
19. Гриценко А.И., Истомина В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 473 с.
20. Добыча, подготовка и транспорт природного газа. Справочное руководство в 2-х томах. Том I. Под ред. Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. М.: Недра, 1984. – 360 с.
21. Справочник химика / ред. Б.П. Никольский. – Л.: Химия; Издание 2-е, перераб. и доп., 2015. – 709 с.
22. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов/ Ш. К. Гиматудинов, И. И. Дунюшкин, В. М. Зайцев и др.; Под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1988.
23. Вяхирев Р.И. и др. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений – М.: Недра, 2002
24. А.А. Карцев. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (изд. 2-е, перераб. и доп.). М., «Недра», 1972. 280 с.

25. Гриценко, А.И. Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа / А.И. Гриценко, А.Н. Дмитриевский, О.М. Ермилов, А.Н. Кирсанов, Г.А. Зотов, Е.М. Нанивский, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1992. – 368с.
26. Дейк, Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк. - М.: Ижевск, 2008. – 668 с.
27. Дементьев, Л.Ф. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии / Л.Ф. Дементьев, Ш.А. Жданов, А.Н. Кирсанов. – М.: Недра, 1977. – 281 с.
28. Регулирование разработки газовых месторождений Западной Сибири / А.И. Гриценко, Е.М. Нанивский, О.М. Ермилов и др. М., Недра, 1991, 304 с
29. В.А. Истомина, В.С. Якушев (ВНИИгаз), Исследование газовых гидратов в России – М: Газовая промышленность №05/2002
30. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976. – 368 с.
31. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М., Недра, 1976, 198 с.
32. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1988, 575 с
33. Э.Б. Бухгалтер Метанол и его использование в газовой промышленности. – М: Недра, 1986 – 238 с.
34. Гоник А.А. Коррозия нефтегазопромыслового оборудования и меры ее предупреждения / А.А. Гоник. – М.: Недра, 1976. – 191 с.
35. Роджерс В.Ф. Коррозионное влияние сероводорода и углекислого газа на оборудование нефтяных скважин / В.Ф. Роджерс, Д.А. Роу // IV Международный конгресс «Бурение скважин и добыча нефти и газа». – Гостоптехиздат, 1956. – Т. 3.
36. Стрижевский И.В. Защита подземных металлических сооружений от коррозии: справочник / И.В. Стрижевский, А.Д. Белоголовский, В.И. Дмитриев [и др.]. – М.: Стройиздат, 1990. – 303 с.

37. Захаров Ю.В. Влияние напряжений на пластичность стали в растворе сероводорода / Ю.В Захаров // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1975. – № 10. – С. 18 – 50.
38. Муравьев И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.М. Муравьев, Р.С. Андриясов. – М.: Недра, 1970. – 445 с.
39. Улиг Г.Г., Ревя Р.О. Коррозия и борьба с ней: Введение в коррозионную науку и технику. Л.: Химия, 1989. 456 с
40. Габитов А.И. Итоги и перспективы в теории и практике борьбы с коррозией. – Уфа: Гос. изд-во науч.-техн. лит-ры «Реактив», 1998. – 124 с.
41. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. М.: Недра, 1998. – 479 с.
42. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: моногр. / Ю.В. Вадецкий. – М.: Академия, 2019. – 352 с.
43. Васильченко, Анатолий Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин: моногр. / Анатолий Васильченко. – М.: LAP Lambert Academic Publishing, 2019. – 112 с.
44. Булатов, А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин. Теория и практика / А.И. Булатов. - М.: Просвещение-Юг, 2019. – 742 с.
45. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
46. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
47. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
48. ГОСТ 22902-78 Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования
49. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
50. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

51. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
52. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
53. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное
заземление. Зануление
54. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие
технические условия
55. РД 39-00-148317-001-94 Классификатор помещений, зданий,
сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой
промышленности по взрывопожароопасности
56. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к
обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды
обитания»
57. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования
к охране подземных вод
58. ГОСТ 22.0707-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и
номенклатура поражающих факторов и их параметров

Приложение А

Таблица А – Свойства и компонентный состав Казанского месторождения по пластам

Компоненты	Пласты												
	ТП ₁₁				ТП ₁₂				ТП ₁₃ – ТП ₁₄				
	Состав газов		Состав пластового газа		Состав газов		Состав пластового газа		Состав газов			Состав пластового газа	
	сепарации	дегазации			сепарации	дегазации			сепарации	дегазации	дебутанизации		
% мол.	% мол.	% мол.	% мас.	% мол.	% мол.	% мол.	% мас.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мас.	
CH ₄	94,28	60,49	93,84	-	91,85	52,54	91,28	-	93,09	63,08	0,29	92,09	-
C ₂ H ₆	4,14	16,82	4,13	-	5,12	22,63	5,13	-	4,34	18,59	10,27	4,38	-
C ₃ H ₈	0,87	10,34	0,9	-	1,06	13,76	1,08	-	1,06	10,12	43,23	1,11	-
n-C ₄ H ₁₀	0,16	4,18	0,16	-	0,37	3,58	0,37	-	0,325	2,88	20,54	0,34	-
i-C ₄ H ₁₀	0,13	3,51	0,13	-	0,34	3,06	0,34	-	0,33	2,75	17,79	0,34	-
C ₅₊	0,026	-	0,47	-	0,37	-	0,91	-	0,27	-	6,7	1,16	-
N ₂	0,1	0,13	0,1	-	0,07	2,06	0,07	-	0,4	0,985	1,01	0,04	-
CO ₂	0,27	4,53	0,27	-	0,82	2,37	0,82	-	0,545	1,77	0,17	0,545	-
Всего Σ	100	100	100	-	100	100	100	-	100	100	100	100	-
Плотность газа, кг/м ³	0,6	-	-	-	0,585	-	-	-	0,608	-	-	-	-
Молекулярная масса, кг/кмоль	96	-	-	-	106	-	-	-	109	-	-	-	-
Среднее давление, МПа	-	-	-	-	-	-	20,59	-	-	-	-	20,52	-
Средняя температура, °С	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	66,8	-
Кол-во скважин	1	-	-	-	1	1	1	-	2	-	-	2	-
Кол-во определений	1	-	-	-	1	1	1	-	2	-	-	2	-