

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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
УСТАНОВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.53

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Бердников Василий Андреевич		

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 ОСГН ШБИП ТПУ	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023г.

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 общинженерные 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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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
2Б95	Бердников Василий Андреевич

Тема работы:

УСТАНОВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№39-67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

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	Сущность и виды технологических режимов эксплуатации скважин. Анализ факторов, ограничивающих условия формирования режимов работы скважины. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки. Анализ геолого-промысловых показателей газоконденсатного месторождения Х. Гидравлическая модель скважины. Эксплуатация скважин на различных рабочих режимах. Расчетные варианты эксплуатации скважин.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволод
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.23
--	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Бердников Василий Андреевич		09.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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
2Б95	Бердников Василий Андреевич

Тема работы:

УСТАНОВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Технологические режимы эксплуатации скважин	30
03.04.2023	Выбор технологических режимов эксплуатации газовых скважин на примере газоконденсатного месторождения X	30
24.04.2023	Обоснование технологического режима работы горизонтальной скважины в условия продвижения подошвенных и контурных вод газоконденсатного месторождения X	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			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Бердников Василий Андреевич		09.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 122 страниц, в том числе 32 рисунок, 15 таблиц. Список использованных источников содержит 47 источников.

Ключевые слова: технологические режимы эксплуатации скважин, давление, дебит, природный газ, депрессия.

Объектом исследования является эксплуатационные скважины газового, газоконденсатного и нефтегазоконденсатного месторождений.

Цель исследования – повышение эффективности эксплуатации скважин при оптимально подобранных технологических показателях.

В данной работе рассматриваются такие технологические режимы газовых скважин как: режим постоянного градиента давления на забое скважины, режим постоянной депрессии на пласт, постоянного забойного давления, дебита и постоянной скорости фильтрации.

Так же 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

А также произведен выбор и обоснование технологического режима эксплуатации газовых скважины на примере газоконденсатного месторождения Х.

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	11
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	14
1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	15
1.1 Сущность и виды технологических режимов эксплуатации скважин ...	19
1.1.1 Режим постоянного градиента на забое скважины	23
1.1.2 Режим постоянной депрессии на пласт	24
1.1.3 Режим постоянного забойного давления	25
1.1.4. Режим постоянного дебита	26
1.1.5 Режим постоянной скорости фильтрации	27
1.2 Анализ факторов, ограничивающих условия формирования режимов работы скважины.....	28
1.2.1 Конусы подтягивания подошвенных вод.....	30
1.2.2 Образование газовых гидратов в скважине	35
1.2.3 Наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов	44
1.2.4 Образование песчано-жидкостных пробок в стволе скважины	52
1.3 Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки	56
2 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	66
2.1 Анализ геолого-промысловых показателей газоконденсатного месторождения X	66
2.2 Гидравлическая модель скважины.....	71
2.3 Эксплуатация скважин на различных рабочих режимах.....	74
2.4 Расчетные варианты эксплуатации скважин	77

3	ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ПРОДВИЖЕНИЯ ПОДОШВЕННЫХ И КОНТУРНЫХ ВОД ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х.....	81
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	90
4.1	Расчет показателей экономической эффективности режима.....	91
4.2	Анализ чувствительности к возможным изменениям	94
	Выводы по разделу.....	97
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	100
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
5.2	Производственная безопасность	101
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	103
5.2.1.1	Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.....	103
5.2.1.2	Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума и вибрации	104
5.2.1.3	Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения	105
5.2.1.4	Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух.....	106
5.2.1.5	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызванные разницей потенциалов, под действие которых попадает рабочий	107
5.2.1.6	Опасность возникновения пожаров, взрывов.....	109
5.2.1.7	Оборудование, емкости, работающие под высоким давлением.....	112

5.3	Экологическая безопасность	113
5.3.1	Защита атмосферы	113
5.3.2	Защита гидросферы	114
5.3.3	Защита литосферы	114
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	115
	Выводы по разделу	116
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	119

ВВЕДЕНИЕ

Установление технологического режима работы эксплуатационных скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при разработке месторождения. Выбранный режим, предопределяет число скважин, следовательно, наземную обвязку, а, в конечном счёте, капитальные вложения на освоение месторождения при заданном отборе из залежи.

Технологический режим – это конкретные условия движения флюида в пласте, призабойной зоне и скважине, характеризующиеся величиной дебита и забойного давления (градиента давления) и определяемые некоторыми естественными ограничениями.

Для того чтобы эксплуатировать скважину при наибольшем дебите, необходимо установить для нее рабочий дебит, наиболее целесообразный с точки зрения технологии, техники и экономики, обеспечивающий бесперебойную, безопасную, безаварийную работу скважины.

Рабочие дебиты заключены в пределах между максимально допустимыми и минимально необходимыми. Максимально допустимый дебит — это дебит, при котором скважина может эксплуатироваться без опасности разрушения пласта, обводнения, вибрации и т. д. Превышать этот дебит недопустимо, так как скважина будет обводняться, начнет разрушаться пласт, возможны аварийные ситуации. Минимально необходимый дебит — это дебит, при котором обеспечивается вынос с забоя жидкости и твердых частиц или, например, не образуются в стволе гидраты [1].

При установлении технологического режима эксплуатации скважин используются геолого-промысловые данные, накопленные в процессе эксплуатации месторождения, в том числе учитывая результаты проведения газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических и лабораторных исследований свойств пористой среды и содержащихся в ней газов, конденсата и воды.

Контроль за параметрами технологического режима осуществляется посредством введения системы «пласт-скважина». Данная система подразумевает взаимосвязь имеющихся параметров разработки скважины, что позволяет определить причинно-следственную связь возникновения осложнений или неполадок.

Основными факторами, создающими условия, осложняющими непрерывную эксплуатацию, 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.

В соответствии с данным условиями и с целью обеспечения правильности подбора технологических мероприятий по ЭФГС необходимо учитывать такие геолого-промысловые факторы, как: тип залежи, пористость и проницаемость, тип коллектора, газонасыщенность горных пород, начальное пластовое давление, пластовая температура, плотность и вязкость природного газа.

Актуальность данной работы: в настоящее время, установление оптимальных параметров режима эксплуатации скважин является актуальной темой, так как некорректный их подбор может привести к уменьшению МРП, снижению дебита и образованию аварийных ситуаций.

Целью работы является: повышение эффективности эксплуатации скважин при оптимально подобранных технологических показателях.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать режимы эксплуатации скважин

2. Применение определенного технологического режима на примере эксплуатации скважин НГКМ
3. Обосновать технологический режим работы горизонтальной скважины в условиях продвижения подошвенной и контурной вод газоконденсатного месторождения X.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства;

ТРРДС - формирование оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин;

ГДС – газодобывающая скважина;

ГМ, ГKM, НГKM – газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные месторождения;

ЭФГС – эксплуатационный фонд газовых скважин;

ДИКТ – Диафрагменный измеритель критического течения;

БДРХ – блок дозирования химического реагента;

ГВК – газоводяной контакт;

ГДИС, ГДИ, ГИС – гидродинамические, газодинамические, геофизические исследования скважин;

ГМ, ГKM, НГKM – газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные месторождения;

ГП – горная порода;

КИГ – коэффициент извлечения газа;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

ММП – многолетнемерзлые породы;

МУ – метанольная установка;

ОВР – окислительно-восстановительная реакция;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ПГ – природный газ;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ТРЭС – технологический режим эксплуатации скважин;

УВС – углеводородное сырье;

ЭГ, ДЭГ, ТЭГ – этилен-, диэтилен-, триэтиленгликоль;

NPV – (net present value) чистый дисконтированный доход.

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Первое упоминание о применении технологических режимов приходилось на период 1939 – 1950-ые годов. В то время, активно развивалась газовая промышленность. Не смотря на всю тяжесть того времени, изучение в газовой отрасли не приостановились, а наоборот начало 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 (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 [2].



Рисунок 1 – Первая в Отечественной истории газовая скважина 1941 года [2]

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 2).



Рисунок 2 – Газовая фонтанная арматура нового образца 1947 года на Тепловском НГКМ [2]

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. Промышленными гигантами по запасам УВС новоразведанных 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 геологопромысловых исследований на ГМ [3].

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 скрытия и извлечения из него УВС.
6. Пластовая температура – это температура, под которой находится жидкость или газ, насыщающие породы пласта. Формируется под действием передачи температуры из внутренних зон земной коры к поверхностным зонам. Передача осуществляется путем контакта пород между или за счет переноса 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 противодавления 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 геологопромысловый 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].

До недавнего времени формирование и регулирование фактического технологического режима происходило лишь за счет замены сечение штуцера на устьевой арматуре скважины. В настоящее время подбор оптимального режима эксплуатации скважины является более удобным и эффективным, благодаря развитию технологий газовой отрасли.

Так с целью увеличения добычи при пиковых отборах газа и обеспечения стабильной работы обводняющийся газовых скважин (без самозадавливания) на Северо-Ставропольском, Шебелинском, Газлинском газовых и газоконденсатных месторождениях применялась технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

Технология автоматически управляемой эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам и первый автоматический устьевой

газопневматический комплекс для управления режимом работы скважины были разработаны во ООО «ВНИИГАЗе». Блок контейнер для комплекса с приборами был разработан и изготовлен в ООО «Газприборавтоматика». В составе комплексов использовались общепромышленные измерительные и регулирующие блоки пневмоавтоматики, для которых требовался очищенный от примесей и осушенный газ. Первый комплекс был установлен в 1966 году на устье скважины №32-п Пелагиадинского участка Северо-Ставропольского месторождения. С 1969 года началось массовое изготовление и использование приустьевых газопневматических комплексов на газовых месторождениях. К началу 1975 года только на Северо-Ставропольском месторождении около 40 скважин эксплуатировались с использованием комплексов, а дополнительная добыча газа за счет использования технологии превышала 10% от общей добычи газа со всего месторождения [5].

К тому же , компанией ООО «Газпром добыча Ямбург» были проведены расчеты оптимального диаметра труб НКТ для скважин газового промысла № 6. Увеличение скорости газа в скважинах сеноманских залежей, за счет замены труб лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра, проводились для создания условий выноса воды из лифтовых колонн. После замены труб в скважинах был установлен стабильный режим, к тому же жидкость в НКТ не скапливалась долгий период времени. По результатам расчета была произведена замена труб диаметром 168 мм на НКТ диаметром 114 мм, что позволило уменьшить степень обводненности продукции, однако дебит уменьшился 20 %.

1.1 Сущность и виды технологических режимов эксплуатации скважин

Одной из основных задач исследования скважин при стационарных режимах фильтрации является изучение зависимостей между забойным (устьевым) давлением, депрессией на пласт, дебитом газа, количеством жидких и твердых примесей в добываемой продукции, конструкцией скважины, свойствами пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и

другими параметрами для обоснования и выбора технологического режима эксплуатации скважин.

Выбор и обоснование технологического режима работы скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации. Для этого требуется изучение зависимостей между забойным (устьевым) давлением, депрессией на пласт, дебитом газа, количеством жидких и твердых примесей в добываемой продукции, конструкцией скважины, свойствами пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и другими параметрами.

Технологические режимы работы наряду с типом скважин (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их число, и следовательно, наземную обвязку, а в конечном счете – капиталовложения в освоение месторождения при заданном отборе из залежи. Трудно найти такие проблемы при проектировании, которые бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как технологические режимы.

В определенной степени из-за особенностей физических параметров газа вопросу научно обоснованной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин не уделяется должное внимание, в отличие от других наукоемких проблем освоения газовых месторождений.

При установлении технологического режима эксплуатации скважин используются данные, накопленные в процессе поиска, разведки и эксплуатации месторождения путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических и лабораторных исследований свойств пористой среды и содержащихся в ней газов, конденсата и воды. Как правило, в проектах разработки в весьма обтекаемой форме отмечается, что необходимо изменить технологический режим эксплуатации скважин ежеквартально контролируется и пере утверждается.

На технологический режим влияет множество факторов, в частности:

- географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форма, тип, размеры и режим залежи; многопластовость залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов (пропластков), глубина и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа и конденсата, наличие и активность подошвенной и краевых вод;

- условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; деформация и устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов, совершенство скважин по степени и характеру вскрытия, полнота вскрытия удельной площади приходящейся на долю горизонтальной скважины, размещение горизонтального участка по толщине, направление профиля горизонтального ствола и расстояние до контуров зоны, дренируемой скважиной;

- состав газа, конденсата и воды, наличие и концентрация в составе газа коррозионно-активных компонентов, H_2S , CO_2 , ртути и др.; присутствие органических кислот в пластовой воде; физико-химические свойства газа, конденсата и воды, влагосодержание газа и их изменение по площади и разрезу и в процессе разработки;

- конструкция скважин (вертикальная или горизонтальная), оборудование забоя и устья скважины; схема сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническая и технологическая характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;

- условия потребления газа и жидкости, неравномерность потребления, теплотворная способность газа и т.д.

Учет всех факторов практически невозможен, так как иногда один из факторов противоречит другому. Некоторые из факторов не поддаются учету. Для установления технологического режима эксплуатации скважин с учетом

всех факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии.

При выборе технологического режима необходимо использовать один из критериев, который является постоянным и его значение поддерживается на протяжении всего периода эксплуатации скважины на заданном режиме. Такими критериями являются: градиент давления, депрессия на пласт, давление на забое скважины, дебит и скорость фильтрации

Деформация и разрушение пласта в призабойной зоне, возможности образования гидратов, конусов подошвенной воды, образование или разрушение песчано-жидкостных пробок, давление начала конденсации, степень коррозии и т.д. выражаются исходя из приведенных выше критериев. По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и краевых вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает работу скважины без осложнений. Тогда необходимо производить замену ранее установленного технологического режима другим режимом. При обосновании технологического режима следует учесть геологическую характеристику залежи и техническую и технологическую характеристики промыслового и скважинного оборудования.

Если при выборе технологического режима необоснованно снижена производительность скважин, то это приводит к увеличению капиталовложений и эксплуатационных затрат.

При выборе определяющего фактора и соответствующего критерия необходимо обратить основное внимание на: наличие подошвенной воды; неоднородность и многопластовость залежи с наличием или отсутствием гидродинамической связи между пластами; наличие коррозионно-активных компонентов; близость контурных вод; возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению; коллекторские свойства пластов; пластовое давление и температуру; температуру окружающей ствол скважины среды; количество жидких компонентов в газе; свойства газа и жидких компонентов; условия по

осушке, очистке и транспорту газа на промысле и др. основные факторы, по которым устанавливается технологический режим работы скважин. Выбор критерия для обоснования режима работы скважины зависит от фактора, ограничивающего дебит.

1.1.1 Режим постоянного градиента на забое скважины

Величина градиента на забое скважины определяется, по результатам исследований и эксплуатации скважин выбирается при дебите, не вызывающем осложнений в условиях разрушения пласта. При этом величина должна исключить разрушение или обеспечить разрушение в приемлемых пределах. При наличии фильтров соответствующих конструкций критерий градиент давления может быть не использован.

Градиент давления на забое газовой скважины определяется по формуле:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial R}\right)_{R=R_c} = A_0 \cdot \frac{Q}{P_3} + B_0 \cdot \frac{Q^2}{P_3} = const \quad (1)$$

где A_0, B_0 – коэффициенты;

Q – дебит газовой скважины;

P_3 – давление на забое скважины.

Так же справедлив и следующее выражение:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial R}\right)_{R=R_c} = const = grad P_{доп} \quad (2)$$

Значение градиента давления определяется, исходя из результатов исследований скважин и данных опытной эксплуатации для принятого начального дебита газа Q , при котором еще не наблюдается осложнений во время эксплуатации.[6]

Коэффициенты A_0 и B_0 в уравнении (1) находят по коэффициентам a и b , полученным при исследовании скважин.

Для скважин, совершенных по степени и характеру вскрытия:

$$A_0 = \frac{a}{2R_c \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (3)$$

$$B_0 = \frac{b}{2R_c^2 \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)} \quad (4)$$

где a, b – коэффициенты;

R_c - радиус скважины;

R_k - радиус контура.

При обосновании величины градиента давления на забое следует учесть глубины спуска и диаметр насосно-компрессорных труб. Отсутствие выхода песка на поверхность не является достаточным условием, чтобы по данным исследования и эксплуатации скважин утверждать правильность выбранной величины градиента. Многочисленные промысловые эксперименты показывают, что при градиентах, превышающих его допустимую величину, вначале наблюдается интенсивный вынос песка с последующим снижением. Для оценки величины градиента на каждом месторождении следует в комплекс параметров, изучаемых по данным лабораторных исследований керна, включить и параметр устойчивости как необходимое условие. Знание величины допустимого градиента позволило бы проектировщику достоверно обосновать режим работы скважин.[6]

Величина градиента, в отличие от других критериев практически не изменяется в процессе разработки. Промежуточные изменения величины градиента могут быть только при проведении ремонтно-профилактических работ и обводнении скважин.

1.1.2 Режим постоянной депрессии на пласт

Режим постоянной депрессии на пласт устанавливается при близости подошвенной и контурных вод, деформации коллектора при значительных

депрессиях, возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта, глубокой депрессионной воронки в процессе разработки и т.д.

Этот режим применяется при тех же условиях, что и режим постоянного градиента. В этом случае $\Delta P = P_{пл} - P_3 = \text{const}$.

Результаты, получаемые при эксплуатации скважин на режиме постоянной депрессии, режиме постоянного градиента давления, примерно одинаковые. Поэтому условия выбора этих режимов также одинаковы.

Пределы, ограничивающие величину депрессии, могут быть приближенно определены аналитическим путем независимо от фактора (подошвенная или краевая вода, деформация, образование гидратов, разрушение пласта в призабойной зоне, образование песчано-жидкостных пробок, давление начала конденсации, степень коррозии). В ряде случаев величина депрессии изменяется в процессе разработки.

1.1.3 Режим постоянного забойного давления

Данный режим встречается на практике довольно редко и в основном используется тогда, когда дальнейшее снижение его величины нежелательно вследствие выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений.

Данный режим применим в основном для ГКМ, суть данного режима заключается в поддержании условия:

$$P_{зab} = \text{const} \geq P_{\text{конд}}, \quad (5)$$

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.

Эксплуатация газовых скважин на режиме при $P_3 = \text{const}$ характеризуется резким уменьшением во времени расхода газа, вследствие чего необходимо прогрессивно увеличивать число скважин для поддержания заданного отбора газа с месторождения.

1.1.4. Режим постоянного дебита

Режим постоянного дебита является наиболее выгодным режимом, если величина дебита при этом соответствует максимальным способностям пласта и скважины. Режим постоянного дебита устанавливается в случаях, когда непрерывное увеличение депрессии на пласт не приводит к прорыву подошвенной и краевых вод, разрушению пласта, превышению допустимой скорости потока и др.

На определенной стадии разработки, особенно в ее начале, для ряда месторождений режим постоянного дебита может быть установлен при: коррозии забойного оборудования и насосно-компрессорных труб; наличии жидкостных или песчаных пробок, возможности увеличения депрессии на пласт в процессе разработки и т.д.

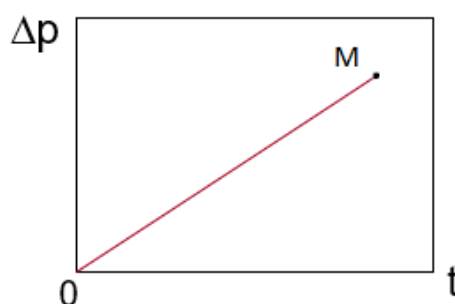


Рисунок 3 - График зависимости депрессии на пласт от времени

При достижении максимально допустимого значения депрессии в точке М (Рисунок 3) необходимо для скважины устанавливать другой технологический режим (например, $V_{\phi} = \text{const}$ или $\Delta p = \text{const}$), для исключения возможности осложнений.

Величина дебита при этом режиме определяется интенсивностью коррозии, пропускной способностью забойного оборудования, скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости и твердых частиц, потенциальной отдачей пласта и другими факторами, а также наземными условиями.

1.1.5 Режим постоянной скорости фильтрации

Режим постоянной скорости фильтрации на забое используется в качестве условия, обеспечивающего вынос песка. Это условие было принято и для больших скоростей, превышение которых приводит к интенсивному коррозионно-эрозионному процессу скважинного оборудования.

Математически, в предположении того, что силы, действующие на частицы пористой среды, пропорциональны скорости впервой степени, режим постоянной скорости фильтрации можно записать в виде:

$$V_{\phi} = \frac{Q}{P_3} = const \quad (6)$$

Допустимое значение коэффициента V_{ϕ} определяется по результатам исследования скважин.

Одним из основных вопросов, который должен быть установлен и рекомендован по технологическому режиму является – определение продолжительности предложенного режима и переход на новый режим. Фактический технологический режим работы скважины устанавливается геологической службой промысла ежеквартально или один раз в полгода в соответствии с данными проекта разработки, опыта эксплуатации и результатами исследования скважин.

На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений основная цель режима сводится к обеспечению выноса жидкости из ствола скважин и поддержанию необходимого устьевого давления.

Независимо от принимаемого технологического режима должна быть рассмотрена возможность повышения производительности скважин путем проведения работ по интенсификации.

При превышении критического градиента давления, когда процесс разрушения возможен, и скорость фильтрации обеспечивает вынос частиц, разрушение может происходить достаточно длительное время, так как в условиях образования каверны градиент давления «перемещается» в

направлении от скважины к контуру пласта. Однако по мере перемещения зоны разрушения от стенки к контуру площадь фильтрации увеличивается, а при постоянном дебите скважины скорость фильтрации уменьшается. Следовательно, даже для неправильно выбранного режима эксплуатации с выносом песка наступает время, когда вынос существенно снижается.

Газоносные коллекторы обладают определенными прочностными и упругими свойствами. Показатели устойчивости пород зависят от их структуры, минералогического состава, глубины залегания, степени сцементированности частиц, свойств и количества насыщающих их жидкостей и газов и др. Находясь на больших глубинах, коллекторы испытывают влияние давления и температуры. При их изменении изменяются физические, емкостные и фильтрационные свойства горных пород. Эти изменения в ряде случаев существенно влияют на режим эксплуатации скважин.

В процессе разработки газовых месторождений деформация пласта происходит повсеместно, а в призабойной зоне – с момента пуска скважины в эксплуатацию. Степень деформации газоносных коллекторов зависит от их упругих свойств и величины депрессии. Для определения допустимой депрессии необходимо проводить специальные исследования и изучить материалы эксплуатации скважины. По результатам анализа содержания песка в добываемой продукции на различных режимах и межремонтных периодах скважин устанавливается величина допустимой депрессии, при которой обеспечивается технологический режим работы скважины.

1.2 Анализ факторов, ограничивающих условия формирования режимов работы скважины

Условия, ограничивающие дебит, условно разделены на геологические, технологические, технические и экономические.

Геологические условия могут привести к разрушению пласта в призабойной зоне и образованию языков и конусов обводнения. В рыхлых, слабосцементированных пластах при высоких скоростях газа на забое и больших депрессиях происходит разрушение пласта и вынос на забой твердых частиц. Возникает опасность обвала кровли пласта, а выносимая порода разрушит оборудование скважины и промысловые установки. При исследованиях скважины достаточно точно определяют депрессию и дебит, выше которых происходит разрушение пласта. Эти дебит и депрессию называют максимально допустимыми. Если дебит и депрессия превышают максимально допустимые, эксплуатировать скважину запрещается.

Технологические условия состоят в необходимости поддерживать на устье давление, достаточное для внутрипромысловой транспортировки продукции скважины, создания определенных условий сепарации и подачи газа в газопроводы. Кроме того, стремятся регулировать давление и температуру в стволе скважины в таких пределах, чтобы не образовывались гидраты. На забое необходимо поддерживать довольно высокие скорости (2-10 м/с), чтобы обеспечить вынос из скважины жидкости и твердых частиц.

Технические условия заключаются в опасности смятия колонн горным внешним давлением при снижении давления внутри скважины. Если превысить давление внутри труб выше их прочностных характеристик, трубы могут разорваться. Вибрация оборудования при высоких дебитах приводит к разрушению скважины. Поэтому запрещена эксплуатация скважин при вибрации оборудования. Вечномерзлые породы на месторождениях Севера могут оттаивать при нагревании стенок потоком газа. Требуются такие технические мероприятия, как изоляция.

Экономические условия сводятся к расчетам и выбору основных технико-экономических показателей рационального распределения потерь давления по системе пласт-скважина-газопровод в целом. Объемы добычи должны при этом быть такими, при которых приведенные затраты по месторождению будут наименьшими. Экономические факторы так же

учитывают потребности в газе. Например, экономически целесообразно снизить дебит летом или уменьшить потери давления в скважине и использовать это давление для сепарации и подачи газа в газопровод. [7]

Факторы, вытекающие из данных условий, представляют из себя ряд проблем, которые образуются на протяжении всего периода эксплуатации скважины и решаются путем комплексного подхода к подбору технологического режима.

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. Гидратообразование, в следствие чего происходит уменьшение диаметра проходного сечения как в стволе скважины, так и в условиях линейных сооружений промысла;
3. Дополнительная коррозия оборудования в результате взаимодействия оборудования с агрессивными средами сероводорода и углекислого газов.
4. Возможное нарушение целостности ПЗП, в следствии чего происходит усиленный износ эксплуатационного оборудования, а также образование песчаных пробок на забое или в стволе скважины.

1.2.1 Конусы подтягивания подошвенных вод

Причины, по котором 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 4), 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.

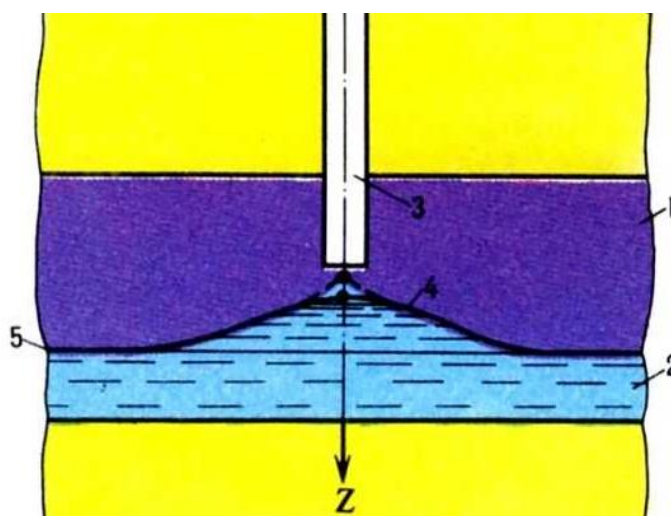


Рисунок 4 – Процесс образования водяного конуса газодобывающих скважин: 1 – газовая составляющая; 2 – краевые (подошвенные) воды; 3 – забой добывающей скважины; 4 – поверхность конуса; 5 – линия ГВК

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 [8].

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:

$$V_B \ll V_T, \quad (7)$$

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:

$$p' = p(0, z + dz) = p + \frac{\partial p}{\partial z} dz, \quad (8)$$

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 [9].

В процесс эксплуатации ГДС при наличии обводненности продукции следует выделить 2 этапа [10]:

- 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 [10]:

$$\Delta Q_B = Q_B - Q_{B.B.}, \quad (9)$$

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 [10]:

$$Q_B = Q_{B.B.}, \quad (10)$$

Процесс эксплуатация ГДС при обводнении, в основном происходит до того момента, пока скважина сама себя не заглушит, то есть до момента прекращения поступления газа из пласта (самозадавливания). При этом коэффициент обводненности для газовой скважины будет следующим [10]:

$$k_{обв} = \frac{\sum h_{iобв}}{\sum h_{идр}}, \quad (11)$$

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

$\sum h_{идр}$ – 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).

1.2.2 Образование газовых гидратов в скважине

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 [11].

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 5). Основопологающим фактором, определяющим тип структуры гидрата (рисунок 6), является размер молекул газа, образующего гидрат, следовательно, молекулы, имеющие больший размер, чем у молекулы *i*-бутана гидрата не образуют.

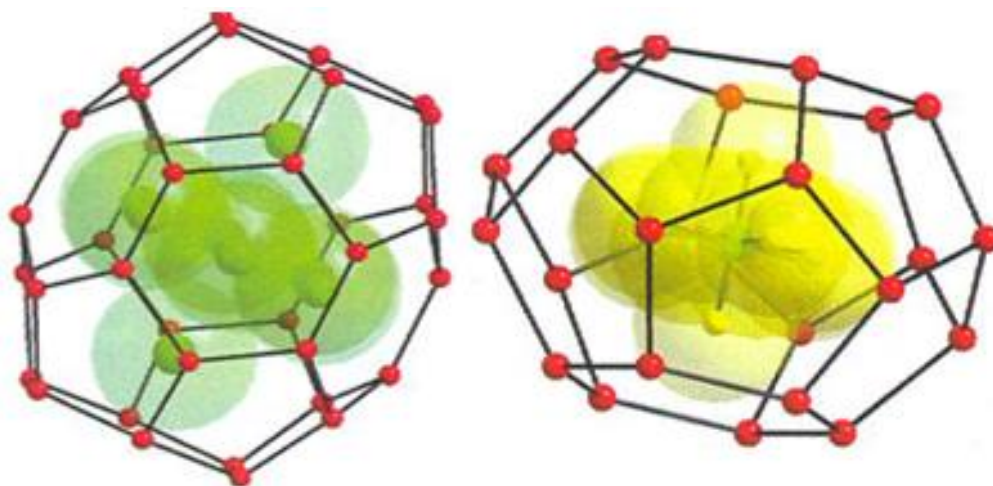


Рисунок 5 – Молекулы гидратов

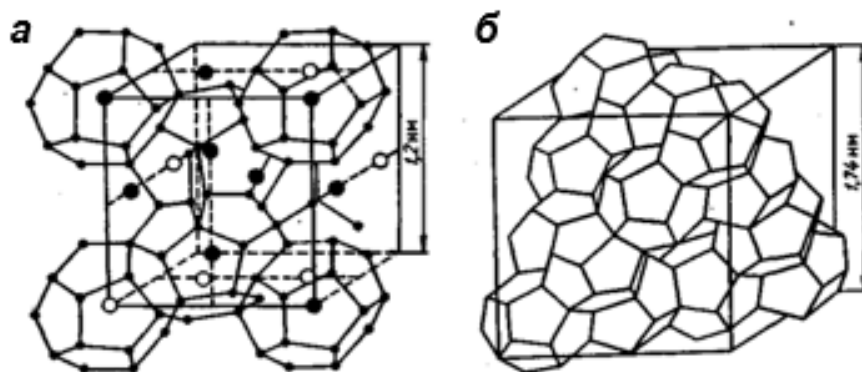


Рисунок 6 – Структура гидратов: а – метан, этан, диоксид углерода, сероводород, азот; б – пропан, i-бутан

Условия же образования выражаются диаграммой гетерогенного состояния газов по Ю. Ф. Макогону в координатной зависимости давления от температуры (рисунок 7). 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.

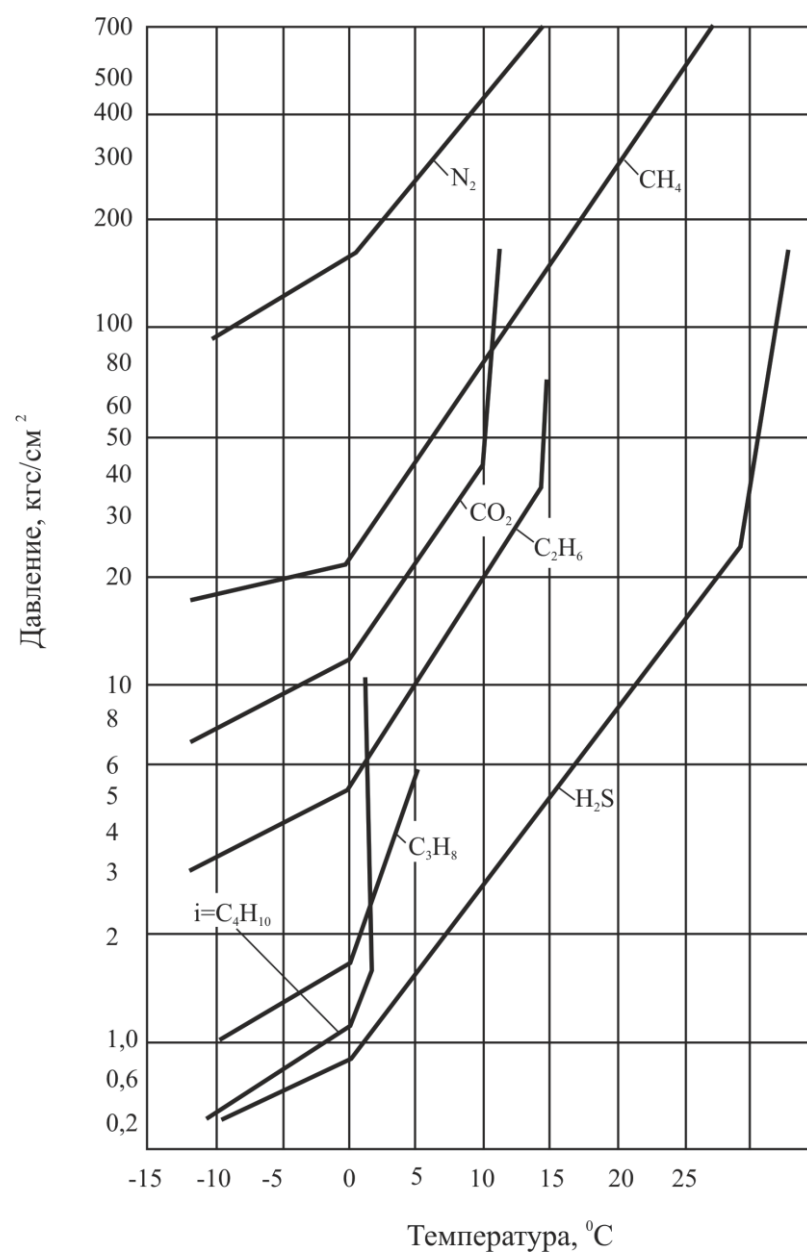


Рисунок 7 – Диаграмма гетерогенного состояния газов по Ю. Ф. Макогону [12]

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 1):

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

Таблица 1 – Устойчивость гидратов при изотермическом и изобарическом процессах [12]

Компонент	$P_{t=\text{const}}, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	$t_{p=\text{const}}, ^\circ\text{C}$
CH_4	26	-29
C_2H_6	5,2	-15,8
C_3H_8	1,7	-8,5
i- C_4H_{10}	1,2	-0,00
CO_2	12,47	-24
H_2S	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 $30 ^\circ\text{C}$ (рисунок 7).

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 первостепенно предупреждение их образования, а в случае, если уже образованы, то ликвидация. Соответственно для процесса предотвращения

необходимо создать условия, в которых будет установлен режим безгидратной РЭС. Фактически это выражено двумя неравенствами [13]:

$$p \leq p_p; t \geq t_p \quad (12)$$

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

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 многолетнемерзлых пород, определяют по формуле [14]:

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L - x) - \Delta T^{-\alpha(L-x)} + \left(\Gamma - D_i \frac{P_3 - P_y}{L} - \frac{A}{C_p} \right) \frac{1 - e^{-\alpha(L-x)}}{\alpha}, \quad (13)$$

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 [14]:

$$\Delta T = T_{пл} - T_3 = D_i (P_{пл} - P_3) \frac{\lg \left(1 + \frac{G C_p t}{\pi h C_{п} r_c^2} \right)}{\lg \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}, \quad (14)$$

где G – массовый расход газа;

t – время работы скважины с начала эксплуатации;

h – мощность пласта;

Значение поправочного коэффициент α определяют по формуле [14]:

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_{\Pi}}{G C_p f(t)}, \quad (15)$$

где λ_{Π} – теплопроводность ГП;

C_p – теплоемкость газа;

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

Теплоемкость газа определяют по формуле [14]:

$$C_p = \frac{RT^2}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p, \quad (16)$$

Безразмерную функцию времени находят по формуле [14]:

$$f(t) = \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_{\Pi}t}{C_{\Pi}r_c^2}} \right), \quad (17)$$

Коэффициент Джоуля-Томсона характеризует изменение температуры с расширением газа, которое происходит при полном отсутствии передачи тепла (работы), определяется по номограмме (рисунок 8) либо по формуле [14]:

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_p = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p^{-V}}{C_p}, \quad (18)$$

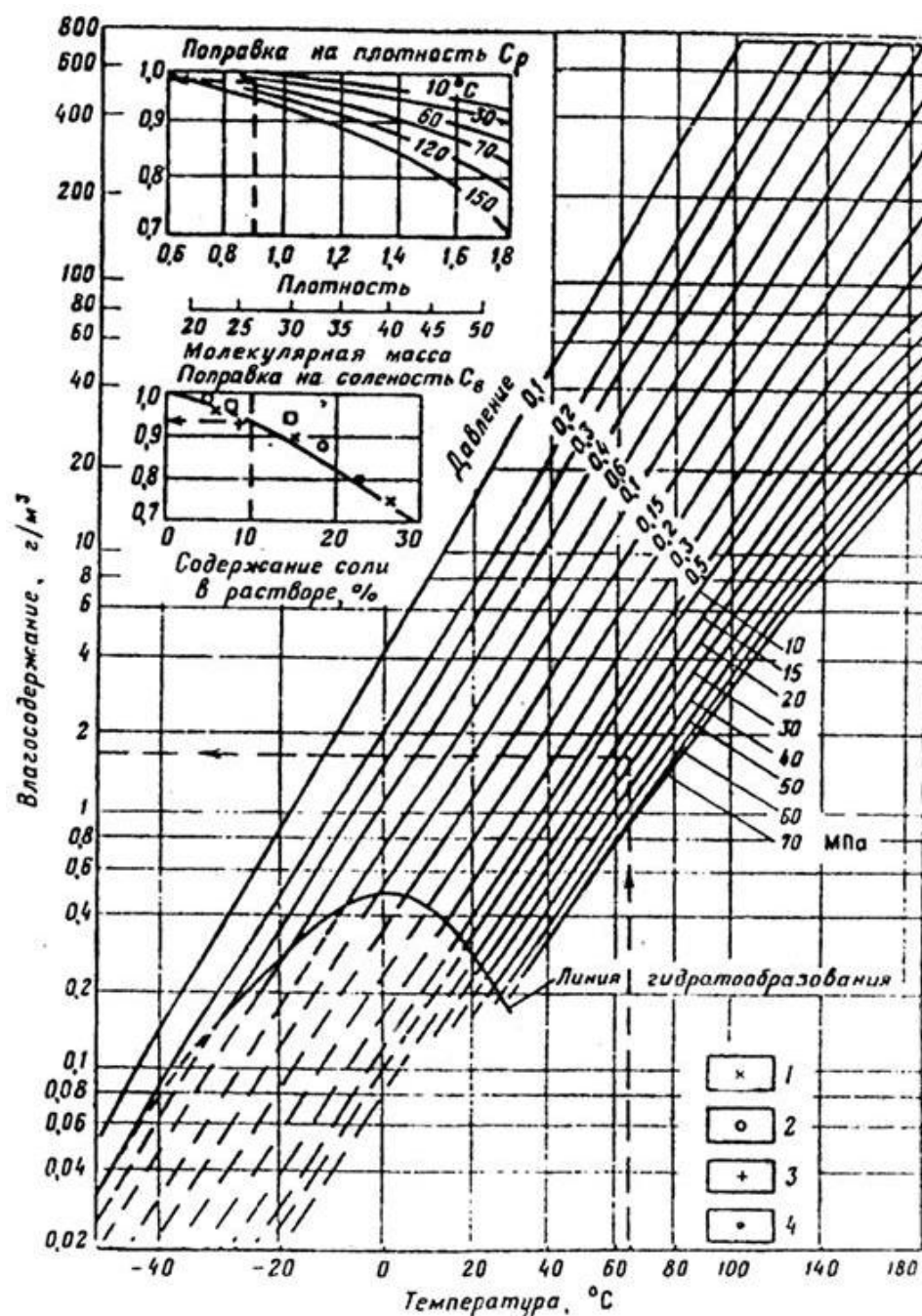


Рисунок 8 – Номограмма гидратообразований природного газа [14]

Помимо приведенной выше формулы (13), изменение температуры потока газа по длине ствола газодобывающей скважины, а также на ее устье можно определить с использованием глубинных термометров. Анализируя зависимость температуры газа по стволу скважины от показателей дебита (рисунок 9), 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.

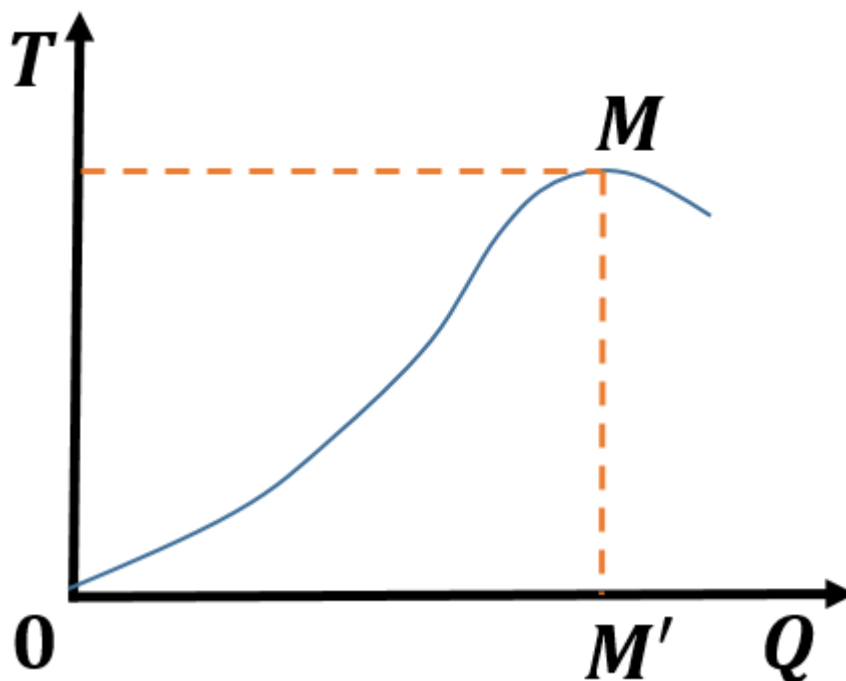


Рисунок 9 – Зависимость изменения температуры по стволу скважины от дебита

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 9), 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 выпадения гидратов зависит от множества разных факторов, наиболее предсказуемыми являются места, которые определяют по графику диаграмм гетерогенного состояния газов (рисунок 7) [15].

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 [16].

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 ку-
сте газодобывающих скважин и централизованную подачу ингибитора. В слу-
чае индивидуальной подачи ингибитора в отдельную скважину используют
установленные на устье ингибиторный бачок, насос для закачки и регулируе-
мый 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 эф-
фект, предотвращающий образование и способствующий разложению уже об-
разовавшихся гидратов;
- Греющий кабель – устройство, способствующее спуска в сква-
жину при помощи крепления к лифтовым трубам, в процессе нагревания в ре-
зультате 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 теплоизолирую-
щим материалом, способствующего ослаблению теплообмена между ММП и
потокм газа внутри скважины, тем самым препятствует понижению темпера-
туры ПГ и, как следствие, образованию гидратов;
- Трубное гидрофобное покрытие – препятствует осаждению уже
слепившихся молекул на стенках труб внутри скважины, в результате чего все
склеившиеся частицы капельной жидкости и ПГ выносят с потоком на устье и
не происходит налипания образований гидратов в стволе скважины.

1.2.3 Наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов

Оборудования месторождений, у которых газовая составляющая содер-
жит повышенное количество примесей сероводорода и углекислого газа в со-
ставе ПГ, подвержены процессу интенсивного изнашивания. При наличии
влаги в продукции скважины CO_2 и H_2S вступают с металлами в химическую

реакцию и вызывают коррозию скважинного оборудования. Наличие таких органических кислот как муравьиной, уксусной, пропиновой и других в пластовой воде также вызывает коррозию металла. 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 [17].

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.
- Установление 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.

При наличии коррозионно-активных компонентов из приведенных выше критериев технологического режима эксплуатации газовых скважин приемлемым является режим постоянной скорости потока. Для одноступенчатой фонтанной колонны максимальная скорость потока будет иметь место у устья скважины.

Режим ограничения скорости устанавливается путем сравнения различных вариантов, учитывающих наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа, возможность закачки ингибитора в скважину, использования оборудования в коррозионностойком исполнении, выбор

конструкции скважины при проектировании и ее изменения в процессе разработки и др.

Интенсивность коррозии под влиянием CO_2 в сумме зависит от двух факторов: парциального давления этого газа (CO_2) и температуры среды (рисунк 10) [18].

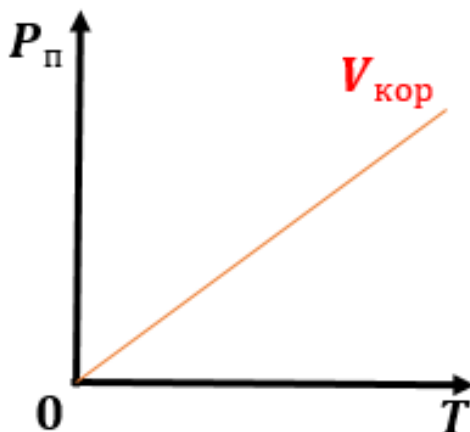


Рисунок 10 – Влияние на интенсивность углекислой коррозии

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 $\sim$ в 2 раза. Есть такой диапазон парциальных давлений CO_2 , при которых [18]:

- 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 11) [19].

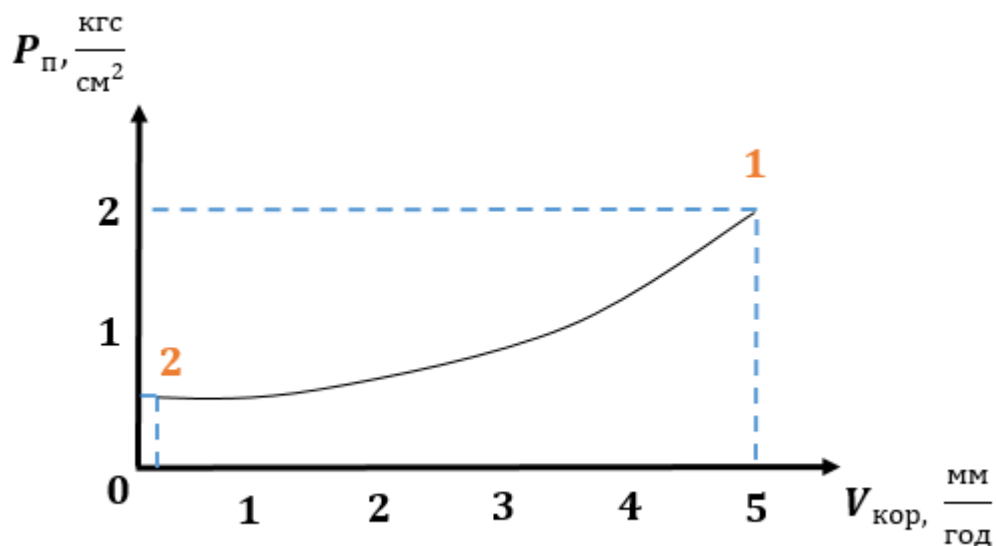


Рисунок 11 – Влияние изменения парциального давления на скорость коррозии

На графике заметно, что при снижении парциального давления в 3 раза, скорость интенсивности коррозии замедляется $\sim$ 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 [20].

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 12).

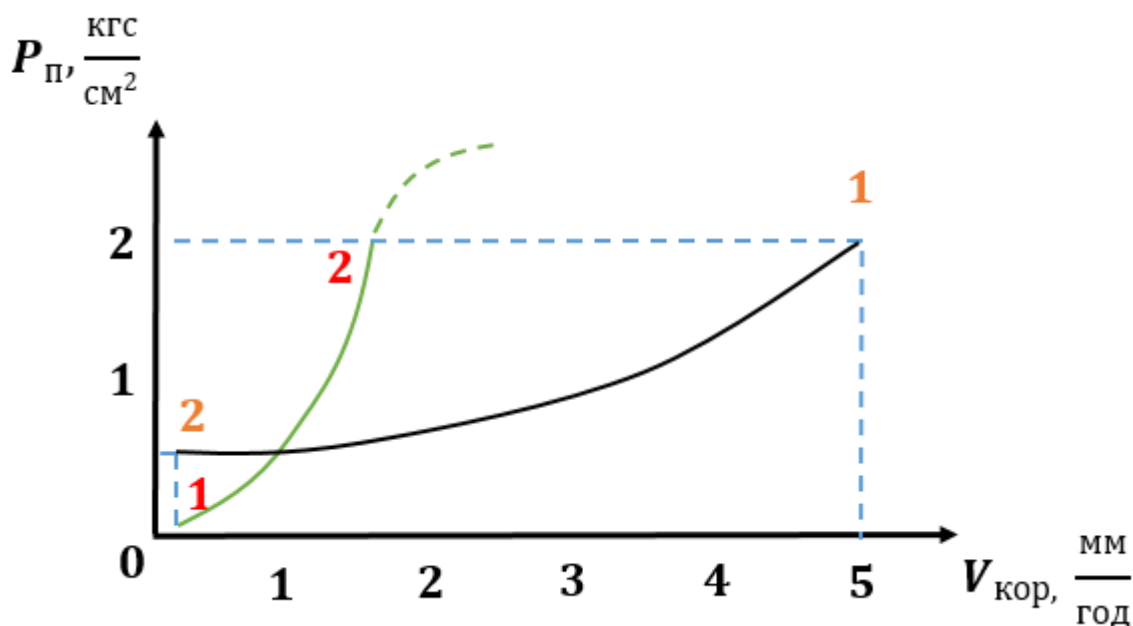


Рисунок 12 – Интенсивность развития коррозии от парциального давления для H_2S в сравнении с CO_2

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°C), 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 [21].

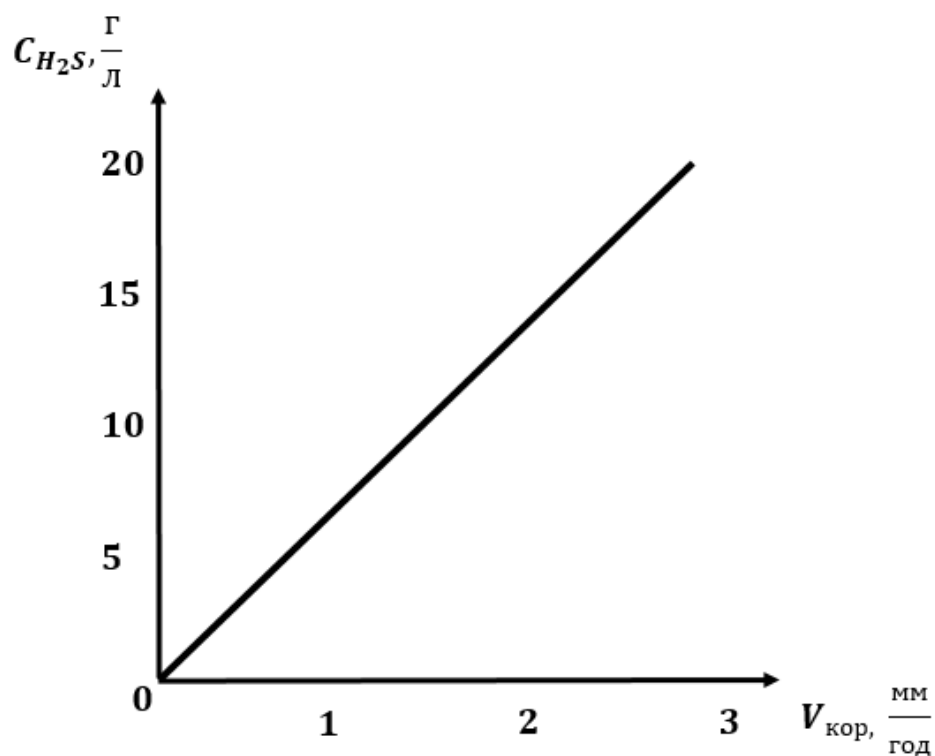


Рисунок 13 – Влияние концентрации на увеличение скорости коррозии

По рисунку 13 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 способствует снижению интенсивности развития коррозии, образуя карбонат железа ($FeCO_3$) [22].

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 $1,5 \frac{мм}{год}$, 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 наводороживания.

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 [23]:

- 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 14).



Рисунок 14 – 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. Сперва закачивают ударную дозу ингибитора, далее переходят на непрерывный процесс обработки при меньших дозировках.

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

1.2.4 Образование песчано-жидкостных пробок в стволе скважины

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.

$$gradP_{\text{доп}} < \frac{\partial P}{\partial R}, \quad (19)$$

где $gradP_{\text{доп}}$ – 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 [24] (рисунок 15), в результате чего наблюдается существенное снижение текущих показателей дебитов.

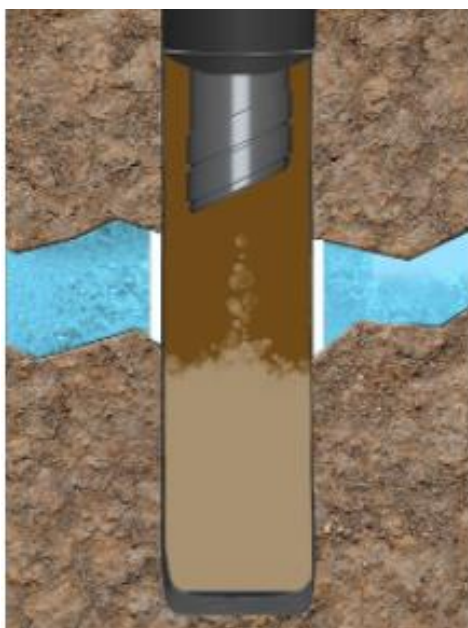


Рисунок 15 – Процесс образования песчаной пробки на забое добывающей скважины

На рисунке 16 (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.

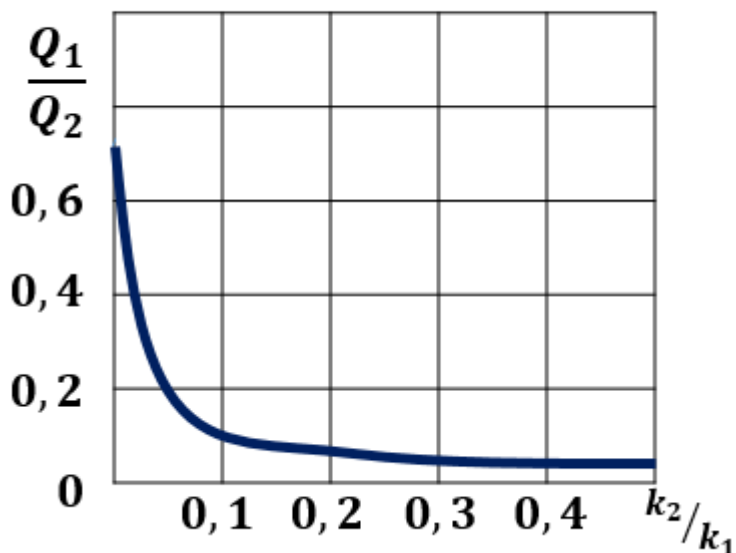


Рисунок 16 – Графическая зависимость дебита ГДС от относительной проницаемости пробки на забое

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) [25].

На рисунке 17 по индикаторным линиям можно заметить влияние песчаной пробки на изменение депрессии в зависимости от производительности скважины [26].

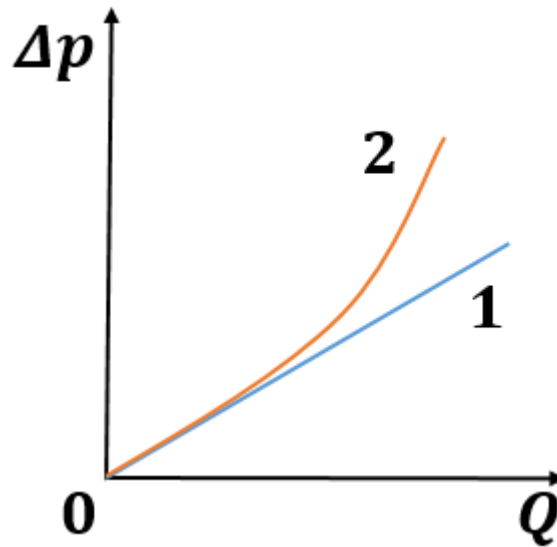


Рисунок 17 – Индикаторные линии режима ГДС:
1 – до момента образования песчаной пробки, 2 – после момента образования песчаной пробки

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 [27]:

$$\Delta p_{\text{пр}} = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = \text{const}, \quad (20)$$

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 $g = 9,8 \frac{м}{с^2}$).

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 цементно-песчаные 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.

Технологический режим эксплуатации скважин в условиях образования песчано-жидкостных пробок. В условиях разрушения призабойной зоны пласта при скоростях потока газа, не обеспечивающих выноса частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации скважин. При выборе

технологического режима эксплуатации необходимо учесть все факторы, связанные с образованием песчаной пробки или столба жидкости. Наличие столба жидкости или песчаной пробки приводит к снижению дебита газовых и газоконденсатных скважин. Количественное влияние песчаной пробки на производительность газовых скважин соизмеримо с влиянием несовершенства скважин по степени вскрытия и зависит в основном от фильтрационных свойств и размеров пробки.

1.3 Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учетом определяющего фактора или сочетания факторов изменяется в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обуславливаются либо изменением самого определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки из, так называемых, пассивных факторов переходят в активные.

Технологический режим, устанавливаемый в начальной стадии разработки, должен обеспечить максимальный дебит скважин при заданной геолого-промысловой и технической характеристике пласта и скважины. Необходимость изменения установленного технологического режима обуславливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением определенных мероприятий, позволяющих увеличить производительность скважин, или ремонтно-профилактическими работами, нередко, приводящими к снижению производительности. Необходимость изменения установленного технологического режима обосновывают, исходя из изменения факторов, по которым устанавливается технологический режим эксплуатации скважины в стадии эксплуатации месторождения [28].

В процессе эксплуатации месторождения необходимость изменения технологического режима возникает при следующих обстоятельствах:

1. При установлении технологического режима, когда определяющим фактором является подошвенная вода, допустимая предельная депрессия на пласт для заданной величины вскрытия пласта сама по себе является переменной величиной. С изменением плотностей воды и газа и уменьшением пластового давления величина допустимой депрессии линейно уменьшается. Следовательно, при наличии подошвенной воды, величина допустимой депрессии должна периодически снижаться в соответствии со снижением пластового давления. В ином случае установленная величина допустимой депрессии на пласт в начале разработки приводит к неизбежному подтягиванию конуса воды в скважину. Если на данном месторождении конкретно в данной скважине технологический режим определяется на длительное время только по подошвенной воде, то необходимо учесть подъем поверхности контакта газ — вода. Это в свою очередь приведет к более интенсивному снижению производительности скважины.

В нескольких, часто встречаемых случаях, необходимо изменять технологический режим, установленный по подошвенной воде. Это происходит в следствии следующий причин:

- Когда в скважине произведены ремонтно-изоляционные работы в виде установки цементных мостов, которые позволяют увеличить допустимую депрессию на пласт, следовательно, увеличить предельный безводный дебит скважины;
- Когда создана искусственная перегородка, позволяющая также существенно повысить производительность скважины или депрессию на пласт;
- Производительность скважины из-за плохих коллекторских свойств пласта весьма низкая и допускается превышение допустимой величины депрессии с одновременным притоком газа и воды с последующим удалением воды из скважины;

– На фоне всех эксплуатируемых скважин и системы сбора газа по некоторым скважинам, технологические режимы которых установлены исходя из наличия подошвенной воды, требуется повысить или понизить давление на устье скважины;

– В скважине по необходимости производятся работы по подъему и спуску насосно-компрессорных труб или смене полностью или частично арматуры и эти работы приводят к изменению параметров пласта и скважины, следовательно, и к изменению технологического режима работы.

Все изменения технологического режима эксплуатации, независимо от того, чем они вызваны (изменением пластового давления, подъемом поверхности газ — вода, изменением плотности воды и газа, установкой цементных мостов или созданием искусственного непроницаемого экрана, величиной устьевого давления, подъемом насосно-компрессорных труб или другими причинами), должны быть предусмотрены проектом разработки месторождения, обоснованы расчетным путем с учетом расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ — вода, параметров пласта, возможным темпом подъема поверхности газ — вода и падения пластового давления, необходимой высоты цементного моста и непроницаемого экрана и других параметров, используемых при расчете предельного безводного дебита с привлечением фактического материала, и должны контролироваться в процессе эксплуатации [29].

2. При определении технологического режима, когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента давления, и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддержать градиент постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта.

Величина допустимого градиента для газоносных пластов с низкой устойчивостью к разрушению устанавливается на скважинах рассматриваемого месторождения в период опытно-промышленной эксплуатации. При проверке правильности выбранной величины градиента не допускается использование данных, базирующихся на результатах испытания скважин, полученных при кратковременных исследованиях. В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определенного радиуса распространения градиента разрушение пласта должно прекратиться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины в глубь пласта и отсортровки выносимых частиц породы [30].

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при укреплении призабойной зоны специальными смолами, внедрении одновременно раздельной эксплуатации в случае разработки многопластовых месторождений, применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

3. При установлении технологического режима, когда основным фактором является вскрытие пласта и гидродинамическое несовершенство скважины по степени и характеру. Тогда, если другие факторы, обуславливающие технологический режим эксплуатации скважин, не ставят ограничений ее производительности, изменение технологического режима является необходимостью только с точки зрения проведения промывки забоя скважины, СКО и его разновидностей. Если степень и характер вскрытия не обусловлены жесткими условиями при вскрытии пласта любыми промывочными растворами, то технологический режим устанавливается по

мере дострела на перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до ее оптимальной величины.

С целью повышения производительности скважин в ряде случаев допускается открытый необсаженный забой или же спуск механических фильтров. Изменение технологического режима, связанное с вскрытием, необходимо также при системе эксплуатации сверху вниз или, наоборот, на многопластовых залежах.

4. При установлении технологического режима, когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает, начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определенной величины в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие фактора коррозии. Если в процессе эксплуатации скважины даже в начальный период разработки производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью [31].

Технологический режим эксплуатации скважины при определяющем факторе, связанном с коррозионно-активными компонентами в газе, подлежит изменению (кроме случаев, правильного выбора диаметра насосно-компрессорных труб до их максимально возможной величины и закачки ингибитора против коррозии) также в случаях, когда необходимо поддерживать определенное устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

5. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением коэффициентов фильтрационных сопротивлений, иными словами, изменением параметров пласта в призабойной зоне в

результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны выявляется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Если в зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения параметров призабойной зоны закономерны, то при проектировании разработки должен быть рекомендован такой технологический режим, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. На практике часто изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

6. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обуславливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д. [32].

7. Когда технологический режим был установлен, исходя из влияния температуры на производительность скважин. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если производится ингибирование продукции скважины в стволе, т.е. дополнительные потери давления в пласте и в стволе скважины в результате подачи ингибитора исключают возможность образования гидратов. Или же система осушки газа обеспечивает необходимую температуру сепарации независимо от температуры поступающего из скважины газа, а так же в результате сравнительно длительной эксплуатации скважины (особенно в районах Крайнего Севера) произошло перераспределение температуры газа в среде, окружающей ствол скважины, и это дает возможность изменить технологический режим ее работы. И кроме того, если производится спуск забойных нагревателей или

теплоизоляционных лифтовых труб, позволяющих изменить технологический режим эксплуатации скважины, обусловленный определенной величиной распределения температуры в призабойной зоне пласта, стволе и на устье скважины.

8. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В этом случае, если дальнейшие изменения в конструкции насосно - компрессорных труб исключены и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, то процесс накопления жидкостного столба приводит к изменению технологического режима. Столб жидкости, как правило, удаляют путем закачки в ствол скважины ПАВ или путем повышения депрессии и соответственно дебита скважин. Аналогичное изменение должно быть произведено при накоплении песчано-жидкостной пробки на забое скважины, приводящей к изоляции части работающего интервала. В том случае, когда образовалась жидкостная или песчаная пробка, в процессе их удаления путем изменения глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб или применения механических средств по удалению образовавшейся пробки установление нового технологического режима является необходимостью [32].

9. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменением. В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях — давления в промысловом газосборном коллекторе, требует изменения технологического режима по части скважин. Определяющую величину давления на устье скважин, на входе промыслового пункта осушки и очистки газа или промыслового газосборного коллектора устанавливают, исходя из дебита скважины, параметров (длина, диаметр и т.

д.) шлейфов (коллекторов), величины давления сепарации, давления на входе в компрессорную станцию и в начале газопровода. По известной заданной величине давления в одном из перечисленных узлов производятся расчеты для определения технологического режима эксплуатации скважин с учетом различных потерь давления от названного узла до пласта. Выше были рассмотрены некоторые основные и часто встречаемые на практике случаи, когда изменение технологического режима становится необходимостью. Допуская, что существует еще ряд случаев, когда изменение технологического режима эксплуатации по тем или иным причинам также необходимо, отметим, что в настоящее время при проектировании разработки и составлении технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации в большинстве случаев не всегда предусматривается необходимость изменения технологического режима газовых и газоконденсатных скважин.

Технологический режим эксплуатации по некоторым определяющим факторам принципиально является переменной величиной. Несоблюдение установленного технологического режима и его изменения в процессе разработки работниками промыслов приводят к преждевременному выходу скважин из строя и бурению дополнительных скважин.

Наиболее часто при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений используются режимы постоянного градиента, постоянной депрессии или дебита, а также постоянного забойного давления. Причем, как правило, установленный в начальной стадии технологический режим (например, постоянной депрессии или дебита) в период падающей добычи заменяется постоянным устьевым давлением по части скважин, устьевые давления которых отличаются от давления основного эксплуатационного фонда. В дальнейшем эти скважины с момента ввода компрессорной станции нередко переводятся снова на падающее устьевое давление. Существенное снижение пластового давления, производительности скважин, увеличение количества влаги в газе, низкая скорость потока газа в стволе скважины и другие факторы требуют предварительной оценки и

выдачи конкретных рекомендаций по режиму эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с учетом возможно применения плунжерных лифтов, ПАВ и т.д. для более надежной оценки добычной возможности каждой скважины или группы скважин и месторождения в целом [33].

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа. Вопрос выбора технологического режима в зависимости от того или иного фактора, являющегося определяющим для данного месторождения, решается проектирующими организациями на базе имеющихся геолого-промысловых данных. Время перехода к новому режиму, зависящее от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства в газе по меньшей мере в данном районе т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи. Кроме того, время изменения технологического режима связано с условиями сбора, т.е. с переводом от одной системы осушки к другой и начальными данными газопровода, соблюдение которых требуется весьма жестко.

В целом, при наличии возможности проведения прогнозных расчетов (в технологических схемах и проектах разработки) величин изменения пластового, забойного, устьевого давления и давления системы сбора, осушки и транспортировки газа, содержания и изменения во времени количества жидкости в газе, технологии эксплуатации скважин с известной конструкцией и других факторов — проектировщик обязан рекомендовать соответствующие сроки перехода от одного технологического режима работы на другой и определить критерии для выбора на каждой конкретной скважине правильного технологического режима работы [33].

Если это требование не будет выполняться, то на месторождениях могут произойти существенные отклонения проектных данных от фактической

возможности промысла. Указанное выше положение касается временного или так называемого стадийного (в зависимости от периода разработки залежи) необходимого изменения технологического режима эксплуатации. Если же технологический режим установлен по какому-то из изложенных факторов, то в случае проведения ряда мероприятий в скважине или при неожиданных изменениях условий эксплуатации по различным причинам, необходимо текущее, в отдельных скважинах очень частое изменение технологического режима эксплуатации.

Эта необходимость устанавливается по данным периодических исследований скважин или при проведении разных мероприятий в скважинах и корректируется в материалах по анализу разработки.

2 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

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 таковых параметров чуть больше 20, включая конструкцию скважины и вид заканчивания. Изменение режима эксплуатации сказывается на изменении количества скважин и на показателе общего отбора газа.

2.1 Анализ геолого-промысловых показателей газоконденсатного месторождения X

На площади данного месторождения в составе комплекса выделяются ахская и танопчинская свиты. Танопчинская свита сложена песчаниками, алевролитами и глинами. Песчаники индексируются как пласты группы ТП (ТП₁ –

ТП₂₆). На 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 18).

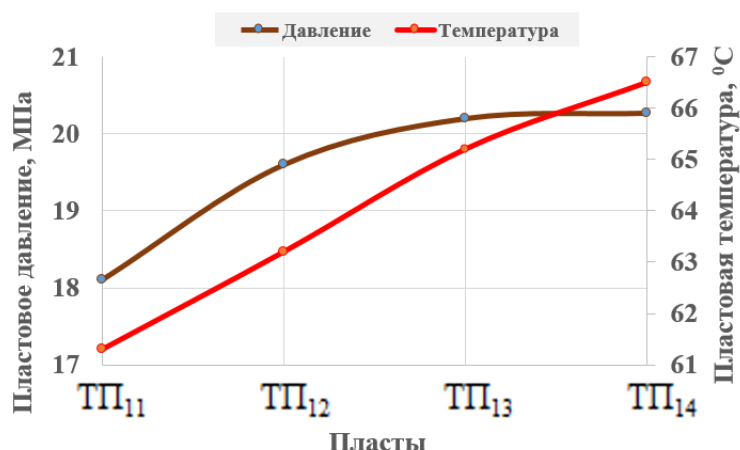


Рисунок 18 – Термобарические значения пластов танопчинской свиты

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 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 2). 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. $\text{м}^3/\text{сут}/(\text{МПа} \cdot \text{м})$ (скв. № 53) – 13 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}/(\text{МПа} \cdot \text{м})$ (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. $\text{м}^3/\text{сут}$ при депрессии на пласт равно 7,2 МПа. Абсолютно свободный дебит оценивается в 1026 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Показание удельной продуктивности скважины среднее и составляет 24 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}/(\text{МПа} \cdot \text{м})$.

Пласта ТП₁₃ испытан в 11 скважинах, по одной из них, 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. $\text{м}^3/\text{сут}$ (скв. №40) – 769 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (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. $\text{м}^3/\text{сут}$ (скв. №73) – 927 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (скв. №18). Удельная продуктивность средняя, на режиме с максимальным дебитом газа находится в диапазоне 6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}/(\text{МПа} \cdot \text{м})$ (скв. №40) – 93 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}/(\text{МПа} \cdot \text{м})$ (скв. №73).

Пласт ТП₁₄ испытан в 7 скважинах. Кондиционными признаны результаты ГДИС по скважине №56, у которой максимальный дебит составил 389 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, при депрессии на пласт 7,1 МПа. Абсолютно-свободный дебит оценивается на уровне 642 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Удельная продуктивность высокая, на режиме с максимальным дебитом газа составляет 39 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}/(\text{МПа} \cdot \text{м})$.

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 2 – 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	А	В
						$at^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$	
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 3 по пластам ТП₁₁ – ТП₁₄.

Таблица 3 – Количество и виды лабораторный и промысловых исследований свободного газа

Пласт	Кол-во исследований	Газ		Кол-во PVT 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 заключалось 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 C₃₊. 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.

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 ГК месторождении X 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 19-21 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.

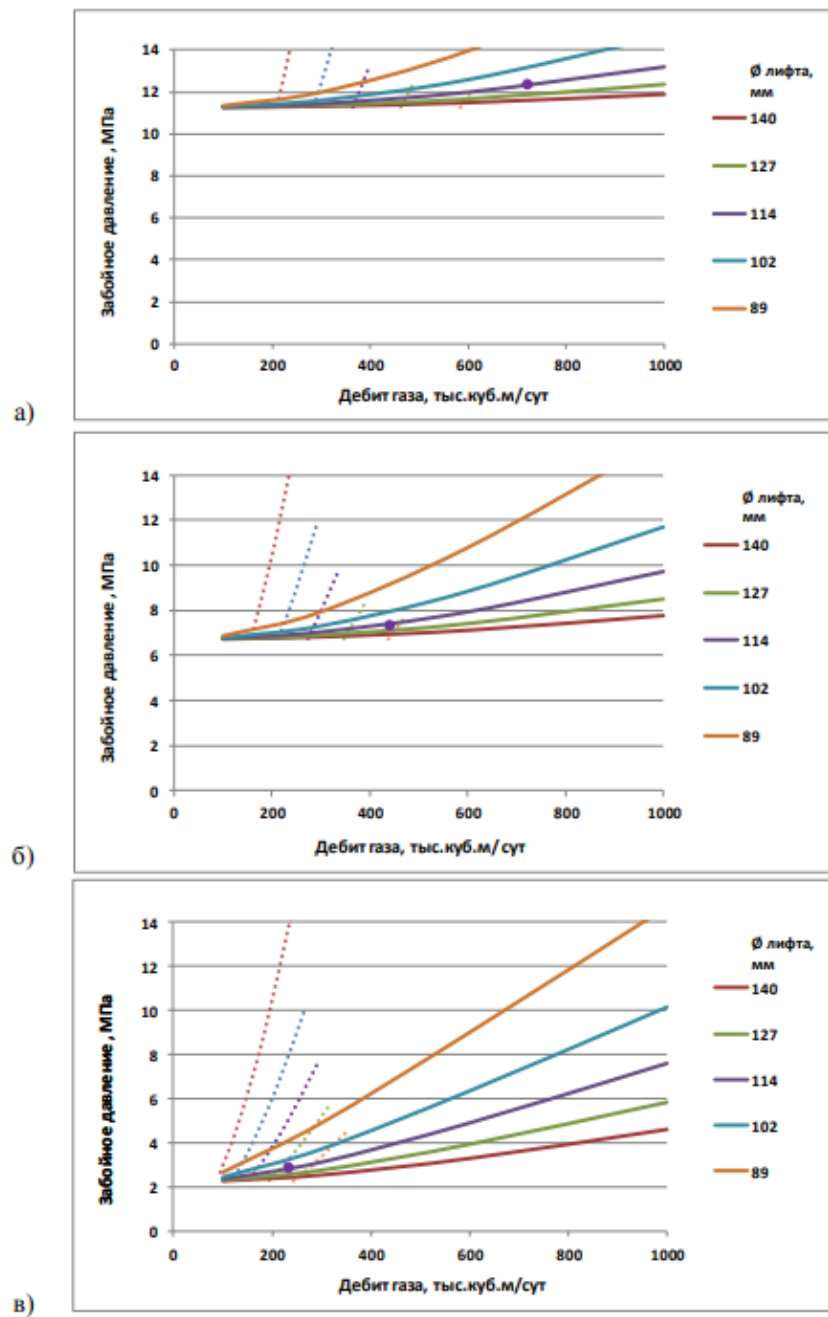


Рисунок 19 – Зависимость «забойное давление – дебит газа» при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях (а – 10 МПа, б – 6 МПа, в – 2 МПа)

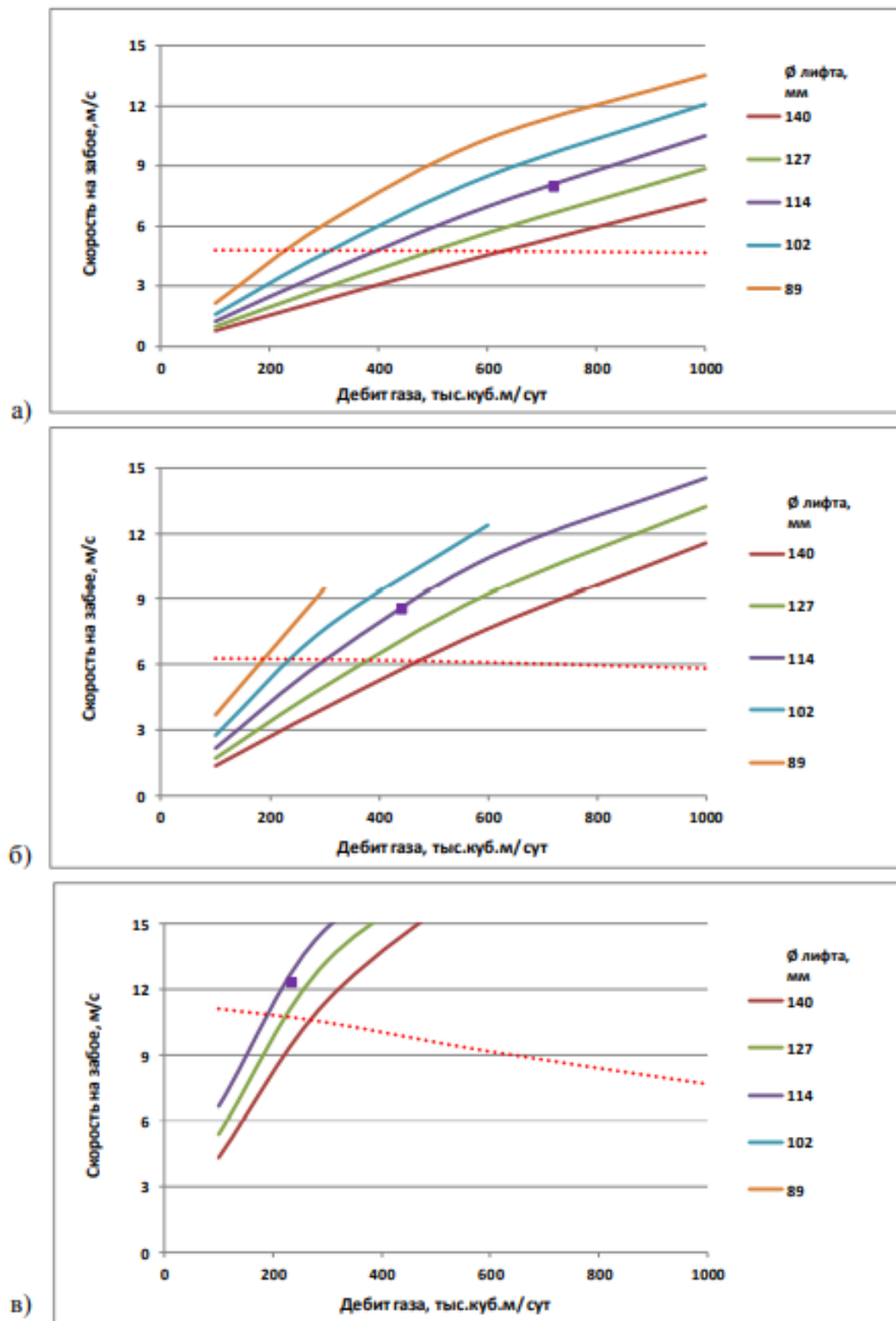


Рисунок 20 – Зависимость «скорость газа на забое – дебит» при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях (а – 10 МПа, б – 6 МПа, в – 2 МПа)

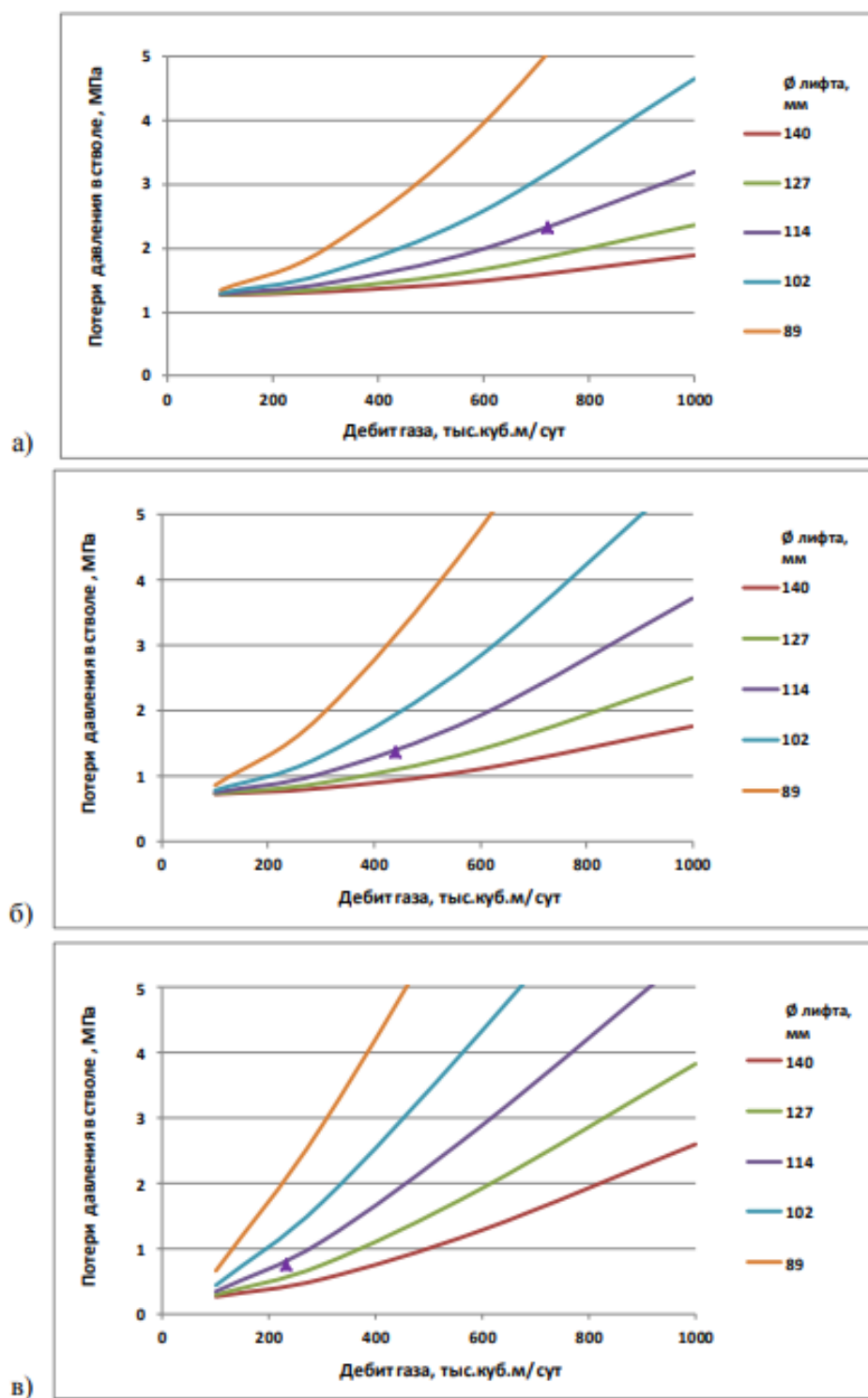


Рисунок 21 – Зависимость «потери давления в стволе – дебит» при разных диаметрах лифта и устьевых давлениях (а – 10 МПа, б – 6 МПа, в – 2 МПа)

2.3 Эксплуатация скважин на различных рабочих режимах

При выборе режимов эксплуатации ГДС 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 22).

- 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 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.

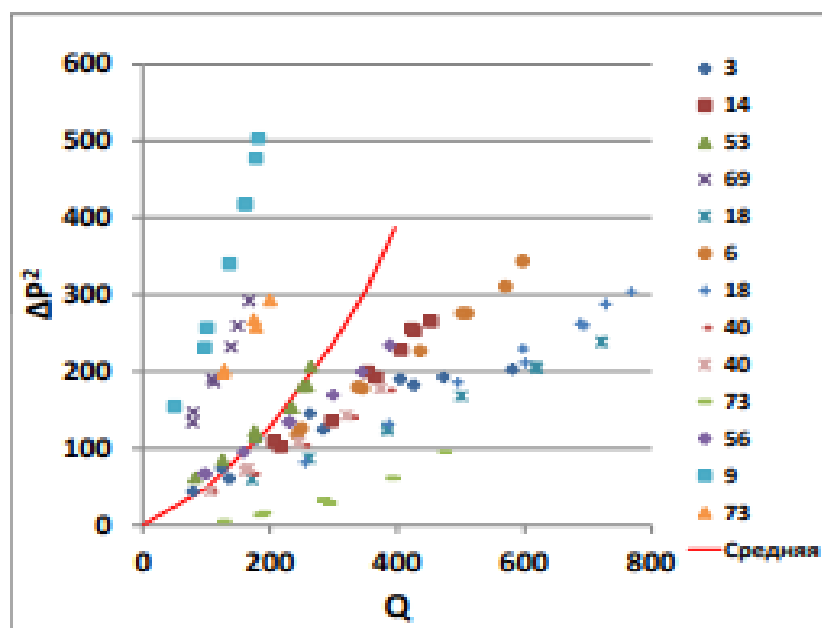


Рисунок 22 – Индикаторные характеристики разведочных скважин по пластам ТП₁₁-ТП₁₄

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 23);
- Проектные дебиты и конструкция добывающих скважин.

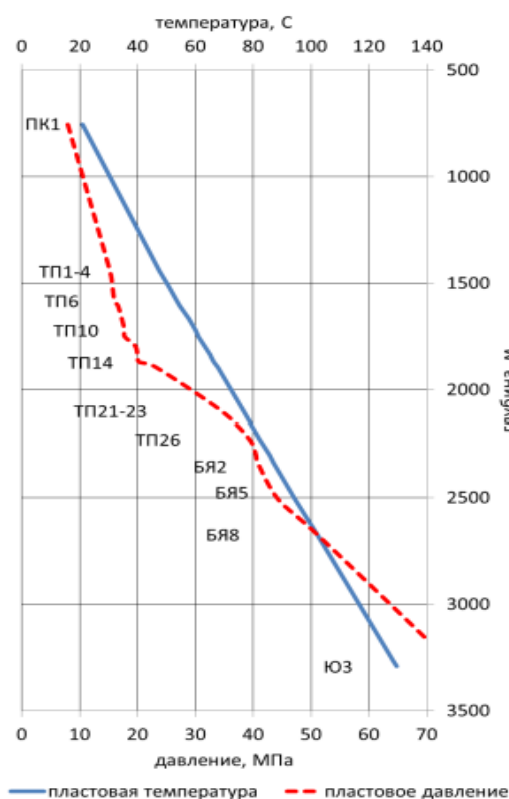


Рисунок 23 – Зависимость начальных пластовых давлений и температур от глубины

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 24).

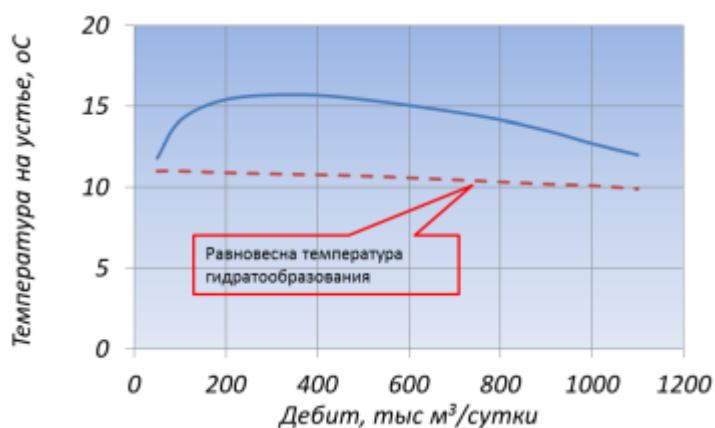


Рисунок 24 – Зависимость температуры газа на устье скважины от дебита

Из данной зависимости видно, что при проектных дебитах устьевая температура скважин неоком-юрских отложений танопчинской свиты выше

температуры гидратообразований $\sim$ на 5°C , 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 на 5 лет выполнен расчет технологических показателей по кварталам, с учетом того, что месторождение будет использовано для регулирования сезонной неравномерности потребления газа. Таким образом, отбор газа в 1 квартале составит 770 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (28%), во втором – 610 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (23%), в 3 – 590 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (22%), в 4 – 710 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (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. $\text{м}^3/\text{сут}$ (рисунок 25).

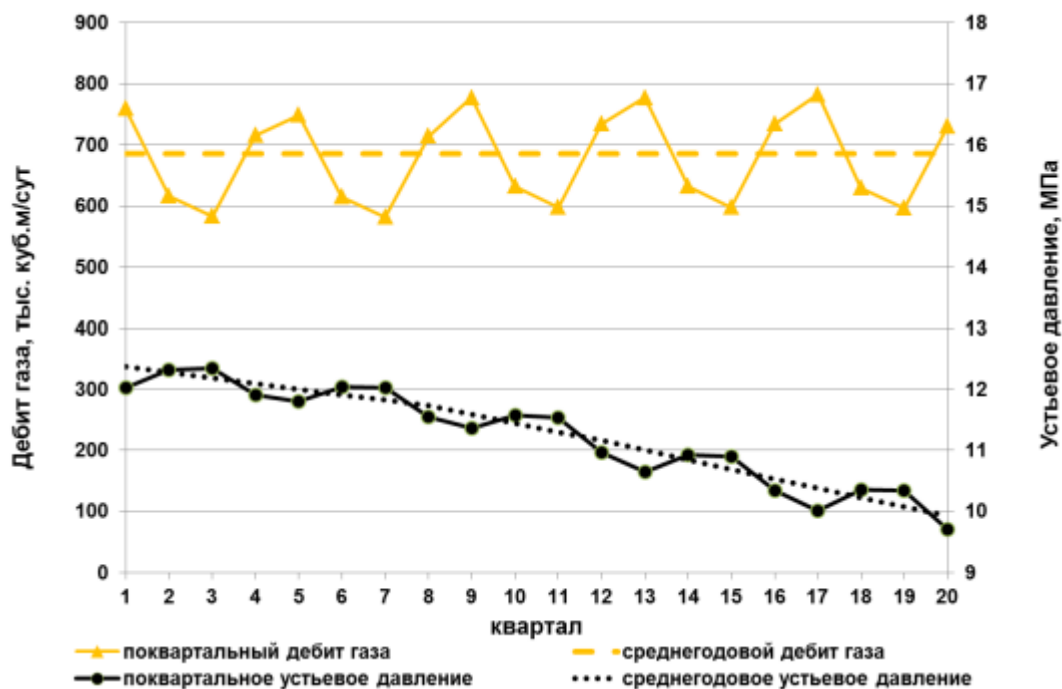


Рисунок 25 – Динамика среднегодового дебита газа и устьевого давления по кварталам с учетом сезонной неравномерности

В добавок, основываясь на данных ГДИС, были определены значения предельно-допустимых депрессий на пласт для залежей ярусов 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 ПГ в его составе не было обнаружено наличия сероводорода, а содержание диоксида углерода является незначительным, процент износа скважинного оборудования в результате корроирования 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 ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

При обосновании технологического режима важным условием является – обеспечение высокой продуктивности газовой скважины. Правильное определение текущей величины этого параметра и закономерности его изменения во времени позволяют надежно и достоверно прогнозировать ряд вышеописанных технологических показателей эксплуатации скважины.

Показатели продуктивности газовой скважины формируются в результате сочетания различных факторов, включая геологические, физические и технические параметры. Геологические факторы, такие как состав горных пород, их структура и величина порового пространства, а также гидродинамические условия, влияют на объем и скорость вытеснения газа. Физические факторы, включая свойства газа и жидкости, как, например, их плотность, вязкость и термические характеристики, также оказывают влияние на показатели продуктивности. Технические параметры, такие как конструкция скважины, а также давление и температура, тоже оказывают влияние на продуктивность газовой скважины. Чтобы достигнуть максимальной продуктивности, необходимо учитывать все перечисленные факторы и выбирать оптимальные решения для обеспечения эффективной добычи газа.

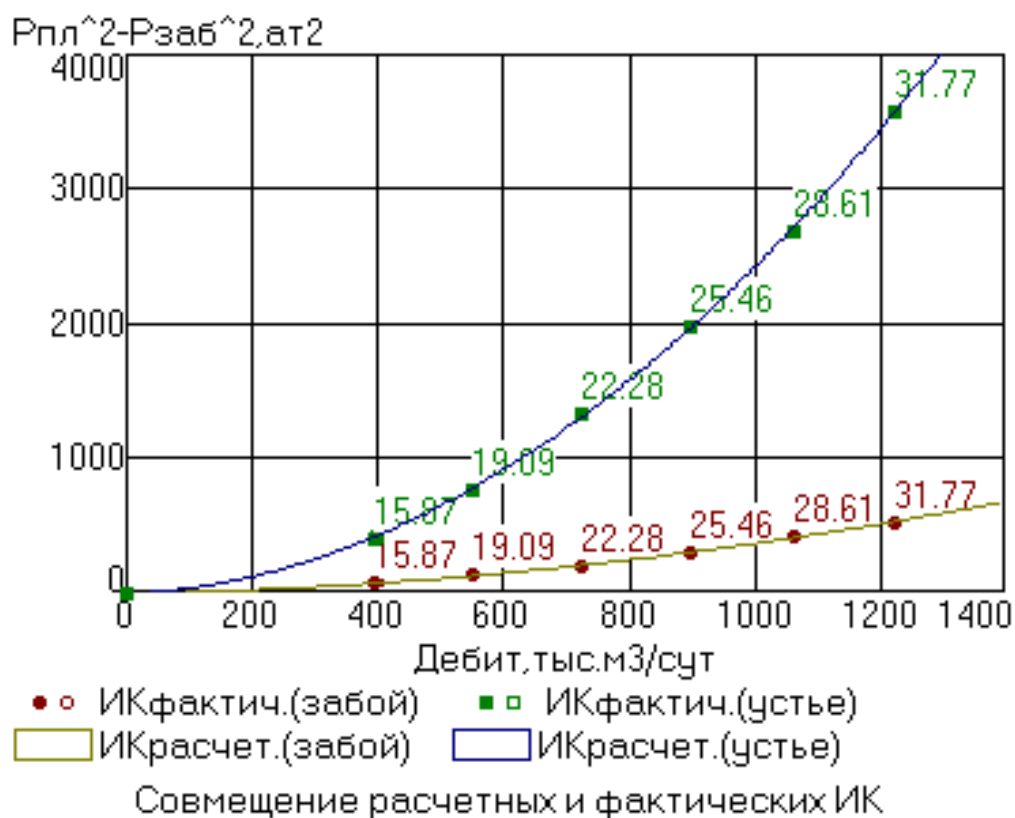


Рисунок 26 – График зависимости давления газовой скважины от депрессии на пласт

Так как зависимость дебита газовых скважин от депрессии (рисунок 26) существенно нелинейна (вследствие значительной сжимаемости газа), то вместо коэффициента продуктивности определяют фильтрационные коэффициенты a и b на основе гидродинамических исследований по квадратичному уравнению:

$$P_k^2 - P_c^2 = aQ + bQ^2 \quad (21)$$

Динамика продуктивности газовой скважины описывает изменение дебита газа со временем. На начальном этапе разработки, когда давление в пласте еще высокое, скважина выдает значительный газовый дебит. Однако со временем давление в пласте и в самой скважине снижается, что ведет к уменьшению данного показателя.

На процесс продуктивности газовой скважины влияют различные факторы, например, перераспределение фильтрационных потерь, возможные образования отложений и уменьшение продуктивно сечения скважины, изменение состава продукции из-за различных условий добычи и т.д.

Для достижения максимальной продуктивности горизонтальный скважины была проанализована проектная документация по разработке пластов ТП₁₁-ТП₁₄. Так 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 по проектной эксплуатации скважин «4н», вероятность обоснования технологического режима на данный момент составляет ~ 70%. Аргументом также является пометка главного геолога по разработке месторождения X в проектной документации по результатам проведения ГДИС и ГДИ о том, что пласты ТП₁₁-ТП₁₄ нуждаются в доработке 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 месторождения X 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 27).

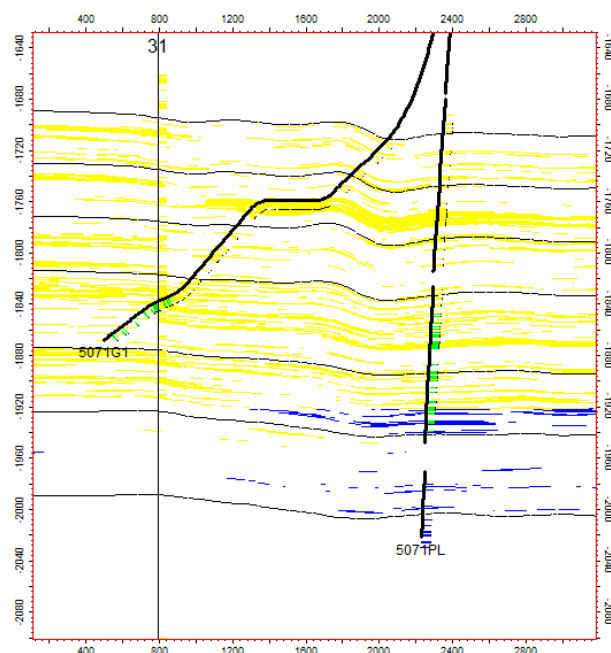


Рисунок 27 – Вскрытие пластов ТП₁₁-ТП₁₄ с горизонтальным окончанием проектной скважиной

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:

$$C = \frac{L_{ГС}}{L_{Пл}}, \quad (22)$$

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 $ТП_{14}$ 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 $ТП_{14}$ (рисунок 28, расстояние h^*).

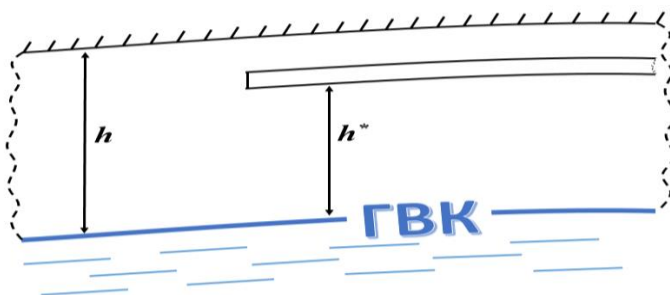


Рисунок 28 – Пример вскрытия горизонтальной скважиной пласта с наличием подошвенной воды

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 29).

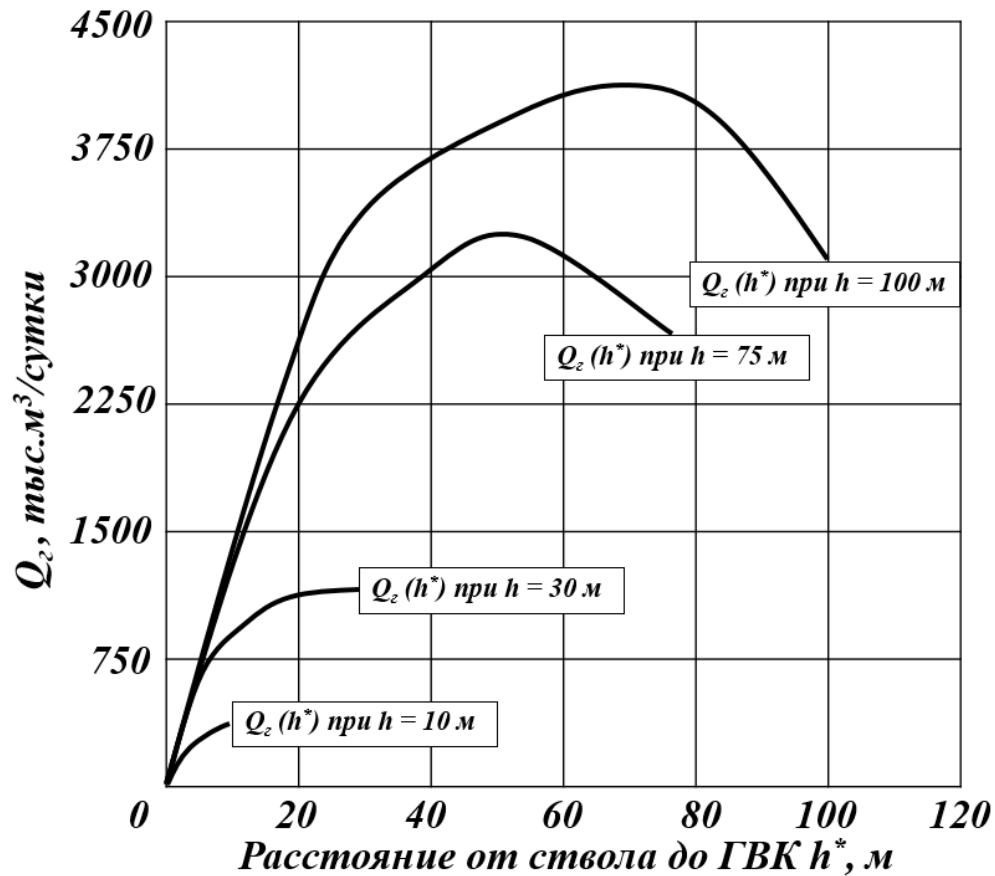


Рисунок 29 – Графическая зависимость безводного дебита от h^*

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

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \cdot \Delta P \cdot (2P_{пл} - \Delta P)}}{2B} \quad (23)$$

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 $Q_z(h^*)$ при $h = 55$ от ближайших значений $h = 30$ и $h = 75$ (рисунок 30).

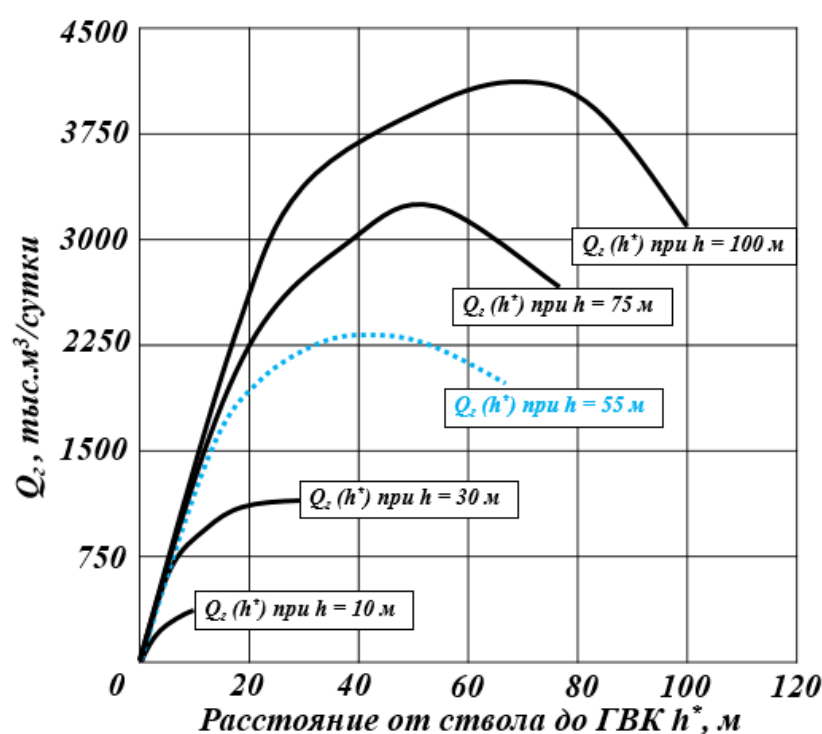


Рисунок 30 – Интерполяционная графическая зависимость для безводного дебита от h^* при $h = 55$ м

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, 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 25) и устьевой температуры при данном показании дебита, позволяющим работать скважине на безгидратном режиме (рисунок 24). 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 месторождения X 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, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б95	Бердников Василий Андреевич

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 ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ определена согласно применяемому технологическому режиму эксплуатации, в соответствии с рыночными ценами обслуживания газодобывающего оборудования
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, инструмента. Норма амортизации, нормы времени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование применения технологического режима с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	...
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности выполнения технологического режима эксплуатации Анализ чувствительности к возможным изменениям

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Бердников Василий Андреевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические показатели газовых скважин, а также технологически обоснован один из режимов работы проектной газовой скважины месторождения X, 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 4).

Таблица 4 – Исходные данные для расчетов

Показатель	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Расчетные период ТРЭС	i	5	лет
Годовая стоимость эксплуатации скважины	$C_э$	15050	тыс. руб.
Среднесуточный дебит скважины	$Q_г$	688	тыс. м ³
Количество скважин	N	1	ед.
Средний коэффициент эксплуатации скважин	$K_э$	0,96	д. ед.
Себестоимость добычи газа	$C_г$	1,4051	руб./м ³

Доля условно переменных затрат в себестоимости газа	$D_{\text{пер}}$	65	%
---	------------------	----	---

Продолжение таблица 4

Показатель	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Ставка дисконта	d	11	%
Цена на ПГ	Π_{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:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\Gamma} T K_{\text{э}} N = 688 \cdot 350 \cdot 0,96 \cdot 1 = 230904,11 \text{ тыс.м}^3. \quad (24)$$

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

$$\Delta B_i = Q_{\text{пр}} \Pi_{\Gamma} = 230904,11 \cdot 5,208 = 1202548,6 \text{ тыс. руб.} \quad (25)$$

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

$$\Delta Z_i = C_{\text{э}} + \Delta Z_{\text{доп } i} = 15050 + 210888,19 = 225938,19 \text{ тыс.руб;} \quad (26)$$

$$\Delta Z_{\text{доп } i} = Q_{\text{пр}} C_{\Gamma} D_{\text{пер}} = 230904,11 \cdot 1,4051 \cdot 0,65 = 210888,19 \text{ тыс.руб} \quad (27)$$

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

$$\Delta \Pi_{\text{но.}i} = \Delta B_i - \Delta Z_i = 1202548,6 - 225938,19 = 961560,42 \text{ тыс.руб} \quad (28)$$

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

$$N_{\text{но.}i} = \Delta\P_{\text{но.}i} \cdot N_{\text{нс}} = 961560,42 \cdot 0,2 = 192312,08 \text{ тыс.руб} \quad (29)$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитываем по формуле:

$$\Delta\P_i = \Delta\P_{\text{но.}i} - N_{\text{но.}i} = 961560,42 - 192312,08 = 769248,33 \text{ тыс. руб} \quad (30)$$

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

Тогда накопленный денежный поток за 5 лет будет равен:

$$\text{НПДН}_i = \sum \text{ПДН}_i = 769248,33 + \dots + 769248,33 = 3846241,66 \text{ тыс.руб} \quad (31)$$

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

$$\text{ДПДН}_i = \frac{\text{ПДН}_i}{(1-d)^i} = 693016,52 \text{ тыс. руб} \quad (32)$$

Теперь определим чистую текущую стоимость:

$$\text{ЧТС} = \sum \text{ДПДН}_i = 693016,52 + \dots + 456511,44 = 2843062,62 \text{ тыс.руб} \quad (33)$$

Подытожим полученные результаты, занеся их в таблицу 5.

Таблица 5 – 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

Продолжение таблица 5

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
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.

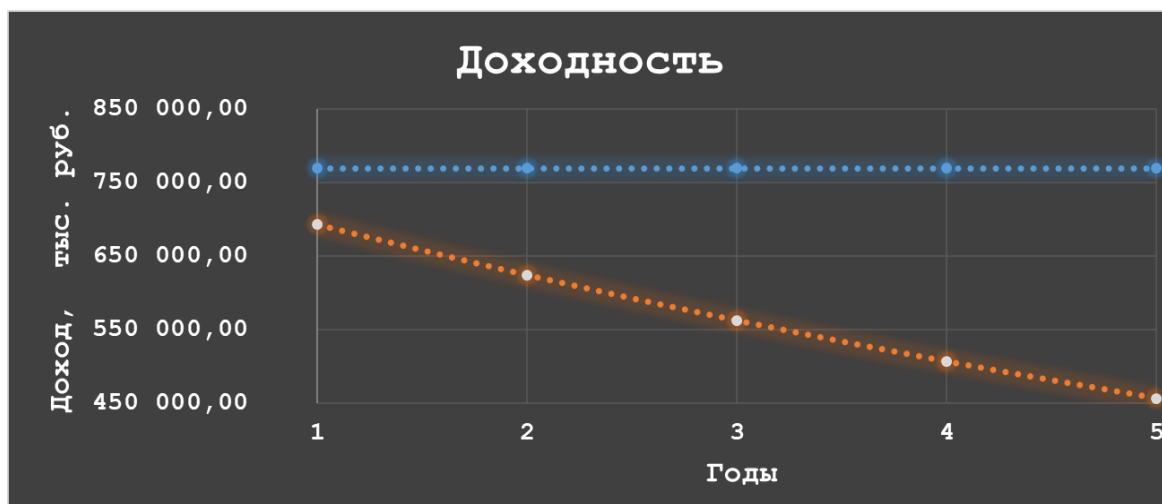


Рисунок 31 – График изменения дисконтированного дохода за расчетный период

Для наглядного представления о влиянии ставки дисконтирования на вырученный денежный поток наличности за вычетом налога на прибыль, возьмем данные из таблицы 12 и построим график изменения с учетом и без учета влияния дисконтной ставки (рисунок 31).

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 таковых, 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 таковыми 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 важнейший 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 6 – 9.

Таблица 6 – 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 7 – 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 8 – 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 9 – 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 6 – 9) и базисным (таблица 5) и заносим в таблицу 10.

Таблица 10 – 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
Эксплуатационные		2878661,5	35598,88	1,25	0,06
Условно-перемен.		2695703,74	147358,88	5,18	0,26
Цена на газ		2176441,9	666620,73	23,45	1,17

Выберем значения столбца отношения изменения ЧТС к изменению параметра, а также диапазон колебаний (таблицы 10) и занесем их отдельно в таблицу 11 для построения графика анализа чувствительности NPV (рисунок 32).

Таблица 11 – 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

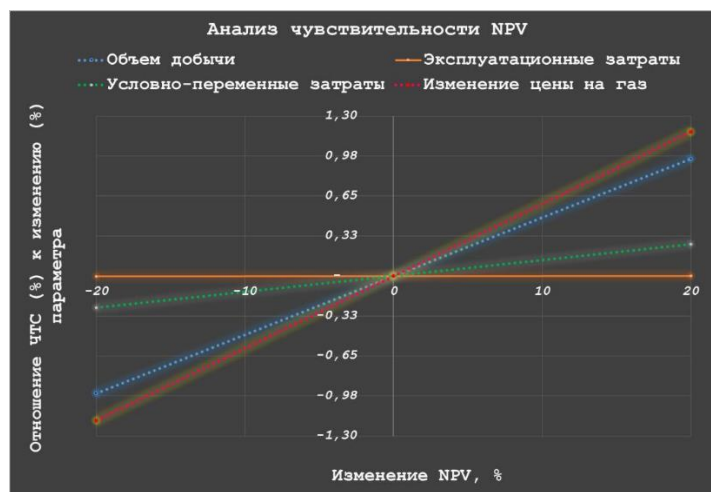


Рисунок 32 – График чувствительности NPV

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 месторождения X 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 2Б95		Бердников Василий Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Установление оптимальных параметров режима эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> геологические и технологические риски при выводе на требуемый режим с последующей эксплуатацией газовых скважин <i>Область применения:</i> газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>климатическая зона:</i> континентальная и резко-континентальная <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> оборудование фонда газодобывающих скважин <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
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Федеральный закон "Об основах охраны труда в РФ" № 181-ФЗ от 17.07.99 г Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г Федеральный закон "О пожарной безопасности" № 69-ФЗ от 21.12.94 г Федеральный закон "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.94 г ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его последующей эксплуатации: – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов	<i>Потенциально вредные производственные факторы:</i> 1. <i>Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</i> 2. <i>Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух;</i> 3. <i>Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума и вибрации;</i> 4. <i>Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция);</i> <i>Потенциально опасные производственные факторы:</i>

	– <i>Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действием которых попадает рабочий;</i> – <i>Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;</i> – <i>Опасность возникновения пожаров, взрывов;</i> – <i>Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением.</i>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его последующей эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды Воздействие на литосферу: риск образования неконтролируемых трещин горных пород в процессе строительства и эксплуатации скважин, а также растепления многолетнемерзлых пород Воздействие на гидросферу: риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ в процессе подачи газа на факельную установку
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	Возможные ЧС: землетрясение, неконтролируемое открытое фонтанирование скважин, деструкция внутрипромысловых газопроводов, опасность возгорания газов и ЛВЖ, утечка токсичных химических реагентов Наиболее типичная ЧС: неконтролируемое открытый выброс газа в атмосферу, утечка токсичных химических реагентов
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Бердников Василий Андреевич		

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 [34]. 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 местностям, 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.

Специалист 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 специалиста ДНГиК должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [35]. 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 [36] и ГОСТ 22902-78 [37].

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 12) [38].

Таблица 12 – Возможные опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума и вибрации	+	+	+	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 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Работы по выводу/переводу на требуемые режим газовых 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 [39]; 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 13).

Таблица 13 – 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 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума и вибрации

Работа специалиста ДНГиК связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [40] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБА, а в целях снижения уровня шума на газопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

Работа специалиста технологических установок связана с работой, требующей сосредоточенности, работой с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственным циклом подготовки и переработки природного газа. Согласно ГОСТ 12.1.00383 значение уровня звука на рабочем месте должно быть не более 103 дБА, а в целях снижения уровня шума на газопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

5.2.1.3 Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 14 согласно СП 52.13330.2016 [41] показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены пульт управления специалиста технологических установок (ТУ), а также блок дозирования реагентов (БДР), являющиеся элементами системы сбора и добычи газа на газовых месторождениях.

Таблица 14 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбиниро ванное	в т.ч. от об- щего
Пульт управления специалиста ТУ	Высокая точность	III	3,0	750	200
БДР	Средней точности	IV	0,9	500	200

Из-за недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

5.2.1.4 Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух

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 удушье; 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 $8\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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.

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

Производственные факторы, связанные с электрическим током При нахождении на кустовой площадке специалист ДНГиК может быть поражен током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При возникновении опасных 91 ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику.

Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017 [41], необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019 [42], предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов, должностей и

групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

Допускается выдавать один наряд-допуск для поочередного проведения однотипной работы на нескольких электроустановках, предназначенных для преобразования и распределения электрической энергии (далее - подстанциях) или нескольких присоединениях одной подстанции.

Наряд-допуск на производство работ в охранной зоне воздушной линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций должен быть утвержден руководителем (главным инженером, техническим директором) 93 организации и подписан лицом, ответственным за эксплуатацию линии со стороны владельца. К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда – 1 сутки.

5.2.1.6 Опасность возникновения пожаров, взрывов

Согласно приказу N 534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для взрывопожароопасных технологических процессов должны использоваться системы противоаварийной защиты и газовой безопасности, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние, в случае критического отклонения от предусмотренных технологическим регламентом параметров.

Запрещается эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки взрыво-, пожароопасных и агрессивных газов и продуктов при наличии хомутов и других устройств, применяемых для герметизации трубопроводов

в полевых условиях. Разрешается временная установка хомутов на трубопроводах для предотвращения растекания жидкости до начала ремонта.

При выборе электрооборудования и электроаппаратуры для опасного производственного объекта следует руководствоваться классификацией взрывоопасных зон. Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), средства измерений и системы автоматизации, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты и сигнальные устройства к ним, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Все транспортные средства могут быть допущены на территорию взрывопожароопасных объектов при наличии искрогасителя, а спецтехника, перевозящая легковоспламеняющуюся жидкости, дополнительно – устройств для снятия статического электричества.

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 [43] следует руководствоваться другими нормативными документами по пожарной безопасности.

Основными причинами пожаров на производстве 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 горючие газы:

- Спирты (температура вспышки до 61°C, ПДК 5 мг/м³);

- Бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³);
- Масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м³);
- Мазут (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м³);
- Горючие газы (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м³).

К тому же, кустовая площадка газовых скважин по РД 39-00-148317-00194 [44] 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.

Каждый работник организации, обнаруживший пожар или взрыв обязан:

- Немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану по городскому телефону по номеру «01» или по мобильному телефону по номеру «112» (при этом необходимо четко назвать адрес организации, место возникновения пожара, а также сообщить свою должность и фамилию);
- Известить о пожаре руководителя организации или замещающего его работника;
- Задействовать систему оповещения людей о пожаре, приступить самому и привлечь других лиц к эвакуации из здания в безопасное место согласно плану эвакуации;

- При необходимости отключить электроэнергию, приостановить работу отдельных агрегатов и участков, способствующих развитию пожара и задымлению помещений здания;
- Оценить обстановку и приступить к тушению очага возгорания имеющимися первичными средствами пожаротушения (огнетушителями), для ликвидации его на ранней стадии;
- Организовать встречу пожарных подразделений (выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников).

•

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 [45]. 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, ГKM и НГKM 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 [46] в таблице 15.

Таблица 15 – 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 [47].

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 санитарноэпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с ГОСТ Р 22.0.07-95 [47], 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 газоконденсатного месторождения X 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 месторождения X, данных по исследованию скважин и свойств эксплуатационного объекта, расчетным методом был обоснован предположительный ТРЭС максимально-допустимого безводного дебита для проектной скважины 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 панируемый 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 разрушениям. 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.refsr.ru/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., Истомин 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. Истомин, 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. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
35. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
36. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
37. ГОСТ 22902-78 Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования

38. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
39. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
40. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
41. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
42. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
43. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
44. РД 39-00-148317-001-94 Классификатор помещений, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности
45. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
46. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
47. ГОСТ 22.0707-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.