

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
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.279.013.364.3

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Жиронкин Виталий Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

Со-руководитель ВКР (по разделу «Концепция стартап-проекта»)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Таран Екатерина Александровна	К.Э.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023 г.

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

(Подпись) _____ (Дата) А.А. Лукин
(ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Жиронкин Виталий Сергеевич

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	13.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Геологические особенности нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири, механизм формирования пластового давления и обводненности на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений, влияние осложнений, сформированных на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений на технологические процессы добычи и подготовки скважинной продукции, формирование самозадавливающихся газовых скважин,



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

	технологические режимы работы газовых скважин.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Концепция стартап-проекта	Таран Екатерина Александровна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

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	Жиронкин Виталий Сергеевич		09.02.2023

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

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Жиронкин Виталий Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ООП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Перечень вопросов, подлежащих разработке:	
<i>Проблема конечного потребителя, которую решает продукт, который создается в результате выполнения НИОКР (функциональное назначение, основные потребительские качества)</i>	Определить проблему потребителя, которая будет решена в результате НИОКР
<i>Способы защиты интеллектуальной собственности</i>	Предложить способы защиты интеллектуальной собственности
<i>Объем и емкость рынка</i>	Подсчитать объем и емкость рынка
<i>Современное состояние и перспективы отрасли, к которой принадлежит представленный в ВКР продукт</i>	Проанализировать современное состояние и перспективы газовой отрасли
<i>Себестоимость продукта</i>	Оценить себестоимость продукта
<i>Конкурентные преимущества создаваемого продукта и Сравнение технико-экономических характеристик продукта с отечественными и мировыми аналогами</i>	Описать, сравнить конкурентные преимущества создаваемого продукта, сравнить технико-экономические характеристики с продукцией конкурентов
<i>Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта</i>	Выделить целевые сегменты потребителей продукта
<i>Бизнес-модель проекта, производственный план и план продаж</i>	Описать бизнес-модель проекта по А. Остервальдеру и И. Пинье и производственный план согласно диаграмме Ганта.
<i>Стратегия продвижения продукта на рынок</i>	Представить стратегию продвижения продукта на рынок
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы (например, бизнес-модель)	Бизнес-модель по А. Остервальдеру



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

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	09.02.2023
---	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Концепция стартап-проекта»
(со-руководитель ВКР):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Таран Екатерина Александровна	К.Э.Н		09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Жиронкин Виталий Сергеевич		09.02.2023

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КИГ – Коэффициент извлечения газа;

ПЗП – Призабойная зона пласта;

ГВК – Газо-водный контакт;

ОНГКМ – Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождения

НКТ – насосно-компрессорные трубы

КРС – Капитальный ремонт скважин;

ЗБС – Зарезка боковых стволов;

ГТМ – Геолого-технические мероприятия;

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства;

НГК – Нефтегазоконденсат;

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

УКПГ – Участок комплексной подготовки газа;

ТПО – Трубопровод обвязки;

ФА – Фонтанная арматура;

ГФУ – Газо-факельная установка;

ДТА – Дифференциально термический анализ

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 130 страница, в том числе 39 рисунков 21 таблица. Список использованных источников содержит 98 источников. Работа содержит 6 приложений.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатные месторождения, поздняя стадия разработки, самозадавливание, эффективность разработки, технологический режим работы скважины.

Объектом исследования являются процессы добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.

Цель исследования – повышение эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.

Поздние стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений характеризуются низким пластовым давлением, высокой обводненностью скважин, разрушением призабойной зоны пласта, выносом и аккумуляцией механических примесей на забое скважин, формированием эффекта «самозадавливания» скважин.

Для достижения поставленной цели в работе рассматриваются технологические и технические методы повышения эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки, которые заключаются в подборе подходящего технологического режима работы скважин, соответствующего осложнениям, в которых работает скважина, а также применение технических средств для повышения эффективности работы скважин.

Область применения: нефтегазоконденсатные месторождения Западной Сибири

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	15
1.1 Геологические особенности газовых месторождений Западной Сибири	18
1.1.1 Сеноманская залежь	18
1.1.2 Неокомские залежи.....	21
1.1.3 Ачимовская залежь	23
1.2 Механизм формирования пластового давления и обводненности на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений	25
1.3 Влияние осложнений, сформированных в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений на технологические процессы добычи и подготовки скважинной продукции	37
1.4 Формирование условий самозадавливающихся скважин.....	41
1.5 Влияние гидратообразования на изменения технологических показателей эксплуатации скважин	44
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ ГАЗА С УЧЕТОМ ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	47
2.1 Основные аспекты технологических режимов работы газовых скважин.....	47
2.2 Технология поддержания температуры выше температуры гидратообразования.....	53
2.3 Выбор и обоснование применения технологического режима эксплуатации газовой скважины в различных значениях проявления обводненности.....	58
2.4 Выбор и обоснование технологического режима эксплуатации скважины в условиях выноса механических примесей.....	63
2.5 Методика ранжирования фонда газовых скважин по параметрам технологических режимов	66
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	72
4. КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА	78
4.1 Описание продукта как результата НИР	78
4.2 Интеллектуальная собственность	79
4.3 Объем и емкость рынка.....	80
4.4 Анализ современного состояния и перспектив развития отрасли.....	80
4.5 Планируемая стоимость продукта	82

4.6	Конкурентные преимущества создаваемого продукта, сравнение технико-экономических характеристик с отечественными и мировыми аналогами.....	85
4.7	Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта.....	86
4.8	Бизнес-модель проекта, производственный план и план продаж.....	88
4.9	Стратегия продвижения продукта на рынок.....	88
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	92
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
5.2	Производственная безопасность	94
5.2.1	Анализ источников вредных производственных факторов.....	95
5.2.2	Анализ источников опасных производственных факторов	99
5.3	Экологическая безопасность	102
5.3.1	Защита литосферы	102
5.3.2	Защита атмосферы.....	103
5.3.3	Защита гидросферы	103
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
5.5	Выводы по разделу социальная ответственность.....	108
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	110
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
	Приложения	124
	Приложение 6.....	130

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация занимает первое место в мире по доказанным запасам природного газа (37,4 трлн. кубометров или 19,9% от общемировых) и второе место в мире по добыче природного газа в 2021 году (701,7 млрд. кубометров) [1]. В настоящее время большинство разрабатываемых газовых месторождений, добывающих газ сеноманской залежи в районах Крайнего Севера Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки. Переход месторождения на завершающую стадию разработки обусловлен заметным сокращением добычи газа вплоть до потери ее рентабельности. Это связано с тем, что на многих площадях разработка данной залежи впервые началась около 50 лет назад и за это время была добыта основная часть извлекаемых запасов газа [2]. Однако до тех пор, пока не будет достигнут проектный КИГ, а также при условии рентабельности добычи, разработка данных месторождений будет продолжена. В связи с этим поиск и обоснование современных технологических решений, а также внедрение технических приспособлений и устройств, автоматизация процессов газовых промыслов ведет к повышению эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки и является актуальной задачей для многих недропользователей.

Современные условия добычи газа на нефтегазоконденсатных месторождениях на поздней стадии разработки сопряжены с рядом осложнений, приводящих к нерентабельности добычи [3,4,5]. Так за время добычи газа происходит снижение пластового давления. Оно связано со снижением пластовой энергии, благодаря которой, при наличии депрессии на пласт, происходит движение газа к забоям добывающих скважин. При различных режимах работы газовых залежей снижение пластовой энергии происходит по-разному. Помимо этого, добыча газа нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки отмечается повышением обводненности скважин. Основными причинами поступления воды в призабойную зону пласта (ПЗП) и ствол скважины являются: заколонные

межпластовые перетоки (вследствие некачественного цементированния скважин), неравномерное продвижение газовой воды (ГВК) и образование конуса обводненности. Сенноманская газовая залежь является водоносной, то есть подстилается подошвенной водой по всей площади газоносности, поэтому при снижении пластового давления происходит поднятие ГВК и внедрение пластовых вод в залежь. Кроме того, в процессе движения газ-водной смеси в породе коллекторе со временем происходит увеличение нормальных и касательных напряжений. Это приводит к разрушению призабойной зоны пласта, что способствует выносу большого количества механических примесей, и образованию на забоях скважин песчаных и эмульсионных пробок. Еще одним осложнением при добыче газа нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки является образование столба жидкости на забое скважин. Существующего пластового давления на поздних стадиях разработки зачастую может не хватать для обеспечения необходимой скорости газа, позволяющей выносить пластовую воду, аккумулирующуюся на забое на дневную поверхность. Поэтому со временем она накапливается на забое скважин, что приводит к самозадавлению и остановке скважин. С ростом обводненности при снижении температуры газа учащаются случаи гидратообразования в ПЗП, скважине и системе сбора и подготовки газа. Как уже было отмечено ранее, многие уникальные нефтегазоконденсатные месторождения, в частности разрабатывающие залежи сенноманского яруса, начали вводиться в разработку во второй половине прошлого столетия. Учитывая это, стоит отметить наличие определенного уровня физического и морального износа промышленного оборудования, что безусловно оказывает негативное влияние на эффективность добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки. Все это в совокупности сказывается на снижении дебитов, устьевых давлений, температур газа и приводит к остановке на ремонт или даже консервации скважин. Уменьшение действующего фонда скважин влияет на снижение

площади дренирования, что, в свою очередь, снижает конечный коэффициент газоотдачи.

Для поддержания необходимого уровня добычи газа месторождений на завершающей стадии разработки необходим комплекс технико-технологических решений, учитывающий условия разработки месторождения и осложнения, возникающие в процессе добычи газа, подбор технологий, релевантных для данных условий.

Актуальность данной работы: обоснование применения современных технических средств и технологических решений для повышения эффективности добычи и подготовки газа на завершающем этапе разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.

Целью работы является: повышение эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Выполнить анализ современных условий эксплуатации и разработки газовых месторождений;
2. Выбрать и обосновать применение технологических решений в производственных процессах добычи газа с учетом промысловых условий нефтегазоконденсатных месторождений;
3. Сформировать рекомендации по повышению эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири;
4. Разработать концепцию стартап-проекта.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

До начала XX века добыча природного газа из собственно газовых месторождений не велась. Выделившись в самостоятельную отрасль, газовая промышленность осталась тесно связанной с нефтяной. Это обусловлено тем, что нефть и газ как полезные ископаемые приурочены к единым нефтегазовым провинциям, образуют залежи одного строения и связаны не только нахождением, но и общим генезисом.

В 20-х годах в СССР было известно всего пять газовых месторождений: «Дагестанские Огни», Мельниковское, Мелитопольское, Сураханское и Ставропольское. Общие запасы газа в них составляли около 200 млн м³, а добыча не превышала 15 млн м³ в год [6]. Большой вклад в формирование научно-технической базы для становления нефтегазовой отрасли дореволюционной России и раннего СССР внести такие известные ученые и инженеры как Ф.С. Прядунов, Н. Уразметов, Д. Меликов, Н.И. Воскобойников, П.Г. Соболевский, Д.И. Менделеев, А.М. Бутлеров, Н.Д. Зелинский, Г.Д. Романовский, В.В. Марковников, В.Г. Шухов, А.А. Летний, К.В. Харичков, М.К. Сидоров, А.Н. Новосильцев и другие.

До 30-х годов значение природного газа недооценивалось. Поэтому целенаправленные поиски чисто газовых месторождений не велись. Положение изменилось после того, как в 1933 г. был создан «Главгаз» [7]. Уже в июле 1935 г. было открыто первое в АССР чисто газовое месторождение - Седельское, однако разработка началась лишь в 1942 году. В последующем здесь же были открыты Войвожское (1943 г.) и Нибельское (1945 г.) газовые месторождения. К концу 30-х годов было открыто более 50 месторождений природного газа в Азербайджане, Поволжье, на Северном Кавказе и в Средней Азии. Добыча природного газа достигла 3,4 млрд м³. В годы войны были открыты крупные по тем временам Елшанское и Курдюмское газовые месторождения в Саратовской области [8].

В 1960-х годах стремительными темпами начали осваиваться залежи Западной Сибири. За несколько лет был открыт ряд крупных нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе неподалеку от Уренгоя и Ямбурга. Началась интенсивная разработка и добыча нефти и газа в Тюменской области - центральной среди нефтегазодобывающих областей Западной Сибири [9].

На современном этапе развития нефтегазовая промышленность России сталкивается с новыми вызовами. Разработка многих крупных и уникальных месторождений Западной Сибири началась еще в 70-х годах прошлого века, поэтому в данный момент такие месторождения находятся на падающей, а чаще всего завершающей стадии разработки. В связи с этим существует ряд осложняющих факторов, влияющих на снижение эффективности добычи нефти и газа таких месторождений.

Проанализируем опыт разработки уникального Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), открытого в 1966 году [10]. Оно было введено в разработку в 1974 году. В 1979–85 гг. был достигнут пик по добыче газа на уровне 45–48 млрд м³ в год. Такой стремительный выход на проектный уровень добычи во многом был обусловлен бурением порядка 400 скважин с открытым стволом. Скважины вскрывали до 90% газоносной толщи основной залежи и в силу совершенного характера и высокой степени вскрытия обеспечивали высокие рабочие дебиты по газу. В центральной части месторождения на начальном этапе разработки дебит скважин по газу составлял около 1 млн м³/сут. Из-за указанных технических решений обводненность начала расти с первых лет разработки. Снижения добычи газа в условиях прогрессирующего обводнения залежи обусловлены ухудшением выноса пластовой воды с забоев скважин на поверхность. Замена насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважинах на меньший диаметр не была неэффективной из-за низкой успешности освоения скважин после капитального ремонта (КРС). Перевод скважин на верхнюю низкопроницаемую часть продуктивного разреза отсечением обводненных

нижних интервалов не обеспечивал дальнейшую рентабельную эксплуатацию (из-за крайне низкой продуктивности). Для сокращения темпов снижения добычи газа на было проведено бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых стволов (ЗБС). Бурение горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ осуществляется с 1990 г., ЗБС осуществляется с 1996 г. Геолого-технические мероприятия (ГТМ) по интенсификации притока газа после отказа от массивованных многократных кислотных обработок стали проводиться на скважинах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) призабойной зоны, а также при освоении после ЗБС и приобщения дополнительных горизонтов. Широкое применение технологий бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов в 2004–10 гг. (введено 89 горизонтальных скважин и в 63 скважинах проведены зарезки) в сочетании с проводимыми ГТМ позволило в этот период стабилизировать добычу газа на основной залежи ОНГКМ на уровне 17–18 млрд м³ в год.

Еще одним примером применения различных решений по повышению эффективности разработки месторождения на поздней стадии разработки может служить Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение, разрабатываемое компанией ООО «Газпром добыча Надым» с 1972 г. Актуальной на данной стадии разработки для данного месторождения, является проблема самозадавливания скважин. За период с 2004 г. по 1-е полугодие 2010 г. на Медвежьем месторождении количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116. У более 30% добывающих скважин не обеспечивался вынос жидкости с забоя [11].

Для поддержания режима работы самозадавливающихся скважин на Медвежьем месторождении применяются следующие ГТМ: проведение КРС, включающего крепление ПЗП и водоизоляционные работы; периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу; обработка забоя скважин твёрдыми и жидкими ПАВ; замена насосно-компрессорных труб НКТ на трубы меньшего диаметра; плунжерный лифт; циклическая закачка

сухого газа в затрубное пространство; концентрический лифт. Необходимо отметить зависимость количества самозадавливающихся скважин от диаметра НКТ. Так, например, 82,8 % скважин от общего количества самозадавливающихся, приходится на скважины, оборудованные НКТ диаметром 168 мм и 6,9 % скважин, оборудованных комбинированными НКТ - 168/127 мм.

1.1 Геологические особенности газовых месторождений Западной Сибири

1.1.1 Сеноманская залежь

Большинство уникальных газовых месторождений севера Западной Сибири, таких как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Бованенковское и пр., вскрывают пласты сеноманских, валажинских и в последнее время ачимовских залежей (Рисунок 1). Сумма запасов газа ($A+B_1+C_1+B_2+C_2$) в Надым-Пур-Тазовском районе, полуостровах Ямал и Гыдан на 2017 год для альб-сеноманского комплекса меловой системы составляли 29,7 трлн м³, неокомо-апского комплекса – 17,6 трлн м³, ачимовской толщи – 4,3 трлн м³, юрской системы – 2,4 трлн м³ [12]. Из приведенных данных следует, что основные запасы газа приходятся на альб-сеноманский комплекс. Его разработка на Уренгойском месторождении была начата в 1978 году, на Ямбургском – в 1980 году, на Медвежьем – в 1972 году. На 2019 год КИГ сеноманской залежи Уренгойского месторождения составил 81,6%, Ямбургского – 74%, Медвежьего – 82,6% от проектного.

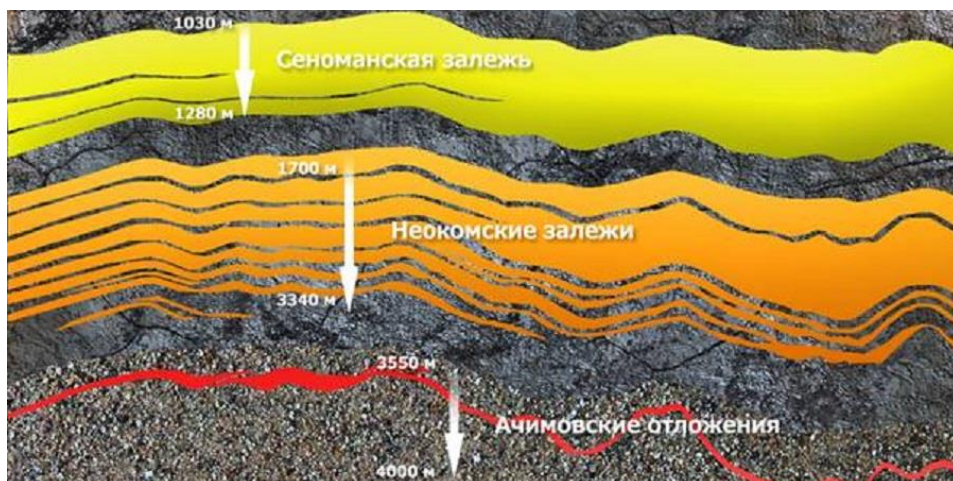


Рисунок 1 – Залегание сеноманской, неокомской залежей и ачимовских отложений

Длина сеноманской залежи с севера на юг около 180 км. Ширина от 16-25 м в пределах Уренгойского вала до 30 км на Песцовом и Ен-Яхинском поднятиях. Высота залежи до 220 м на Уренгойском валу и до 100 м на Песцовом и Ен-Яхинском поднятиях [13]. Для сеноманской толщи характерно достаточно сложное строение: значительная изменчивость литологического состава, меняющаяся на коротких (50-100м) расстояниях, сильная расчлененность продуктивной толщи, слоистая неоднородность, как по площади, так и по разрезу [14].

Ярусы альб и сеноман объединяет Покурская свита, состоящая из трех подсвит: нижней, верхней и средней. Нижняя подсвита (средний и верхний апт) относится к неокам-аптскому комплексу. Средняя подсвита (альб) мощностью до 380 м сложена крупными пачками глин, алевролитов глинистых, в основном темно-серых. Верхняя подсвита (сеноман), мощностью до 200-300 м, сложена преимущественно песками уплотненными и песчаниками, алевролитами, глинами. Отмечаются прослои ракушников, растительный детрит, остатки растений. Общая мощность Покурской свиты составляет 850-950 м. Одной из отличительных особенностей строения целого ряда сеноманских залежей являются наклонные ГВК. В ряде случаев это может быть не единый наклонный контакт, а контакты различных тектонически экранированных залежей (Нижне-Мессояхский вал), но в

большинстве случаев понижение отметок ГВК в северном и северо-восточном направлении связано с активностью водоносного бассейна (движение пластовых вод с юга на север) [15].

Эффективные толщины для месторождений Надым-Пур-Тазовского региона изменяются от первых метров – в приконтурных частях залежей, до практически двухсот в сводах поднятий (Уренгойское). Емкостные характеристики коллекторов изменяются от 18-20% до 39-42%. Фазовая проницаемость нередко достигает 1-2 мкм², что является высокой проницаемостью.

Газ сеноманской продуктивной толщи имеет метановый состав. Газ сухой, содержание тяжелых углеводородов в среднем составляет 0,13%. Подробно состав газа сеноманской залежи указан в таблице 1 [16].

Таблица 1 – Компонентный состав газа сеноманской залежи Уренгойского месторождения

Компонент	Газ
Количественное содержание компонентов, %	
CH ₄	99,086
C ₂ H ₆	0,108
C ₃ H ₈	0,001
O ₂	0,005
N ₂	0,805
CO ₂	0,035
C ₆ H ₁₄	0,0231
C ₇ H ₁₇	0,0031
C ₈ H ₁₈	0,0015
He	0,0108
H ₂	0,0027
N ₂	0,6450

Воды хлоридные натриевые (хлор-кальциевого типа) с минерализацией 15–22 г/дм³, а модальное значение находится в диапазоне 18±0,5 г/дм³. Газонасыщенность подошвенных вод сеноманской газовой залежи от 1800 до 2200 см³/л. В таблице 2 приведены содержания солей, встречающихся в Сеноманской воде, а также основные показатели, влияющие на качество воды [17].

Таблица 2 – Основные показатели сеноманской воды

Показатель	Значение
Водородный показатель, ед. рН	7...8
Минерализация общая, г/дм ³	15...22
Карбонаты, мг/дм ³	до 60
Гидрокарбонаты, мг/дм ³	210
Хлорид-ион, мг/дм ³	10300
Сульфат-ион, мг/дм ³	до 43
Жесткость, °Ж	13,56...40,26
Кальций, мг/дм ³	410
Магний, мг/дм ³	80
Сумма ионов калия и натрия	6270
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,013

1.1.2 Неокомские залежи

Еще одним продуктивным объектом Севера Западной Сибири является неокомо-аптский комплекс. Он включает в себя берриасский, валанжинский, готеривский и барремский, аптский ярусы. Отложения неокомо-аптского НГК комплекса представлены сравнительно ритмичным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. В данном комплексе выделяют такие местные стратиграфические подразделения как сортымская (без ачимовской толщи) и тангаловская свиты [18].

Сортымская свита, объединяющая берриас и валажинский ярусы, располагается на кровле ачимовской толщи. Данная свита сложена неравномерным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. В разрезе преобладают глинистые отложения. Выше по разрезу свиты залегают аргиллиты, песчаники, алевролиты. Общая мощность сортымской свиты составляет 842 м. Фильтрационно-емкостные свойства свиты характеризуются как низкие. Открытая пористость равна 13,3%, абсолютная проницаемость 14,5 мД [19].

Тангаловская свита, объединяющая ярусы от валажинского до аптского, характеризуется тремя подсвитами. Нижняя подсвита (верхний валанжин) представлена группой шельфовых пластов, с которыми связаны залежи газоконденсата с нефтяными оторочками. Ей соответствует

маломощная (10-12 м) пачка глин. Глины темно-серые, с остатками макрофауны. Мощность нижнетангаловской подсвиты в пределах изучаемой территории - 130-190 м. Отложения средней подсвиты (нижний готерив) представлены песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и глин. Мощность подсвиты – 30-55 м. Верхняя подсвита (нижний готерив – баррем - нижний апт) мощностью до 570 м, представлена алевролитами серыми и песчаниками, чередующимися с глинами серыми, иногда зеленовато-серыми. Практически все пласты этой группы являются продуктивными. Кровля тангаловской свиты проводится в подошве мощной толщи песчаников покурской свиты. Общая толщина тангаловской свиты 1150-1350 м. Также к неоком-аптской системе относят верхнюю подсвиту (средний - верхний апт) покурской свиты. Ее мощность до 320 м, сложена она преимущественно песчаными пачками, чередующимися с алевролитами и глинами. [20]. Фильтрационно-емкостные свойства тангаловской свиты незначительно отличаются в лучшую сторону от сотрымской. Так открытая пористость составляет 18%, проницаемость – 16,2 мД [21]. В общем породы неоком-аптского комплекса можно охарактеризовать как средне и повышено пористые, но низкопроницаемые.

Газ неоком-аптских залежей отличается от альб-сеноманских высоким содержанием тяжелых углеводородов (этан, пропан, бутан и другие), а также наличием газового конденсата (Таблица 3) [22]. В нижнемеловых отложениях Уренгойского месторождения выявлено свыше 25 залежей углеводородов, связанных с пластами, залегающими в интервале глубин 1780-3050м.

Таблица 3 – Компонентный состав газа неокомских залежей Уренгойского месторождения

Компонент	Газ
Количественное содержание компонентов, % об.	
CH ₄	90,0691
C ₂ H ₆	5,1616
C ₃ H ₈	2,5192
i-C ₄	0,4116
n-C ₄	0,3627

i-C5	0,0024
n-C5	0,0382
C6H14	0,0048
C7H17	0,0004
C8H18	0,0003
He	0,0113
H2	0,0045
N2	1,1841
CO2	0,2054
O2	0,0021

С глубиной хлоридно-натриевый тип пластовых вод альб-сеноманского комплекса Уренгойского НГКМ сменяется гидрокарбонатно-натриевым для неоком-аптского. Их общая минерализация уменьшается от 14 до 3 г/дм³. В таблице 4 [22] приведены содержания солей, встречающихся в пластовой воде неокома, а также основные показатели, влияющие на качество воды.

Таблица 4 – Основные показатели пластовой воды неокомского комплекса

Показатель	Значение
Водородный показатель, ед. рН	6,2...9,3
Минерализация общая, г/дм ³	3,4...14,3
Карбонаты, мг/дм ³	до 144
Гидрокарбонаты, мг/дм ³	403...1969
Хлорид-ион, мг/дм ³	1276...4468
Сульфат-ион, мг/дм ³	до 170
Жесткость, °Ж	1,59...6,61
Кальций, мг/дм ³	18...294
Магний, мг/дм ³	до 27
Сумма ионов калия и натрия	1379...2938
Плотность при 20 0С, г/см ³	1,003

1.1.3 Ачимовская залежь

Ачимовская свита залегает над юрским нефтегазоносным комплексом, являясь при этом нижней частью сортымской свиты (берриас-валанжин). В пределах месторождений Уренгойского района находится на глубине 3200-4000 м. Здесь в отложениях НГК открыты уникальные по запасам скопления газоконденсата, приуроченные к пластам горизонтов Ач₁, Ач₂, Ач₃₋₄, Ач₅, Ач₆. При ширине развития до 20-30 км они имеют простирание до 120 км [23].

Нефтегазоносность ачимовской толщи связана со вторичными коллекторами порового типа и трещинно-поровыми коллекторами [24]. Гранулометрический состав породы ачимовских отложений представлен обломками размером в среднем 0,13 мм. Для песчаных отложений ачимовской свиты характерно высокое содержание минералов из класса карбонатных: доломита, кальцита и сидерита. В местах контакта ачимовских отложений с баженовской свитой, богатой органическими веществами, также наблюдается высокая карбонизация. При мощности песчаных тел до десяти метров, интенсивная карбонизация может охватывать весь пласт. Внутри пласта карбонизация распределена неравномерно, так, наиболее высокую карбонизацию пласт имеет в верхней и нижней части, но иногда это может наблюдаться в любой части пласта.

Несмотря на относительно высокие значения пористости - в среднем от 16% до 20%, проницаемость ачимовских коллекторов низкая - от 1 до 10 мД поэтому, в целом, их ФЕС – низкие. Цемент коллекторов глинистокарбонатный, по керну и данным испытания скважин присутствует и трещинный тип коллекторов, и смешанный порово-трещинный [25].

Состав пластового газа ачимовских залежей Уренгойской группы месторождений является в основном метановым (Таблица 5) [26].

Таблица 5 – Компонентный состав газа и газового конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения

Компонент	Газ	Газовый конденсат
% мольных		
Метан	89,661	9,629
Этан	6,998	11,127
Пропан	2,091	14,483
Изо-бутан	0,266	4,592
Н-бутан	0,199	5,012
Изо-пентан	0,074	4,671
Н-пентан	0,044	3,949
С6+	0,474	46,030
Азот	0,053	-
Диоксид углерода	0,123	0,273
Метанол	0,016	0,223
Вода	0,001	0,015

Показатели пластовой воды ачимовских отложений в пределах Уренгойского НГКМ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные показатели пластовой воды ачимовских отложений

Показатель	Значение
Водородный показатель, ед. pH	7-12
Минерализация общая, г/дм ³	10573
Карбонаты, мг/дм ³	Меньше 6
Гидрокарбонаты, мг/дм ³	2037
Хлорид-ион, мг/дм ³	4109
Сульфат-ион, мг/дм ³	216
Жесткость, °Ж	-
Кальций, мг/дм ³	138
Магний, мг/дм ³	24
Сумма ионов калия и натрия	3970
Плотность при 20 °С, г/см ³	1004

Пластовые воды по классификации Сулина гидрокарбонатно-натриевые, реже хлоридно-кальциевые, солоноватые (М=5,3-8,5 г/л), щелочные (pH=7-12) [27].

1.2 Механизм формирования пластового давления и обводненности на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений

Снижение пластового давления на поздних стадиях разработки происходит в результате постепенного израсходования пластовой энергии залежи. Изучением вопросов формирования и изменения пластовой энергии занимались такие отечественные геологи и геофизики как Л. Ш. Гиршгорн, А. Д. Гвишиани, П. П. Лазарев, А. А. Соловьёв и др. Как было отмечено ранее, пластовое давление связано с энергией пласта. При создании депрессии в пласте его энергия за счет возникновения различных сил совершает работу по перемещению газовой смеси к забоям скважин. Совокупность сил, приводящих флюиды, содержащиеся в пласте, в движение называют режимом работы залежи. К источникам таких сил относят горное давление, давление сжатого газа, напор контурных и подошвенных пластовых вод, упругость газа и пластовых вод.

Пластовое давление чаще всего принимается равным гидростатическому для данной глубины, с учетом поправочного коэффициента 0,8-1,2. Основным показателем, характеризующим разработку газовой залежи, независимо от режима ее работы, является коэффициент газоотдачи или КИГ. Он определяется как отношение извлекаемых запасов газа, к начальным геологическим запасам. Он может быть в трех формах: текущий, проектный и конечный. Проектный КИГ рассчитывается на этапе проектирования разработки и учитывает существующие извлекаемые запасы. Текущий учитывает накопленную добычу газа к текущему моменту. На момент окончания разработки конечный КИГ должен больше или равен проектному. Он рассчитывается из объема газа, добытого на конец разработки (когда добыча более не рентабельна). В общем виде формула для расчета КИГа выглядит следующим образом (1).

$$\eta = \frac{Q_{\text{извл}}}{Q_{\text{геол}}} \quad (1)$$

где $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы газа; $Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы газа [28].

Еще одной важной количественной характеристикой любого режима работы пласта является коэффициент возмещения (2). Он показывает какой объем воды, содержащийся в пласте, приходится на добытый объем воды и газа.

$$KB = \frac{V_1 + V_2}{Q}, \quad (2)$$

где V_1 – объем жидкости, поступающий в депрессионную зону в результате перепада давления между скважиной и контуром питания; V_2 – упругий запас жидкости в пласте; Q – извлекаемый объем жидкости и газа [29].

Выделяют три режима работы газовой залежи: газовый, водонапорный (газоводонапорный), упруговодонапорный [30]. При газовом режиме работы

газовой залежи источником пластовой энергии является упругое расширение газа, сжатого в породе коллекторе. Данный режим свойственен залежам, приуроченным к пластам ограниченных размеров, либо к линзам и характерен для литологически и тектонически экранированных залежей. Пластовое давление при данном режиме постоянно снижается по мере увеличения накопленной добычи, так как влияние пластовой воды на поддержание давления незначительно или отсутствует. Поскольку ГВК в процессе выработки залежи не перемещается, газонасыщенность породы коллектора при газовом режиме остается постоянной.

При газоводонапорном режиме помимо действия силы упругого расширения газа источником пластовой энергии является напор краевых или подошвенных вод. Этот режим проявляется в залежах с высокими ФЕС, хорошей гидродинамической связью залежи с законтурной областью, близким расположением залежи к области питания подземных вод, отсутствием нарушений и фациальных замещений. Ко времени выхода месторождения на поздние стадии разработки газовый режим сменяется водонапорным, так как при снижении пластового давления в залежь начинает поступать вода, на что указывает подъем ГВК. Снижение пластового давления при этом режиме зависит от темпов отбора газа, т.е. коэффициент возмещения близок к 1, коэффициент газоотдачи около 0,95.

При упруговодонапорном режиме энергия залежи обусловлена упругими свойствами породы, воды и самого газа. Для залежей, работающих в условиях этого режима характерны: низкая проницаемость коллектора, слабая гидродинамическая связь залежи с законтурной областью, значительная удаленность от области питания подземных вод. В отличие от водонапорного при упруговодонапорном режиме на поздних стадиях разработки условия для проявления упругих сил создаются при снижении пластового давления на величину от 3 до 30%. При этом ГВК начинает медленно подниматься. Однако, напор пластовых вод, возникающий при проявлении упругих сил, не в состоянии полностью компенсировать снижение

пластового давления. Коэффициент газоизвлечения при этом режиме составляет 0,7 – 0,8, коэффициент возмещения может изменяться от 0 до 1 [31].

Ранее считалось, что строение резервуаров залежи альб-сеноманского ярусов Уренгойского месторождения достаточно однородное, поэтому залежь будет работать по газоводонапорному режиму, так как она массивная и водоплавающая. В пользу этого также свидетельствовали хорошие фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов (II, III классы по классификации А.А. Ханина). Благодаря поддержанию пластовой энергии напором пластовых вод планировалось достичь газоотдачи в 93-95%. В дальнейшем при более точном изучении геологического строения резервуаров сеномана было установлено наличие в разрезе непроницаемых пластов, простирание которых, зачастую не прослеживается по скважинным и сейсмическим данным. На сегодняшний день, учитывая накопленные данные наблюдений за изменением пластового давления и подъемом уровня ГВК, режим работы сеноманских залежей, находящихся на поздних стадиях разработки, считается упруговодонапорным. Это подтверждается анализом динамики изменения ГВК (Рисунки 2-9) и пластового давления (Приложение 1,2,3,4) сеноманской залежи на различных площадях Уренгойского НГКМ [32].

Страницы 29-31 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

Как показывает современное энергетическое состояние разработки при упруговодонапорном режиме, пластовое давление на поздней стадии разработки продолжает снижаться, но темп снижения значительно медленнее, чем в периоды нарастающей и постоянной добычи. Пластовое давление поддерживается за счет продвижения пластовой воды в газонасыщенную часть пласта. Характер подъема ГВК зависит не только от отбора газа, но и от особенностей геологического строения разреза и его ФЕС, включая и водоносную его часть.

На стадии падающей добычи, когда коэффициент газоотдачи достиг 60% и более в условиях активного проявления упруговодонапорного режима и уменьшения газонасыщенного порового объема, а также снижения отборов газа, начало происходить снижение темпа падения пластового давления. Это было обусловлено поддержанием пластового давления за счет активного проявления упругих сил водоносного бассейна, и снижением, в предыдущие годы, фактических уровней отбора газа от проектных величин по причине сокращения спроса на газ. Таким образом, учитывая снижение пластового давления в процессе разработки, его частичную компенсацию за счет внедрения пластовых вод в залежь, неоднородность поднятия ГВК по скважинам в пределах одной площади можно сделать вывод о том, что со временем сформировался упруговодонапорный режим, свойственный неоднородным резервуарам сеноманской залежи.

Снижение пластового давления на поздних стадиях разработки газовых залежей поддерживается напором краевых и подошвенных вод. Теорией продвижения пластовых вод в пласте занимались отечественные гидродинамики Л. С. Лейбензон, В. Н. Щелкачев, П. Я. Полубаринова-Кочина, И. А. Чарнов и др. В процессе разработки газовых залежей при водонапорном или упруговодонапорном режиме работы пласта различают продвижение поверхности раздела двух фаз за счет наступления краевой воды и подъема подошвенной воды к забоям скважин. Первый случай относится

преимущественно к продуктивным пластам незначительной толщины с большим углом падения структуры, где вода продвигается вдоль напластования, второй случай – к пластам с малым углом наклона, особенно при наличии большой продуктивной толщины. Краевые воды занимают пониженные части пласта и подпирают залежь по внутреннему и внешнему контурам, образуя в плане кольцеобразную форму. Подошвенные воды подпирают залежь по всей ее площади, включая и сводовую часть, образуя сплошное зеркало ГВК (Рисунок 13).

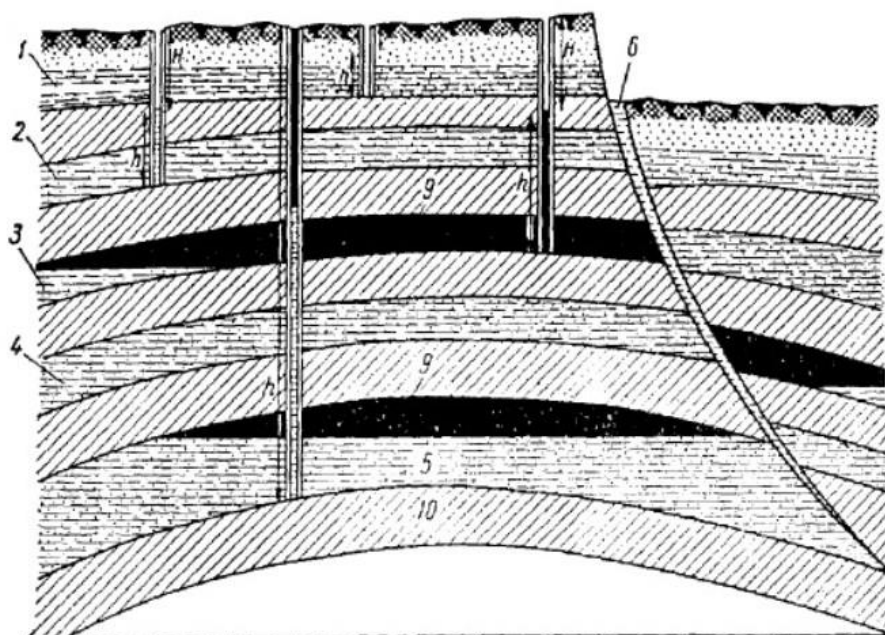


Рисунок 13 – Пластовые воды (по М.А. Жданову)

1 – вода со свободной поверхностью (ненапорная), 2 – вода верхняя относительно нефтеносного горизонта, 3 – вода краевая приконтурной зоны (нижняя краевая напорная), 4 – вода нижняя относительно нефтеносного горизонта (нижняя напорная), 5 – вода подошвенная, 6 – вода глубинная, восходящая по сбросу, 9 – газ, 10 – глины, 11 – глубина уровня, h – напор

Выделяют следующие виды движения пластовых вод, обеспечивающих приток газа к скважинам [33]:

- вытеснение газа за счет продвижения контурной воды, при этом подошвенная вода не принимает участия в вытеснении или она малоактивна;
- газ поступает к скважинам в основном под напором подошвенной воды, краевые воды малоактивны.

При первом виде движения пластовых вод подошвенная вода не участвует в вытеснении газа. Основную роль создания напора пластовой воды играет движение краевых вод от контура к центральной части залежи. Однако, в процессе снижения запаса газа в пласте проявляется тенденция к деформированию поверхности раздела фаз, которая принимает холмообразный вид, называемый конусом подошвенной воды (Рисунок 14).

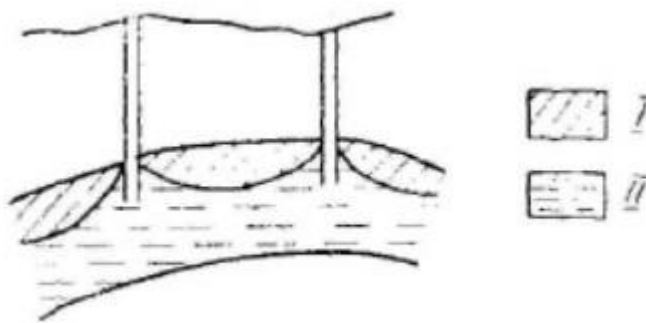


Рисунок 14 – Образование конусов подошвенной воды
1 – газ, 2 – вода

При установившихся условиях отбора газа, ГВК (конус подошвенной воды) находится в равновесии и не оказывает существенного влияния на приток газа к скважине. В случае превышения депрессии и отбора газа сверх некоторой предельной величины, происходит прорыв воды в скважину, что может привести к ее прогрессирующему обводнению. В этом случае существует предельная высота вершины конуса, при которой конус находится в статическом равновесии.

Второй тип характеризуется перпендикулярным направлением движения вод к первоначально горизонтальной поверхности раздела, и только вблизи забоя несовершенной скважины это направление меняется. Вытеснение газа в данном случае происходит вследствие поднятия поверхности подошвенной воды. Наибольшая скорость поднятия поверхности раздела отмечается на оси скважины. С приближением к забою скорость увеличивается. Происходит образование конуса, аналогичного первому случаю, но статического равновесия межфазной поверхности не происходит,

ввиду напора подошвенных вод. При данном типе происходит более интенсивное обводнение скважин.

При анализе влияния водорастворенных газов на поведение пластовых вод в процессе добычи газа на поздней стадии выявлено, что разгазирование подземной гидросферы обеспечивает повышение газонасыщенности пласта в условиях тонкой литологической слоистости разреза, тем самым снижая фазовую проницаемость пород коллекторов по воде [34]. Выделяющийся газ, совместно с литологической неоднородностью пород сеноманской залежи со временем влияли на формирование упруговодонапорного режима работы залежи. Антиклинальные структуры сеноманской залежи за счет выделения растворенного в пластовой воде газа в процессе разработки отсечены от общего гидродинамического потока подземных вод, направленного с юга на север [35]. Поэтому влияние краевых вод на обводнение газовой залежи при длительной ее эксплуатации практически исключено. Исходя из этого считается, что движение пластовых вод сеноманской залежи характеризует напор подошвенных вод, которые, при образовании конуса подошвенной воды, способны быстро обводнять скважины. При анализе исследований пластовой воды скважин сеноманской залежи Уренгойского, Медвежьего и Ямбургского месторождений гидрохимическим методом выявлено, что 82 % от общего числа скважин составляют скважины с конденсационной водой, в то время как 18 % составляют скважины с пластовой водой [36]. Таким образом, ввиду массивности сеноманской залежи, а также по причине выделения в процессе разработки растворенного газа из пластовых вод, движение краевых вод ограничено, а общее поднятие ГВК происходит за счет движения подошвенных вод. В ряде случаев это приводит к локальному поднятию раздела фаз из-за снижения пластового давления в ПЗП и образованию конусов подошвенных вод, усиливающих обводненность скважин и препятствующих поступлению газа в скважину. Несмотря на то, что количество скважин, в которых наблюдается прорыв подошвенной воды к забою, значительно меньше по сравнению с числом скважин, обводненных

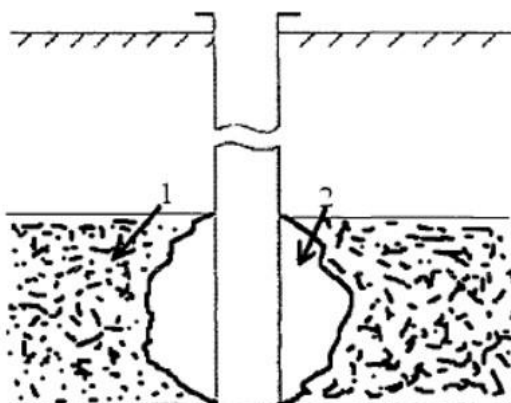
конденсационной водой, конденсирующейся из паров воды в газе, при снижении пластового давления, обводненность скважин как пластовой, так и конденсационной водой является одним из основных факторов, осложняющих добычу газа, как сеноманской, так и прочих залежей на поздних стадиях разработки.

Как было отмечено, обводненность является немаловажным фактором, осложняющим добычу газа нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки. Поступившая со скважин продукция сепарируется на газ и воду. Однако газ после этого остается влажным, то есть содержит пары воды. С увеличением обводненности его влажность также растет. При снижении температуры газа возможно образование газовых гидратов. Для предотвращения данного осложнения перед сдачей газа в газопровод производится процесс подготовки газа. Для борьбы с содержащимися в газе парами воды газ осушают чаще всего сорбционными способами, наиболее распространена абсорбционная осушка с применением ди- или три- этиленгликоля. Механизм абсорбционной осушки заключается в контакте газа, насыщенного водяным паром с жидким абсорбентом в массообменной секции абсорбера – колонны, состоящей из трех секций: сепарационной, массообменной и секции улавливания абсорбента. В процессе абсорбции абсорбент насыщается влагой, после чего регенерируется путем выпаривания ее горячим паром в испарителях. Преимуществом абсорбционной осушки является низкая по сравнению с адсорбционной осушкой стоимость, высокая эффективность осушки газа, которая выражается в достижении необходимой точки росы – максимальной температуры, при которой газ находится в однофазном состоянии. Температуры точки росы для разного времени года и климата регулируются согласно СТО ПАО «Газпром» [37]. На поздних стадиях разработки для повышения эффективности подготовки газа рекомендуется двухступенчатая абсорбция газа при более низких температурах и высоких давлениях [38]. Также на поздних стадиях разработки в условиях снижения пластового давления в схему подготовки газа

на участках комплексной подготовки газа (УКПГ) вводятся ДКС для достижения давления, требуемого для сдачи газа в газопровод (Рисунок 15) (Приложение 5).

1.3 Влияние осложнений, сформированных в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений на технологические процессы добычи и подготовки скважинной продукции

Не менее значимой, чем обводненность, проблемой является разрушение ПЗП и последующий вынос механических примесей на забой скважины (Рисунок 16).



1 – порода коллектор; 2 – каверна в зоне ПЗП
Рисунок 16 – Разрушение призабойной зоны пласта

Их накопление со временем может приводит к образованию песчаных пробок, то есть сужению эффективного диаметра скважины или его полному перекрытию. К разрушению ПЗП на поздних стадиях разработки приводит ряд причин (Рисунок 17). Они могут действовать как одиночно, так и совместно. Некоторые из них носят накопительных характер.

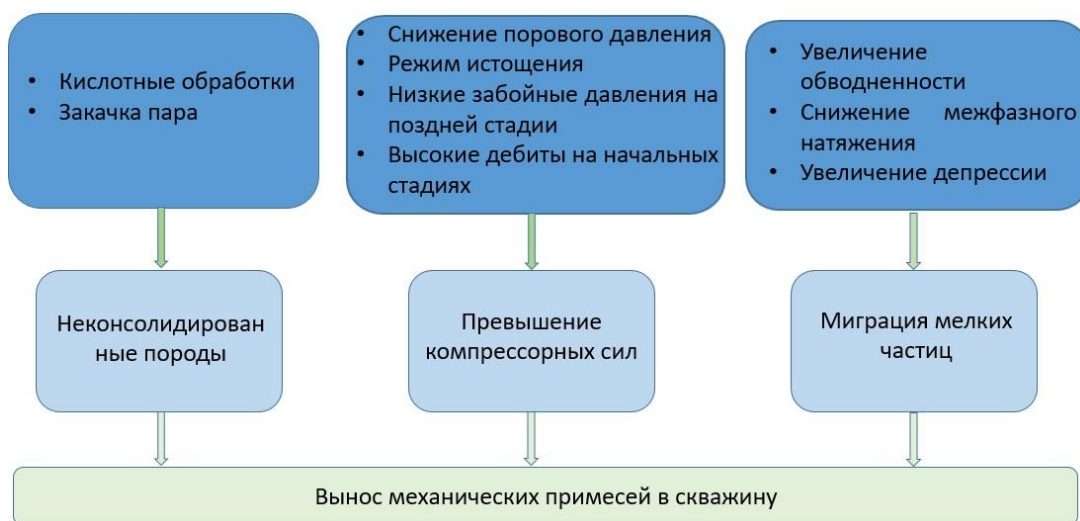


Рисунок 17 – Причины разрушения коллекторов и выноса механических примесей на поздней стадии разработки

Разрушение ПЗП может происходить со временем при обводнении скважин. Поступающая в скважину пластовая или конденсационная вода способна размывать осадочную породу, особенно слабо сцементированную, снижая капиллярное давление из-за повышенного насыщения смачивающей фазой [39]. Не менее распространенной на поздних стадиях разработки причиной разрушения ПЗП является один из методов по борьбе с самозадавливанием – распространенным на поздних стадиях разработки осложнением, при котором происходит скопление воды на забое скважины. Более подробно это явление будет рассмотрено в дальнейшем. Самый простой и общепринятый способ борьбы с этим осложнением – продувка скважин в атмосферу. При этом происходит резкое повышение депрессии, в результате чего жидкость выносится с забоя скважины, но вместе с тем при частном проведении данной операции в ПЗП при каждой продувке возникают касательные и нормальные напряжения в породе, находящейся в прискважинной зоне, в результате чего происходит ее разрушение. Для предотвращения отложения песка в скважине могут применяться технологические или технические методы. В первом случае осуществляется подбор такого режима работы скважины, при котором механические примеси не будут выноситься с забоя. Во втором применяются скважинные фильтры и прочее оборудование.

Рассмотрим теоретическую основу подбора режима работы скважины для предотвращения выноса песка на забой [40]. Дебит газа, при котором происходит вынос песка с забоя скважины, определяется теоретически. Для этого рассчитывают скорость газа v_r на забое, м/с, при которой начинается вынос частиц песка (3):

$$v_r = E_q \cdot \sqrt{\frac{(\rho_q - \rho_r) d_q g}{A \varepsilon \rho_r}} \quad (3)$$

где E_q – коэффициент, в том числе учитывающий взаимодействие частиц и силы сцепления песчинок и жидкости; ρ_q – плотность частицы песка, кг/м³; ρ_r – плотность газа на забое, кг/м³; d_q – средневзвешенный диаметр частиц песка, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; A – коэффициент формы; ε – коэффициент сопротивления частиц, зависящий от числа Рейнольдса частицы.

Для условий забоя (4):

$$Re_q = \frac{\rho_r \cdot v_r \cdot d_q}{\mu_r}, \quad (4)$$

где μ_r – динамическая вязкость газа на забое скважины, Па·с;

$$\varepsilon = \begin{cases} \frac{21}{Re_q}, & \text{при } Re_q < 0,2; \\ \frac{21}{Re_q} + \frac{6}{Re_q^{0,5}} + 0,28, & \text{при } 0,2 < Re_q < 4 \cdot 10^3; \\ 0,47, & \text{при } Re_q > 4 \cdot 10^3. \end{cases}$$

Расчет скорости газа v_r проводится в два этапа:

1) коэффициент ε принимают равным 0,47 и рассчитывают v_r по формуле (3);

2) полученное значение v_r подставляют в формулу (4) и новое значение ε используют для расчета по формуле (3) окончательного значения v_r , при котором начинает происходить вынос частиц песка диаметром d_q .

Пороговый расход газа $Q_{\text{нач.песок}}$, тыс. м³/сут, при котором начинает происходить вынос частиц песка диаметром d_q и менее, рассчитывается по формуле (5):

$$Q_{\text{нач.песок}} = v_{\Gamma} \frac{\pi d_{\text{лж}}^2}{4} \cdot \frac{T_0 P_3}{P_0 Z T} \cdot 86,4 \quad (5)$$

где T_0 – стандартная температура, К; P_3 – забойное давление, МПа; P_0 – стандартное давление, МПа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа у башмака лифтовой колонны; T – забойная температура, К.

Предельно допустимый дебит, с точки зрения «допустимого» абразивного износа оборудования рассчитывается по формуле (6):

$$Q_{\text{max.песок}} = \frac{h_{\text{доп}} B^{0,59} d_{\text{вн}}^2}{A_3 F_y F_{\Pi} \rho_{\text{ч}} k_{\text{ч}} v_{\text{ч}}^{1,73}} \quad (6)$$

где $h_{\text{доп}}$ – допустимая скорость эрозии трубы мм/год; A_3 – эмпирическая константа (принимается равной $5 \cdot 10^{-9}$, но должна уточняться по промысловым данным); F_y – коэффициент угловатости частиц F_{Π} – коэффициент проникновения (для стали принимается равным 0,206 м/кг); $k_{\text{ч}}$ – содержание механических частиц в потоке газа, вызывающих абразивный износ (определяется по результатам последних ГДИ скважины), мм³/м³; B – твердость по шкале Бринелля; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода на устье, м; $v_{\text{ч}} = v_{\text{отн}} \cdot v_{\Gamma, \text{у}}$ – скорость частиц, м/с ($v_{\text{отн}}$ – относительная скорость частиц, м/с, определяются графически; $v_{\Gamma, \text{у}}$ – скорость газа на устье, м/с (7)).

$$v_{\Gamma, \text{у}} = 0,01474 \frac{Q_{\Gamma}}{d_{\text{вн}}^2} \cdot \frac{T_y Z_y P_0}{P_y T_0} \quad (7)$$

где T_y – температура газа на устье, К; Z_y – коэффициент сверхсжимаемости газа на устье скважины.

Рассчитав описанные выше параметры, можно определить дебит, при котором начинается пескопроявление, а также максимальный дебит, при котором вынос песка достигает критического с точки зрения надежности оборудования значения. В комплексе с параметрами, приведенными в пункте 1.4 данные параметры позволят подобрать оптимальный технологический режим работы скважины для предотвращения эрозийного износа оборудования, а также скопления жидкости на забое скважины и ее самозадавливания.

1.4 Формирование условий самозадавливающихся скважин

Помимо описанных ранее осложняющих факторов, таких как низкое пластовое давление и обводнение скважин стоит отметить происходящее на поздних стадиях разработки значительное снижение скорости газа, поступающего в скважину. Выделяют несколько режимов вертикального многофазного течения (Рисунок 18) [41].

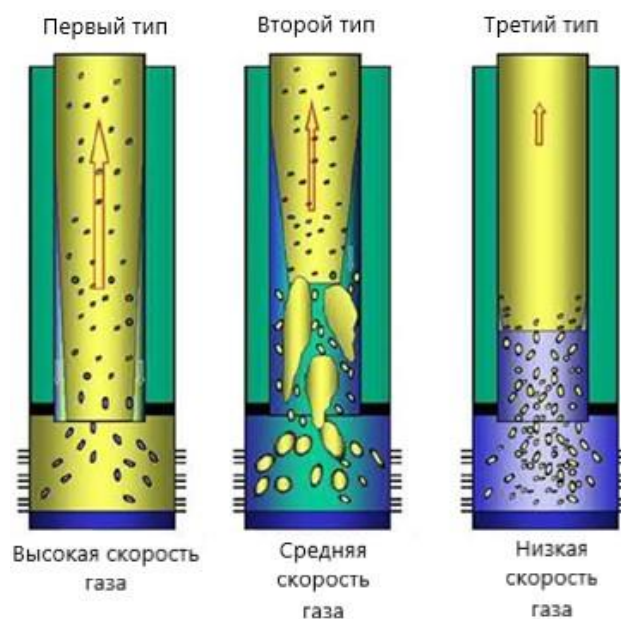


Рисунок 18 – Типы вертикального многофазного течения

При первом типе скорость газа выше критической, жидкость выносится с газом кольцевым потоком с диспергированными капельками по всему стволу скважины. При втором типе скорость потока газа в лифтовых колоннах опускается ниже критического уровня. При этом пластовая или конденсационная вода начинают скапливаются на забое. Кольцевой режим течения с диспергированными капельками жидкости, наблюдаемый в первом случае, по мере снижения дебита скважины и уменьшения скорости течения газа ниже критической сменяется четочным (снарядным). Этот переход часто сопровождается характерным ускорением падения добычи. Со временем снарядный режим течения стабилизируется, обеспечивая устойчивый дебит. На поздних стадиях разработки начинает проявляться третий тип вертикального многофазного течения, при котором скорость газа становится намного меньше критической, в результате чего жидкость перестает

выноситься на дневную поверхность и аккумулируется на забое. Движение газа через накапливающийся столб жидкости носит пузырьковый характер. Это приводит к увеличению потерь давления в скважинах, снижению дебитов. Данное явления называют «самозадавливанием». Оно характеризуется таким состоянием скважины, при котором гидростатическое давление столба жидкости приближено или превышает уровень депрессии на пласт, что препятствует притоку газа в скважину [42]. Противостоять данному явлению можно путем подбора технологического режима работы скважины, при котором жидкость не будет скапливаться на забое. Для этого необходимо рассчитать минимальный дебит, при котором происходит вынос жидкости с забоя скважины (8) может быть определен теоретически на основе расчета минимально необходимой скорости газа исходя из условий рассмотрения совокупности различных составляющих: напора газа, поверхностного натяжения на границе раздела фаз «газ – жидкость» и силы тяжести.

Расчет производится по методике А.А. Точигина, так как она в большей степени подходит для малодебитных скважин, вскрывающих залежи сеноманского яруса, которые находятся на поздней стадии разработки [43].

$$Q_{\text{мин}} = v_{\text{мин}} \frac{\pi d_{\text{лж}}^2}{4} \cdot \frac{P_z T_0}{P_0 Z T} \cdot 86,4 \quad (8)$$

где $v_{\text{мин}}$ – минимальная скорость газа, необходимая для выноса жидкости, м/с. $d_{\text{лж}}$ – внутренний диаметр НКТ, м; P – рабочее давление, МПа; T – рабочая температура, °С; T_0 – температура при стандартных условиях, °С; P_0 – давление при стандартных условиях, МПа; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при P и T .

Расчет минимальной скорости потока производится по формуле (9):

$$v_{\text{мин}} = 3,3 \left(\frac{g \sigma \rho_{\text{ж}}^2}{\rho_{\text{г}}^2 (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})} \right)^{0,25} \quad (9)$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³, $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, кг/м³.

При этом необходимо учитывать максимальную депрессию на пласт, для предотвращения разрушения ПЗП, подтягивания языков пластовой воды, образования гидратов, смятения эксплуатационных колонн. Максимальная депрессия зависит от перепада давления между забоем и пластом, то есть чем меньше забойное давление, тем больше депрессия. Максимальная депрессия на пласт принимается в значении 10% от начального пластового давления. Для Уренгойского месторождения с начальным пластовым давлением 11-14 МПа в зависимости от площади, максимальная депрессия на пласт составляет 1,1-1,4 МПа [44]. Для того, чтобы учесть максимальную депрессию на пласт рассчитывается максимально допустимый дебит (10):

$$Q_{\text{мд}} = \frac{-a\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - (P_{\text{пл}} - \Delta P)^2)}}{2b} \quad (10)$$

где a , b – линейный, МПа²·сут/тыс. м³, и нелинейный, (МПа·сут/тыс. м³)² коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта соответственно; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; ΔP – максимально допустимая депрессия на пласт, МПа [45].

Таким образом, используя формулы (8), (10) можно оценить границы минимального и максимального дебита, для подбора режима работы скважины, при котором будет обеспечиваться достаточная для выноса жидкости с забоя скорость газа. При этом, учитывая формулы (5) и (6), при подборе оптимального режима, можно сделать вывод о возможности добычи газа без выноса песка на забой.

1.5 Влияние гидратообразования на изменения технологических показателей эксплуатации скважин

Отдельно стоит отметить гидратообразование, как осложнение, встречающихся на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири от начала разработки месторождения до ее завершения. Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения, где молекулы газа находятся внутри кристаллов воды. Гидраты относятся к соединениям включения переменного состава, которые можно описать общей формулой $M \cdot nH_2O$, в которой M – это молекула газа-гидратообразователя (гостевая молекула), n – число молекул воды, приходящееся на одну молекулу гидратообразователя. Гидратное число n характеризует состав гидрата и зависит от условий, при которых он образовывался; значения n обычно варьируются в пределах от 6 до 17 [46]. Выделяют природные и техногенные газовые гидраты. Природные гидраты встречаются в недрах Земли, а техногенные образуются в процессе нефте- и газодобычи при наличии определенных условий, таких как наличие воды и свободного природного газа: метана, этана, пропана, изобутана, а также азота, углекислого газа и кислорода. Необходимыми термобарическими условиями для образования гидратов в ПЗП, скважинах, а также наземных технологических коммуникациях являются низкая температура и высокое давление.

На месторождениях севера Западной Сибири для борьбы с гидратами применяются химические, физические и технологические методы борьбы с гидратообразованием. Технологические предполагают поддержание безгидратного режима работы скважины и технологических установок, то есть поддержания температуры выше температуры образования гидратов. К физическим относят тепловое воздействие, использование физических полей (СВЧ, акустические волны). Химический метод заключается в применении ингибиторов. Существуют различные виды ингибиторов гидратообразования (Рисунок 19).

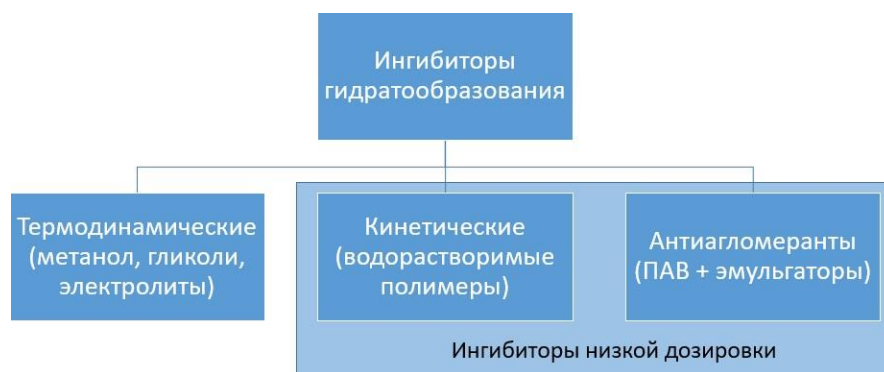


Рисунок 19 – Классификация ингибиторов гидратообразования

Термодинамические ингибиторы – водорастворимые вещества, в растворах которых снижается термодинамическая активность воды. Кинетические ингибиторы – водорастворимые вещества, блокирующие на некоторое время процесс нуклеации (т.е. зародышеобразования) или же резко замедляющие рост частиц гидратов. Реагенты – антиагломеранты – вещества, замедляющие или блокирующие образование агломератов гидратов и при этом сохраняется возможность многофазного транспорта продукции скважин уже в режиме гидратообразования [47].

Наиболее часто применяемым ингибитором гидратообразования на месторождениях севера Западной Сибири, а также в иных районах РФ является метанол. Применение метанола связано с рядом его достоинств: относительно низкой стоимостью и наличием широкой промышленной базы производства; сильным снижением температуры гидратообразования по сравнению с другими ингибиторами-неэлектролитами; низкой температурой замерзания; очень низкой вязкостью и практически отсутствием коррозионной активности, довольно низкой растворимостью в нестабильном углеводородном конденсате. Серьезные недостатки метанола как термодинамического ингибитора: токсичность, высокая упругость паров (т.е. высокая его растворимость в природном газе), а также солеобразование при смешении с сильно минерализованной пластовой водой. Высокая растворимость метанола в газовой фазе приводит к его технологическим потерям с осушенным газом и высоким удельным расходам при ингибировании систем сбора газа. Однако высокая растворимость метанола в

природном газе одновременно является и положительным свойством: поток газа может оказаться в режиме самоингибирования (т.е. при понижении температуры газа иногда не требуется добавлять в поток газа метанол, т.к. происходит конденсация его паров из природного газа с концентрацией в водной фазе, достаточной для предупреждения гидратообразования) [48]. Метанол может дозироваться в шлейфы на кустах скважин, в технологические линии на УКПГ, а также закачиваться в скважину для борьбы с гидратами в ПЗП или НКТ.

На начальных стадиях разработки месторождения, а также при освоении новых участков уже разрабатываемых площадей, в условиях высокого пластового давления применяется регулирование давления на фонтанной арматуре и в технологических линиях через дроссели или штуцеры. В случае, если перепад давления велик, за счет эффекта Джоуля-Томпсона происходит резкое снижение температуры газа, что при наличии в газе воды, может приводить к образованию газовых гидратов. В целях экономии метанола может быть применен технический метод борьбы с гидратообразованием, заключающийся в ступенчатом дросселировании газа на фонтанной арматуре во избежание резкого перепада давления. Кроме того, при движении газа по шлейфам от кустовых площадок до участков подготовки газа в зимнее время года в условиях крайнего севера температура газа снижается, что может приводить к образованию гидратов в шлейфах вплоть до их полного закупоривания. С ростом обводненности проблема гидратообразования растет, однако при снижении пластового давления может снижаться.

На поздних стадиях разработки проблема гидратообразования в ПЗП, скважинах и в системе сбора и подготовки газа стоит не так остро, как на начальных стадиях, так как снижаются пластовые давления. Однако при наличии низких температур в зимнее время года по-прежнему остается проблема гидратообразования и заледенения в шлейфах и внутрипромысловых трубопроводах.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ ГАЗА С УЧЕТОМ ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Основные аспекты технологических режимов работы газовых скважин

При выходе месторождения на поздние стадии разработки в условиях снижения эффективности существующих технико-технологических решений по добыче газа по причине действия осложняющих факторов, выбор подходящего технологического режима работы скважины может продлить период работы скважины без необходимости в ремонте, техническом перевооружении скважины или применении специальных реагентов для борьбы с осложнениями.

Под технологическим режимом работы скважины понимают поддержание во времени определенных параметров, для обеспечения бесперебойной работы скважины исходя из технико-экономических условий, а также требований промышленной безопасности и охраны труда. Выделяют ряд основных технологических режимов работы газовых скважин [49]:

- Режим постоянной депрессии
- Режим постоянного градиента давления
- Режим постоянного забойного давления
- Режим постоянного устьевого давления
- Режим постоянного дебита скважины
- Режим постоянной скорости газа в НКТ

На поздних стадиях разработки технологический режим корректируется ежеквартально после проведения необходимого комплекса исследований фонда скважин. К факторам, влияющим на выбор технологического режима относят степень прочности коллектора; количество пропластков, уровень ГВК, гидродинамическую связь между ними,

неоднородность по разрезу; наличие подстилающей подошвенной воды; температуру и давление пласта, их изменение по стволу скважины; требования по устьевым температуре и давлению для сбора продукции скважин.

Режим постоянной депрессии применяют в условиях рыхлых коллекторов, когда увеличение депрессии может привести к разрушению ПЗП и подтягиванию контуров пластовых вод, конусообразованию и преждевременному обводнению скважин.

В случае, если есть возможность измерять и контролировать градиент давления на стенке скважины, то такой технологический режим рекомендуется рассматривать при эксплуатации скважин с рыхлыми коллекторами. При исследовании скважин на различных отборах устанавливается такой максимальный градиент давления на стенке скважины, при котором еще не происходит разрушения забоя и выноса в скважину частиц породы продуктивного пласта. При дальнейшей разработке месторождения и падении пластового давления забойное давление должно изменяться так, чтобы градиент давления на стенки скважины все время не превышал допустимого значения.

Режим постоянного забойного давления применяют при разработке газоконденсатных месторождений для предотвращения выпадения конденсата в жидкую фазу на забое скважины.

Режим постоянного устьевого давления может устанавливаться при наличии конечного потребителя в непосредственной близости от скважины или на основании требований существующей системы сбора продукции скважин.

С практической точки зрения наиболее выгодным может стать режим постоянного дебита. Он может поддерживаться в пределах граничных значений минимально необходимого дебита для удаления жидкости и механических примесей с забоя и максимально допустимого дебита с точки зрения предотвращения разрушения пород коллекторов в ПЗП.

Режим постоянной скорости газа в НКТ применяется для предотвращения разрушения слабосцементированных пород в ПЗП. Для данного режима также существует верхняя и нижняя границы, в пределах которых скорость может изменяться без ущерба для пласта и без превышения принятого уровня абразивного износа оборудования.

Рассмотрим термобарические условия в скважине и динамику скорости газа на забое. Для этого проанализируем данные по скважине X Уренгойского НГКМ [50] (Таблица 8) и (Рисунок 20).

Таблица 8 – Основные показатели работы скважины X Уренгойского НГКМ

Годы	Дебит скважины тыс. м ³ /сут	Пластовое давление кгс/см ²	Забойное давление кгс/см ²	Давление на устье кгс/см ²	Скорость газа на забое м/с	Средняя температура на устье, °С
1986	0	117,7	0	0	0	0
1987	1150	106,8	104,5	92,9	6,2	22
1988	1110	108	105,9	94,4	5,9	21
1989	1166	102,4	99,9	88,6	6,6	22
1990	1284	95,6	92,4	80,9	7,9	20
1991	1220	88,6	85,5	74,6	8,2	21
1992	1200	83,5	80,3	69,7	8,7	19
1993	1140	79,2	76,1	66,1	8,7	20
1994	1000	75,2	72,6	63,6	8,1	19
1995	970	70,9	68,3	59,7	8,4	18
1996	945	66,7	64,1	55,7	8,8	18
1997	915	63,4	60,8	52,8	9	18
1998	850	59,8	57,4	49,9	8,9	17
1999	825	56	53,5	46,3	9,3	18
2000	790	52,3	49,8	43	9,6	17
2001	700	48,8	46,7	40,5	9,2	17
2002	675	45,3	43,1	37,3	9,6	17
2003	655	42,5	40,3	34,6	10	16
2004	580	39,1	37,1	32,1	9,7	16
2004	465	37	35,6	31,4	8,1	16
2005	360	35,4	34,4	30,9	6,5	16
2006	305	34,1	33,3	30,1	5,7	15
2007	329	32	31	27,8	6,6	15
2008	246	31,3	30,7	27,9	5	15
2009	229	30,5	29,9	27,2	4,8	15
2010	163	30,4	30	27,5	3,4	13
2011	111	30,6	30,4	28	2,3	14
2012	80	30,8	30,7	28,3	1,6	14
2013	76	30,4	30,3	27,9	1,6	13
2014	72	30,4	30,3	27,9	1,5	14
2015	68	30,4	30,3	27,9	1,4	14

2016	64	29,8	29,7	27,5	1,4	12
2017	60	29,8	29,7	27,5	1,3	13
2018	56	29,8	29,7	27,4	1,2	13
2019	52	29,8	29,7	27,4	1,1	12
2020	50	29,8	29,7	27,4	1,1	13
2021	45	29,9	29,8	27,4	1	11

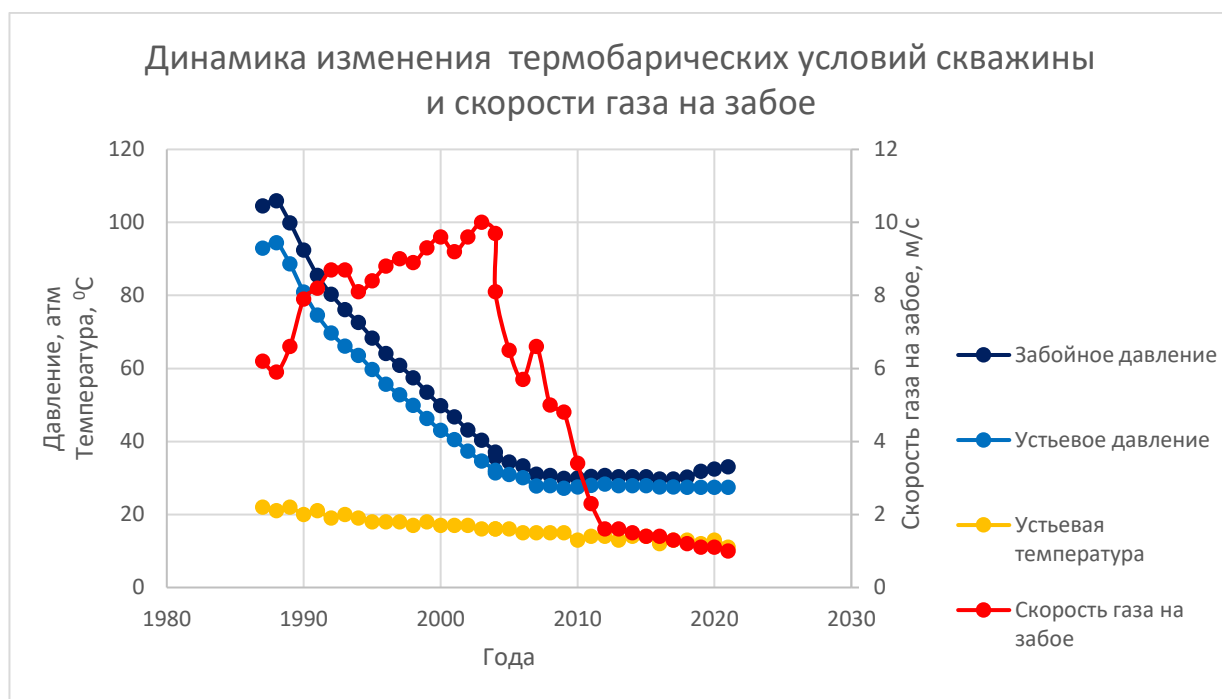


Рисунок 20 – Динамика изменения термобарических условий скважины и скорости газа на забое

За все время разработки параметры скважины меняются, так как меняются и параметры пласта, в частности основной параметр – пластовое давление. С самого начала разработки начинает снижаться забойное давление, которое связано с пластовым через депрессию на пласт. На стадии падающей добычи, когда пластовые воды начинают внедряться в залежь и поддерживать пластовое давление в условиях упруговодонапорного режима работы залежи, темп падения забойного давления снижается, что видно на графике (кривая забойного давления выполаживается). Устьевое давление скважины пропорционально забойному, так как отличается от него на значение потерь давления по стволу скважины. Поэтому также снижается со временем разработки месторождения.

Скорость газа на забое является еще одной ключевой характеристикой скважины. По графику изменения скорости газа на забое можно отметить, что

с начала разработки до 2003 года происходит рост скорости газа. Это обусловлено работой пласта по газовому режиму на начальных стадиях разработки, когда в результате расширения газа происходит нелинейная фильтрация газа к скважине с большой скоростью. После перехода к поздней стадии разработки месторождения, когда после снижения пластовой энергии более чем на 60% залежь переходит на иной режим работы скорость газа начинает снижаться. Она может возрасти в случае увеличения депрессии на пласт, как это было в 2007 году. Однако на поздних стадиях, в условиях разрушения коллектора, чаще поддерживают постоянную депрессию, в результате чего скорость газа будет зависеть от снижения давления, как это видно на графике, начиная с 2012 года.

Температура газа на устье скважины постепенно снижается за весь период разработки. На начальной стадии стоит уделять температуре газа на устье, а также в системе сбора особое внимание, так как одновременно имеется и большое давление, что может привести к гидратообразованию в случае снижения температуры ниже температуры гидратообразования для данных условий. На поздней стадии разработки давление на устье снижается, поэтому вероятность образования гидратов меньше, однако в зимний период при значительном снижении температуры на устье при наличии жидкости в продукции скважин возможно обледенение обвязки фонтанной арматуры или трубопровода. Для предотвращения гидратообразования на любой стадии разработки подбирается соответствующий режим работы скважины.

Для осуществления контроля поддержания необходимого технологического режима работы скважин проводятся газодинамические исследования скважин (ГДИ) на стационарных режимах фильтрации. Они основываются на анализе дебитов и давлений на нескольких стабилизированных режимах. Технология исследования скважины при установившемся режиме фильтрации предусматривает, что перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим. Как правило, исследование проводится, начиная от меньших дебитов к большим

(прямой ход). Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии фиксируется тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется во времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется и полученное давление используется для определения параметров пласта. После проведения соответствующих замеров давления на забое, на устье (в лифтовых трубах), в затрубном и межтрубном пространствах и температуры в необходимых точках, дебитов газа, жидкости и количества твердых частиц скважину закрывают. Давление в скважине начинает восстанавливаться. Процесс восстановления устьевое давление до статического также фиксируется непрерывно, что позволяет при соответствующей обработке определить параметры пласта по кривой восстановления давления (КВД) (Рисунок 21) [51].

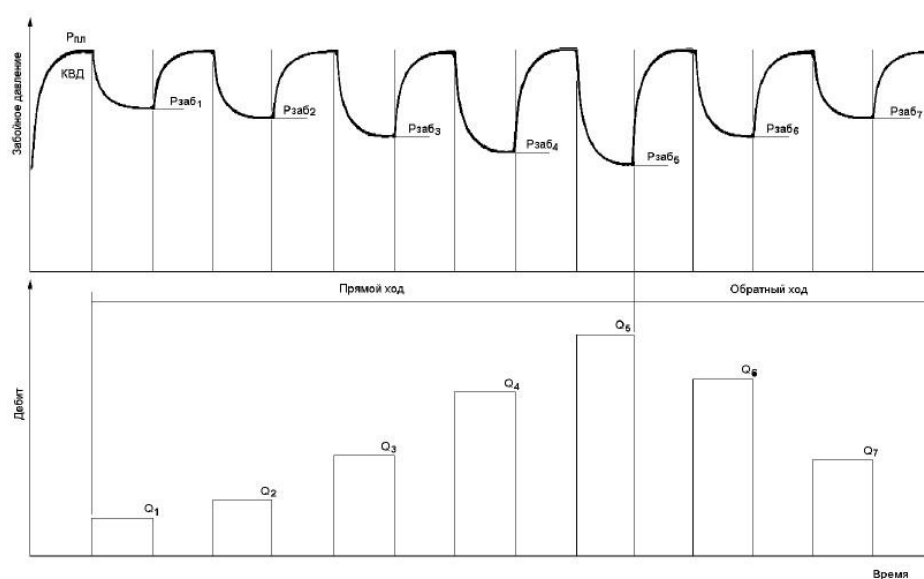


Рисунок 21 – Типовая последовательность исследований скважины при установившемся режиме фильтрации

При наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом случае следует пользоваться глубинным манометром с местной или дистанционной

регистрацией забойного давления на различных режимах. Для скважины с чистым забоем забойное давление можно определить расчетным путем.

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

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

Полученные в результате проведения комплексных исследований параметры газового потока на устье скважины и в шлейфе используются для расчетов ограничений на допустимые режимы работы скважин.

2.2 Технология поддержания температуры выше температуры гидратообразования

Для предупреждения гидратообразования необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу в газе. В среднем при температуре выше 25-30⁰С и давлении ниже 50 МПа гидраты не образуются. На практике для определения безгидратного режима работы скважины – технологического режима, при котором температура поддерживается выше температуры гидратообразования, а давление – ниже давления гидратообразования, прежде всего необходимо определить равновесные давления и температуры гидратообразования для конкретных условий. Их находят при помощи аналитического, графического или экспериментального методов. Экспериментальный метод является наиболее точным методом определения условий гидратообразования. Он реализуется с помощью малогабаритного оборудования в лабораторных и промысловых условиях. Его суть заключается в регистрации температуры фазовых переходов. Проводится измерение температуры образца газа и разности температур между образцом и эталонным веществом. Данный эксперимент проводят на установке

дифференциального термического анализа (ДТА) [52]. Начало процесса гидратообразования определяется составом газа, состоянием воды, давлением и температурой. Зависимость между давлением и температурой образования гидратов для отдельных компонентов газа, а также для смесей изображают на диаграмме гетерогенного состояния системы в координатах p - T (Рисунок 22) [53]. Данные температуры и давления для составления этих диаграмм получают в указанном выше эксперименте. Эти кривые являются основой графического и аналитического методов [54]. Графический метод считается одним из простых и сравнительно приближенных методов определения равновесных температуры и давления гидратообразования. В соответствии с плотностью газа и расчетным распределением давления от пласта до системы сбора газа из графика определяется температура гидратообразования. Область существования гидратов на этом графике находится выше и левее кривых. Чем больше давление и плотность газа, тем выше температура гидратообразования. Наличие в газе этана, пропана и изобутана также увеличивает температуру гидратообразования.

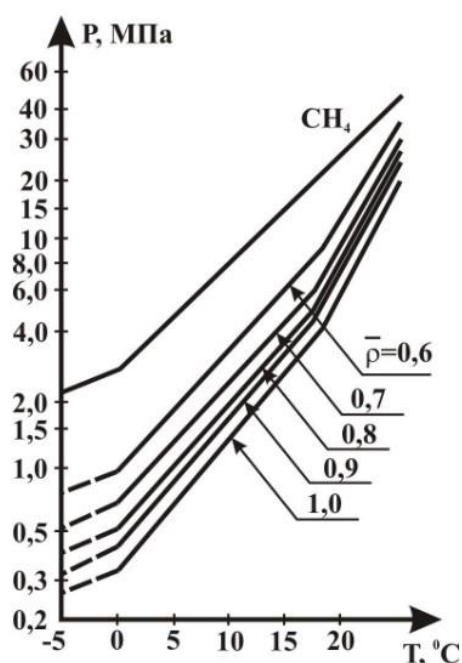


Рисунок 22 – Зависимость равновесных параметров гидратообразования природных газов от плотности

Так, например, при температуре 5°C и давлении 20 МПа будут образовываться гидраты для всех компонентов газа. Следующим шагом для подбора безгидратного режима является определение диапазона дебитов, в границах которого температура и давление на устье будут удовлетворять условиям безгидратной эксплуатации скважины. Для этого производится расчет теплового режима работы скважины.

По результатам расчета теплового режима работы скважин получают зависимость устьевой температуры при различных дебитах и давлениях. В качестве примера проанализируем график изменения устьевых температуры и давления газа, равновесной температуры гидратообразования от дебита для скважины Уренгойского месторождения при значениях $P_{\text{заб}} = 118 \text{ атм}$, $T_{\text{заб}} = 31^{\circ}\text{C}$. (рисунке 23) [53].

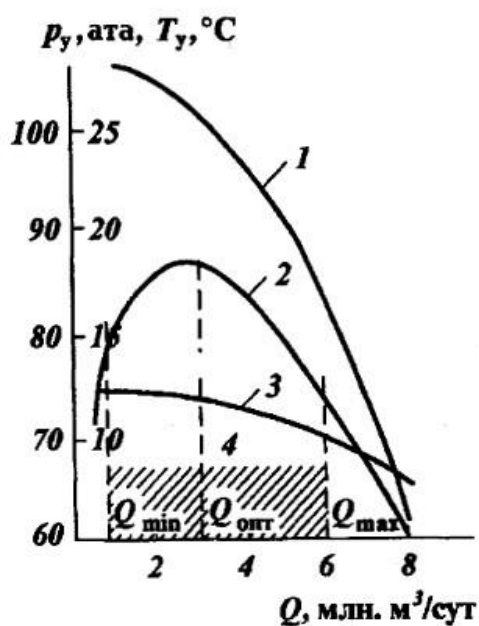
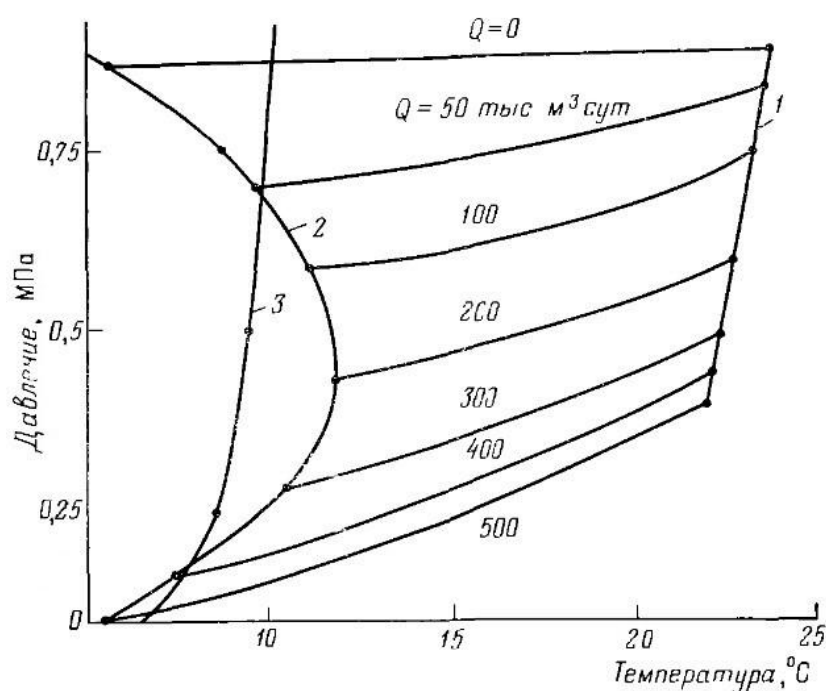


Рисунок 23 – Изменение устьевых температуры и давления газа, равновесной температуры гидратообразования от дебита скважины
1 – устьевое давление; 2 – устьевая температура; 3 – температура гидратообразования; 4 – зона безгидратной эксплуатации

Диапазон дебитов при данных условиях находится в пределах от 1 до 6 млн. м³/сут. Оптимальный дебит составляет 3 млн. м³/сут. Устьевая температура при оптимальном дебите составит 18°C , устьевое давление – 86 атм, температура гидратообразования – 14°C . С увеличением дебита

теплообмен газа с породой возрастет. Температура газа на устье скважины также повышается до некоторой предельной величины. С дальнейшим ростом дебита потери напора увеличиваются настолько, что снижение температуры за счет эффекта Джоуля — Томсона превалирует над теплообменом, и температура газа снижается. При малых дебитах тепловой поток мал, в результате потерь напора на трение происходит снижение температуры газа на устье.

Приведённые выше значения температурного режима соответствуют начальной стадии разработки, когда имеются большие пластовые и забойные давления, высокие дебиты. На поздних стадиях разработки снижается пластовое и забойное давление, дебит, устьевые давления и температура, а также температура гидратообразования. Чаще всего проблема гидратообразования на поздних стадиях менее актуальна чем на ранних, так как температура гидратообразования существенно снижается, и температура на устье превышает ее. В зимнее время в условиях крайнего Севера при сильном ветре и холодной температуре воздуха возможно заледенение выкидных лини и обвязки скважин. Зависимость температуры гидратообразования от значений дебитов, давлений и температур на поздней стадии разработки представлена на рисунке 24 [54].



1 – для условий забоя скважины; 2 – для условий устья скважины; 3 – равновесная температура гидратообразования

Рисунок 24 – Диаграмма P-Q-T работы скважины

Область, где устьевая температура превышает равновесную, является безгидратной. Для рассматриваемых условий безгидратный режим работы скважины будет при дебитах от 50 до 400 тыс м³/сут. При дебитах ниже 50 и выше 400 тыс м³/сут гидраты образуются в стволе скважины.

На поздних стадиях разработки по мере снижения пластового давления снижается скорость движения газа на забое и в стволе скважины. При снижении скорости газа увеличивается влияние теплообмена с окружающей средой, в том числе из-за наличия многолетнемерзлых пород на глубине от десятков до сотен метров от устья скважины. Поэтому на поздней стадии разработки снижается устьевая температура. Однако, устьевое давление также снижается. Тем самым происходит снижение равновесной температуры гидратообразования.

Так, на Ен-Яхинской площади Уренгойского месторождения по данным 2022 года при давлении $P_{уст} = 0,55$ МПа, $T_{уст} = 5^{\circ}\text{C}$, равновесная температура гидратообразования составляла -2°C , поэтому гидраты в скважине не образовывались. Однако, в условиях значительной обводненности продукции скважин, свойственной поздним стадиям разработки, при прохождении газожидкостного потока фонтанной арматуры и трубопровода обвязки (ТПО) до входа в шлейф, который проложен под землей, в зимнее время происходит заледенение воды в трубопроводе обвязки. Из-за перепада температур под действием низкой температуры в зимнее время и большого содержания воды в отдельных скважинах безгидратный технологический режим не предотвращает заледенение воды на участке от устья до входа выкидной линии в шлейф. Поэтому для решения данной проблемы применяют подачу метанола в фонтанную арматуру (ФА).

2.3 Выбор и обоснование применения технологического режима эксплуатации газовой скважины в различных значениях проявления обводненности

Увеличение объема добываемой жидкости совместно с газом на поздних стадиях разработки увеличивает риск формирования самозадавливаемых скважин, а также снижает возможность установления безгидратного режима эксплуатации скважин. На различных стадиях разработки проблема обводнения скважинной продукции проявляется по-разному. Так на начальных этапах в условиях больших пластовых давлений и дебитов газовая залежь начинает работать по газовому режиму, пластовые воды не приходят в движение или ГВК поднимается незначительно. При постепенном снижении пластового давления залежь переходит в водо- или упруговодонапорный режим, когда продвижение пластовых вод по газонасыщенному пласту поддерживает пластовое давление. В условиях микронеоднородности коллекторов в скважинах, вскрывающих пропластки с лучшей проницаемостью, подошвенные воды поднимаются быстрее, что на поздних стадиях разработки зачастую приводит к конусообразованию и преждевременному обводнению скважин. Конденсационные воды также являются водой, выносимой из скважин. Выделяют два режима работы скважин с точки зрения поведения паров воды – режим увлажнения (выпадения конденсационной воды в ПЗП) и режим осушки (испарение конденсационной воды в ПЗП). Режим увлажнения свойственен начальной стадии разработки, когда при большом пластовом давлении влага выпадает из газа в ПЗП (Рисунок 25) [55]. При достижении определенной концентрации конденсационная вода начинает двигаться как отдельная фаза и выносится с газом диспергированными каплями. При снижении пластового давления происходит смена режима на режим осушки, при котором конденсационная вода начинает испаряться и уноситься из ПЗП с газом (Рисунок 26) [55]. При изменении термодинамических условий в стволе скважины вода

конденсируется и при определенной скорости газа, согласно установленного режима эксплуатации скважины, выносится на дневную поверхность.

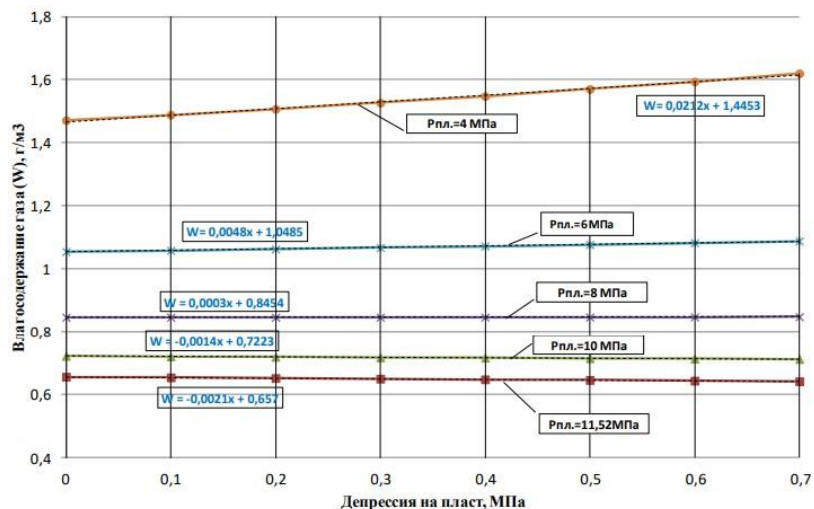


Рисунок 25 – Зависимость влагосодержания газа Уренгойского месторождения от пластового давления и депрессии

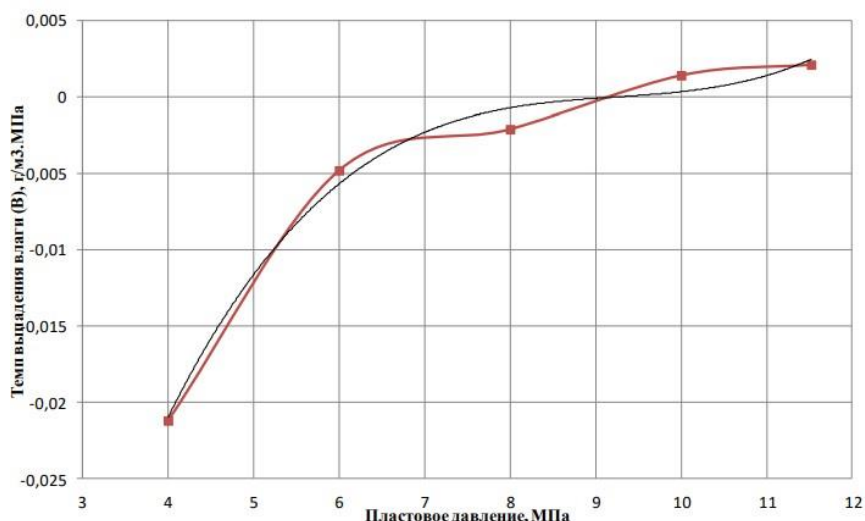


Рисунок 26 – Зависимость темпа выпадения конденсационной воды от пластового давления

Таким образом добыча жидкости с газом может происходить с начальных стадий разработки по причине выноса конденсационной воды из ПЗП. На поздних стадиях конденсационная вода начинает выпадать в стволе скважины или в системе сбора газа. Кроме того, значительное увеличение обводненности на поздних стадиях может происходить в случае прорыва подошвенных вод к забоям.

Поскольку наличие воды в скважине является основным фактором, снижающим производительность скважины, а также осложняющим фактором

с точки зрения риска самозадавливания скважины в условиях снижения пластового давления подбор технологического режима работы скважины при котором будет обеспечиваться безводный дебит или такой дебит, при котором будет обеспечиваться вынос всей жидкости, поступающей на забой, во избежание ее аккумуляирования и самозадавливания, является актуальной задачей.

На ранних стадиях разработки возможно поддержание безводного режима эксплуатации скважин. Он заключается в поддержании безводного дебита и соответствующей ему депрессии. Данные параметры должны обеспечивать стабильно положение ГВК во избежание преждевременного обводнения скважины. Это возможно при выполнении условия (11) [56]:

$$\frac{\partial P}{\partial Z} \leq \Delta \rho g; \quad \Delta \rho = \rho_v - \rho_g \quad (11)$$

где $\frac{\partial P}{\partial Z}$ – градиент давления по оси скважины, Н; ρ_v – плотность воды, кг/м³; ρ_g – плотность газа, кг/м³.

Для определения безводного дебита применяется формула (12):

$$Q_{\text{без в.}} = \frac{Q_{\text{ж}} \cdot P_{\text{пл}}}{P_{\text{атм}}} \quad (12)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости на забое, $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, $P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление. Дебит жидкости $Q_{\text{ж}}$ определяется по формуле (13):

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi k H_{\text{эф}}^2 (\gamma_v - \gamma_g)}{\mu_g} q_{\text{ж}} \quad (13)$$

где k – проницаемость, м²; γ_g – удельный вес газа в пластовых условиях, Н; γ_v – удельный вес воды в пластовых условиях, Н; μ_g – динамическая вязкость газа, Па*с; $q_{\text{ж}}$ – удельный дебит газа, м³/сут.

Существует несколько подходов к определению параметров технологического режима работы скважины в условиях значительного обводнения скважин, свойственного поздним стадиям разработки. С целью прогнозирования выноса жидкости с забоя газовой скважины применяется три

основных способа (Рисунок 27): экспериментальное воспроизведение условий самозадавливания скважин, концепция расчета минимальной (критической) скорости газа, при которой будет обеспечен вынос жидкости с забоя скважины и расчетный метод узлового анализа [57].



Рисунок 27 – Методы прогнозирования обводнения газовых скважин

Технология экспериментального исследования заключается в последовательном изменении технологического режима работы скважины и воспроизведении условий самозадавливания путем смены диаметра шайбы с отработкой скважины на горизонтальную факельную установку (ГФУ) для выноса скопившейся пластовой жидкости. По окончании исследования скважину включают в промысловый коллектор с параметрами утвержденного технологического режима [58].

Он позволяет достаточно точно определить минимальный дебит газа для выноса пластовой жидкости для конкретной скважины, и исходя из него рассчитать критическую скорость на забое.

Метод узлового анализа заключается в выделении в системе «пласт - скважина» двух и более подсистем, соединенных в некоторой точке, называемой «узловой». В большинстве случаев узловую точку располагают на забое скважины и строят в координатах «давление - дебит» две характеристические кривые для пласта (индикаторная диаграмма) и вертикального лифта. На рисунке 28 приведен пример графика по результатам узлового анализа скважины Уренгойского месторождения [59].

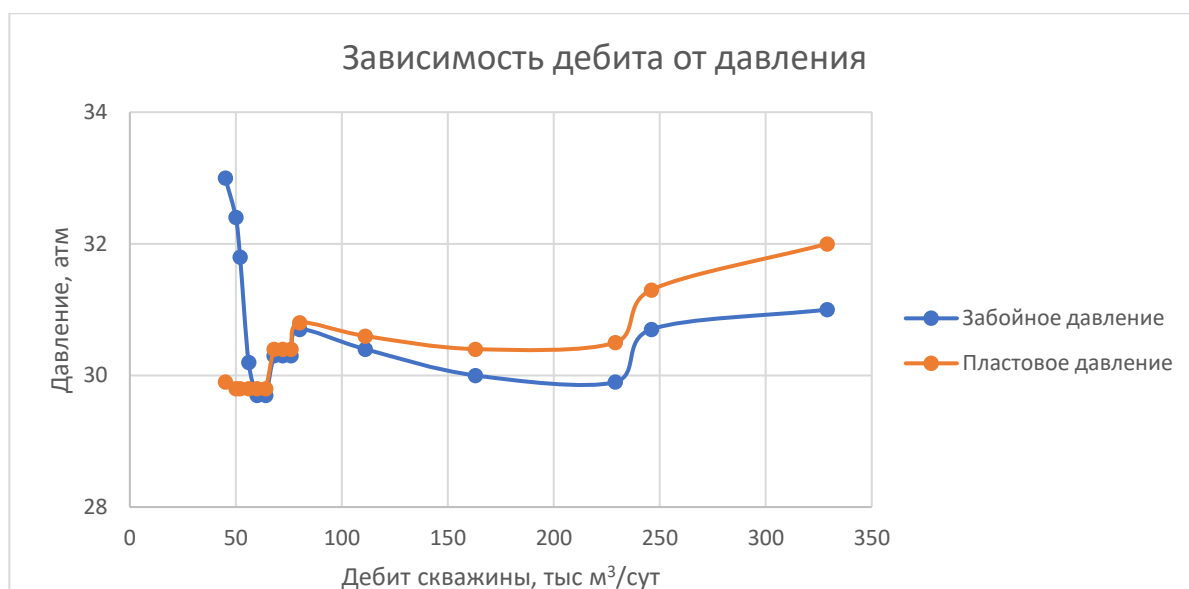


Рисунок 28 – Прогноз задавливания скважины водой по мере падения пластового давления

При снижении пластового давления происходит также снижение забойного давления и снижение дебита. Величина 29,8 атм – это минимальное пластовое давление, при котором еще возможна устойчивая работа скважины. При этом дебит скважины, постепенно уменьшаясь, примет свое минимально возможное значение 60 тыс. м³/сут забойное давление будет равно 29,7 атм. После этого пластовое давление сохраняется на уровне 29,8 атмосфер, а забойное начинает расти и превышает пластовое, то есть происходит самозадавливание. Время, за которое пластовое давление снизится с 32 атм до 29,8 атм, можно рассчитать по текущему дебиту скважины и объему дренирования. Значение этого временного интервала позволяет оценить грядущий момент возможного возникновения проблем в связи с водопроявлениями и подготовиться к нему с использованием той или иной технологии дальнейшей эксплуатации скважины.

Применение метода затруднено корректностью определения характеристики лифта, которая рассчитывается на основе корреляционных зависимостей с определенными приближениями даже для однофазных сред.

Наибольшее распространение получили комбинированные методы определения критической скорости потока на забое скважины, минимально

необходимого дебита для выноса жидкости т.к. они относительно просты и удобны для практического использования. В промысловой практике наиболее известны модели: капельная модель Тёрнера, модель Коулмэна для скважин с низким давлением, модель А.А. Точигина, описывающая кольцевое движение жидкости по стенке скважин и предусматривает расчет минимально необходимого дебита для выноса жидкости с забоя, максимально допустимого дебита с точки зрения депрессии на пласт, а также минимально необходимой скорости газа для выноса жидкости с забоя.

Применение представленных подходов в прогнозировании обводненности решают проблему подбора технологического режима для газовых скважин со значительным процентом ее значения. В том числе целесообразно использовать методы для формирования технологического режима, в условиях самозадавливания скважины.

2.4 Выбор и обоснование технологического режима эксплуатации скважины в условиях выноса механических примесей

Среди различных факторов, влияющих на режим работы газовых скважин (Рисунок 29) [60], наиболее трудными считаются научное обоснование и точный прогноз безводного дебита газовых скважин, вскрывших неоднородные терригенные и трещинно-пористые пласты с подошвенной водой, а также дебит скважин, вскрывших неустойчивые и слабоустойчивые пласты, с обоснованным количеством песка в продукции скважины.

Рисунок 29 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну

В разрезе сеноманского яруса выделяются прослои слабосцементированных песчаников, которые, имея пористость 35 % и проницаемость $> 3,0 \text{ мкм}^2$, относятся к суперколлекторам [61]. По своим физическим свойствам указанные породы-коллекторы в подавляющем большинстве склонны к пластовому пескопроявлению. Подробный анализ гранулометрического состава пород-коллекторов показывает, что наличие фракции 0,25-0,1 мм определяет емкостно-фильтрационные свойства суперколлекторов. Зависимость проницаемости от величины фракции 0,25-0,1 мм указывает на наличие корреляционной связи и свидетельствует о том, что если в породе указанная фракция составляет более 30 %, то проницаемость ее оценивается $0,5 \text{ мкм}^2$, а с повышением ее количества до 45-60 % проницаемость увеличивается от 1,0 до $3,5 \text{ мкм}^2$.

С позиций пескопроявления преобладание мелкозернистой фракции песка 0,25-0,1 мм благоприятно для создания сводообразных (арочных) структур вокруг перфорационных отверстий при эксплуатации скважин, которые, как установлено, препятствуют разрушению пласта-коллектора.

На величину проницаемости также влияет содержания в пласте пелитовой фракции (размер зерен $< 0,01 \text{ мм}$). Так, увеличение глинистости в суперколлекторах от 10 до 15 % приводит к снижению проницаемости от $3,5$ до $1,0 \text{ мкм}^2$. Особенно значительное снижение проницаемости пород-коллекторов отмечается при увеличении содержания пелитовой фракции от 15 до 25 %, что приводит к снижению проницаемости от $0,785$ до $0,2 \text{ мкм}^2$. Следует отметить, что дальнейшее увеличение пелитовой фракции от 25 до 30 % приводит к снижению проницаемости до нуля, что характерно для пород-неколлекторов. Выявленная зависимость может быть использована для оценки величин выноса пелитовых фракций из пласта при наблюдающемся увеличении проницаемости призабойной зоны пласта. В то же время, это важно для оценки состояния пласта, так как известно, что вынос глинистого

цемента из пласта приводит к его деформации. При разрушении ПЗП происходит снижение ФЕС коллектора. Анализ кернового материала позволил установить, что наиболее склонными к пластовому пескопроявлению являются породы-коллекторы 1 и 2 классов (по А.А. Ханину), относимые к суперколлекторам.

Разрушение породы и вынос частиц породы на забой обусловлены превышением градиентов давления в призабойной зоне пласта над допустимыми. Накопление на забое песчаной пробки способствует уменьшению дебита газовой скважины и может привести к различным нарушениям, например, к прихвату фонтанных труб.

Технологический режим, препятствующий разрушению призабойной зоны пласта, заключается в подборе такого дебита газа, при котором будет обеспечиваться максимально допустимая депрессия на пласт, препятствующая разрушению породы коллектора. При этом для обеспечения выноса поступающих на забой механических примесей на дневную поверхность устанавливается минимально необходимая скорость газа на забое, а для предотвращения абразивного износа оборудования – максимально допустимая скорость газа.

Для скважин сеноманской залежи месторождений, приуроченных к Уренгойскому НГКМ, технологические ограничения, обеспечивающие устойчивую работу газодобывающих скважин и промысловых объектов добычи газа заключаются в поддержании технологических режимов эксплуатации скважин без нарушения предельно допустимой депрессии пласта, принятой 0,6 МПа, что позволяет снизить риски интенсивных разрушений призабойной зоны пласта. Ограничение по минимальной скорости на башмаке НКТ (более 4 м/с) позволяет обеспечить вынос жидкости и механических примесей из ствола скважин, а ограничение по максимальной скорости ближе к устью скважины менее 11 м/с – снизить риски интенсивного абразивного износа скважинного оборудования.

2.5 Методика ранжирования фонда газовых скважин по параметрам технологических режимов

Страницы 66-71 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

На поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений севера Западной Сибири существуют определенные условия, характерные для разработки сеноманской залежи на данной стадии. Их можно разделить на геологические, промысловые и технологические. К геологическим можно отнести мощность залежи, литологический состав, ФЕС, состав газа и воды. Мощность залежи до 200-300 м, эффективная толщена для месторождений Надым-Пур-Тазовского региона изменяются от первых метров – в приконтурных частях залежей, до практически двухсот в сводах поднятий (Уренгойское). Залежь сложена преимущественно песками уплотненными и песчаниками, алевролитами, глинами. Является водоплавающей, а для коллекторов свойственна неоднородность. На некоторых площадях обладает наклонным ГВК. Емкостные характеристики коллекторов изменяются от 18-20% до 39-42%. Фазовая проницаемость нередко достигает 1-2 мкм². Газ в среднем содержит 99% метана. Воды хлоридные натриевые (хлор-кальциевого типа) с минерализацией 15–22 г/дм³. Газонасыщенность подошвенных вод сеноманской газовой залежи от 1800 до 2200 см³/л.

К промысловым условиям относится режим работы залежи, пластовое давление и уровень ГВК (Рисунок 34) [65].

Страница 73 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну

Описанные выше условия, существующие на поздних стадиях разработки, приводят к различным осложнениям, возникающим при добыче газа. В данной работе рассматривались разрушение ПЗП, самозадавливание скважин и гидратообразование. Разрушение ПЗП сеноманских коллекторов происходит постепенно со временем разработки по причине превышения депрессии на пласт, высокой скорости газа, обводнения коллекторов конденсационной водой. Выносимые из скважины механические примеси с размером фракции 0,25-0,1 мм при недостаточной скорости газа оседают на забое скважины, образуя песчанно-эмульсионную пробку, что снижает продуктивность скважины. При высокой скорости они приводят к эрозионному разрушению оборудования в системе сбора и подготовки газа. Самозадавливание газовых скважин происходит по причине того, что скорости газа на забое недостаточно для выноса поступающей в скважину жидкости на дневную поверхность (при скорости газа менее 4 м/с), в результате чего жидкость скапливается на забое, образует жидкостную пробку, тем самым снижая депрессию на пласт вплоть до задавливания скважины ($P_{пл} < P_{заб}$). Гидратообразование в скважине или обвязке фонтанной арматуры происходит при снижении температуры газа ниже равновесной температуры гидратообразования. На поздней стадии она может составлять -5 – 10⁰С. На завершающей стадии разработки гидраты образуются реже, чем на начальной, так как ниже давления, однако в зимний период обвязки фонтанных арматур по-прежнему подвержены гидратообразованию и обледенению при большой обводненности скважинной продукции.

В случае выявления вышеописанных осложнений предлагается проводить корректировку технологического режима работы скважин. Для каждого осложнения подбирается соответствующий набор ограничений для устойчивой и эффективной работы скважины. Рекомендации по составлению технологических режимов в условиях действующих осложнений при добыче газа представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технологические режимы и рекомендации по их выполнению

Рекомендации по применению	Основные технологические режимы						
	Постоянная депрессия	Постоянный градиент давления	Режим постоянного забойного давления	Режим постоянного устьевого давления	Режим постоянного дебита скважины	Режим постоянной скорости газа в НКТ	Постоянная температура
Предотвращение разрушения ПЗП	+	+					
Предотвращение обводнения скважины	+				+		
Предотвращение образования техногенных гидратов			+		+		+
Предотвращение эрозионного и вибрационного воздействия на оборудование						+	

Для скважин, подверженных самозадавливанию, корректировку технологического режима рекомендуется проводить в соответствии со следующим алгоритмом (Рисунок 35) [66]:

1. Рассчитать минимально необходимый дебит для выноса жидкости с забоя скважины $Q_{min.необх.}$;
2. Рассчитать максимальный дебит с учетом предельно допустимой депрессии $Q_{тах.депр.}$;

3. Рассчитать максимальный дебит с учетом абразивного износа оборудования $Q_{\max.\text{песок}}$;
4. Сравнить $Q_{\max.\text{депр}}$ и $Q_{\max.\text{песок}}$;
5. Большее значение из п. 4 принять за максимально возможный дебит $Q_{\max}$;
6. Сравнить $Q_{\max}$ и $Q_{\min.\text{необх}}$;
7. Если $Q_{\max}$ больше, то назначить технологический режим с дебитом в границах $Q_{\min.\text{необх}}$ и $Q_{\max}$; если $Q_{\min.\text{необх}}$ больше, то технологический режим назначить нельзя. Рассмотреть технические методы борьбы с самозадавливанием.

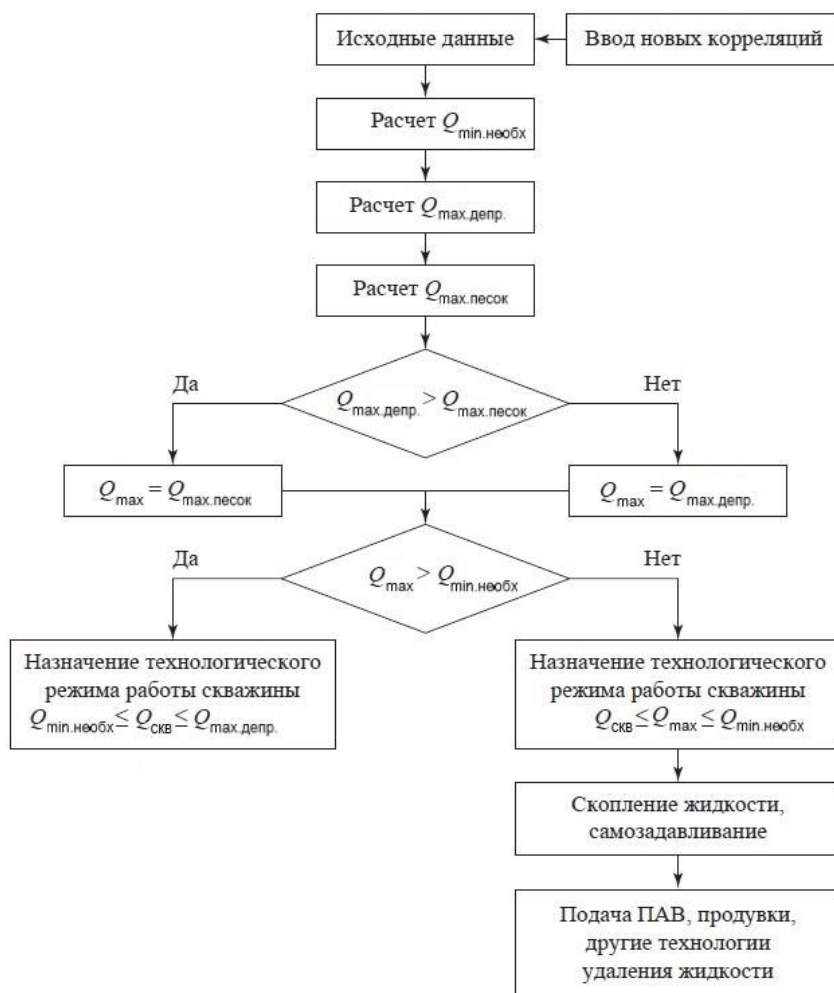


Рисунок 35 – Алгоритм выбора технологического режима работы скважины при самозадавливании скважин

Существует несколько технических способов борьбы с самозадавливанием. Наиболее часто используемым является продувка скважины в атмосферу через факельную линию. Кроме того, возможна организация газлифтной эксплуатации работы скважины для обеспечения выноса жидкости с забоя, а также перевод скважины на концентрический лифт, обработка забоя ПАВ для снижения плотности жидкости и выноса ее на забой.

Под эффективностью добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений понимается возможность, осуществления добычи газа в создавшихся на поздних стадиях условиях разработки с минимизацией или ликвидацией негативных последствий осложнений, возникающих в этих условиях. Противодействовать возникающим осложнениям рекомендуется за счет корректировки показателей технологического режима работы скважины, либо путем внедрения оптимального технического решения (рисунок 36) (Приложение 6).

4. КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА

4.1 Описание продукта как результата НИР

На сегодняшний день при добыче газа на начальных стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений, в условиях высокого пластового давления и дебита газовых скважин, возникает необходимость ограничения дебита скважин согласно принятому технологическому режиму работы скважин, обеспечивающего проектный темп отбора газа. Данное ограничение осуществляется с применением регулирующей арматуры (дросселя, штуцера) располагающейся на фонтанной арматуре скважин. Принцип штуцирования заключается в сужении поперечного сечения выкидной линии, в результате чего происходит снижение давления газа (Рисунок 37).

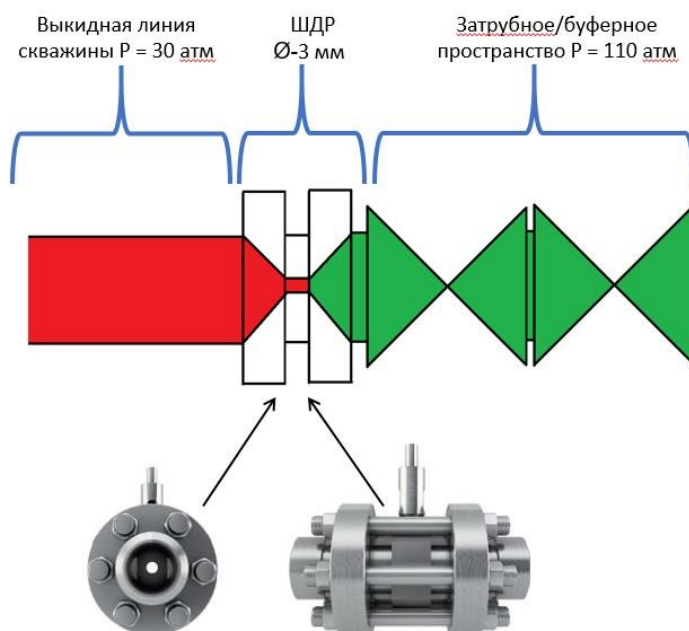


Рисунок 37 – Схема прохождения газа через штуцер

Вместе с этим по закону Джоуля-Томпсона происходит снижение температуры. Это приводит к образованию газовых гидратов – твердых соединений молекул газа и воды, которые накапливаясь способны препятствовать движению газа и со временем полностью закупорить выкидную линию.

В данной работе для борьбы с гидратообразованием в выкидной линии скважины предлагается использовать метод ступенчатого дросселирования,

при котором давление будет снижаться постепенно. Это обеспечивается путем постепенной смены диаметра штуцера (Рисунок 38). Использование ступенчатого дросселирования позволит снижать давление до необходимого значения, при этом температура поддерживается выше температуры гидратообразования – температуры, при которой происходит образование газовых гидратов.

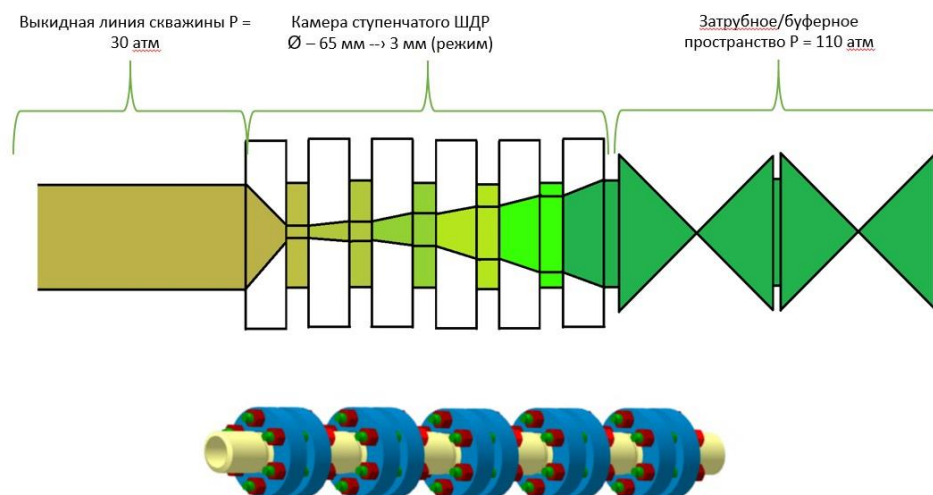


Рисунок 38 – Схема ступенчатого дросселирования потока газа

Предлагаемое решение на основе метода ступенчатого дросселирования способствует сокращению затрат на закупку, транспорт, обслуживание инфраструктуры метанольного хозяйства для борьбы с гидратообразованием, в рамках ресурсоэффективного и экологичного подходов к производству. Опираясь на базовую концепцию, выдвигаемые технические требования к продукту и разрабатываемое решение, было определено название для стартап-проекта: «Разработка устройства ступенчатого дросселирования для предотвращения гидратообразования в выкидных линиях газовых скважин».

4.2 Интеллектуальная собственность

В целях защиты предложенного метода борьбы с гидратообразованием в выкидных линиях газовых скважин с точки зрения интеллектуальной собственности предполагается в последствие подача заявки на полезную модель. Технология производства продукта будет составлять коммерческую

тайну и не будет подлежать патентованию в данный момент. Особенностью данного проекта можно считать возможность охраны как авторского, так и патентного права.

4.3 Объем и емкость рынка

В качестве определения потенциальных потребителей были рассмотрены международные и национальные рынки нефтегазового оборудования.

1. РАМ – потенциальный объем рынка. По данным Минпромторга [67] потребность в нефтегазовом оборудовании составляет 500 млрд.р, примем, что фонтанная арматура и ее комплектующие составляют 10% рынка.

2. ТАМ – общий объем целевого рынка в России. Находится как произведение количества скважин в России на среднюю стоимость существующей модели штуцера от конкурентов.

3. САМ – количество бизнесов, которые покупают аналогичную услугу. Находим как произведение числа газовых скважин на цену традиционного штуцера.

4. SOM – показывает кто и в каком объеме будет покупать продукт. Принимается, что 15000 газовых скважин подвержены проблеме гидратообразования в выкидной линии фонтанной арматуры и им понадобится установка камеры для ступенчатого дросселирования.

Для удобства оценки рынка была построена таблица 11.

Таблица 11 – Сводные данные по рынку станкостроения

	Кол-во скважин, шт.	Цена штуцера, руб.	Объем рынка, руб.
РАМ	-	-	50 млрд.
ТАМ	427000	10000	4,27 млрд.
САМ	205000	10000	2,05 млрд.
SOM	15000	10000	150 млн.

4.4 Анализ современного состояния и перспектив развития отрасли

Для оценки состояния отрасли были взяты данные с Росстат и сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Состояние газодобывающей отрасли

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча газа в России, млрд. м ³	642,0	635,5	640,2	691,1	725,4	738,0	692,3	762,3	672,0
Количество скважин, тыс. шт	354	367	368	375	381	391	412	420	427
В том числе газовых, тыс. шт	184	185	188	189	192	195	198	203	205
Цена на газ, \$/тыс м ³	256	214	139	187	242	123	185	1056	1201

Российская Федерация занимает первое место в мире по запасам газа и второе место в мире по его добыче на 2021 год [68]. Несмотря на нелинейный характер изменения добычи газа со временем, количество скважин стабильно растет. Это связано с тем, что ежегодно бурится и вводится в разработку больше скважин, чем ликвидируется. Это происходит по причине того, что в разработку вводятся новые газовые, а также нефтегазоконденсатные месторождения, например, Бованенковское НГКМ; на месторождениях, разрабатывающих залежи Сеноманского и Неокомского ярусов, перешедших на поздние стадии разработки, как например уникальные месторождения крайнего севера Западной Сибири Уренгойское, Медвежье или Ямбургское НГКМ, происходит ввод в разработку новых горизонтов, в частности Ачимовских отложений. Описанные тенденции крупнейшего по уровню добычи газа региона России свойственны и для других регионов.

Кроме того, с 2012 года все нефтедобывающие компании обязаны полезно утилизировать 95% добываемого ими попутного нефтяного газа [69]. Для этого большинство нефтяных компаний России открыли свои газовые программы, предполагающие не только подготовку ПНГ, но и строительство газовых скважин. Несмотря на то, что цена на газ неоднократно менялась в последние годы, что связано со множеством факторов, спрос на данный природный ресурс в будущем останется на высоком уровне, как на внутри российском рынке, так и на внешнем, так как он является широко применяемым видом топлива для выработки электроэнергии — ключевого ресурса для всестороннего развития экономики.

4.5 Планируемая стоимость продукта

Рыночная стоимость продукта будет основываться на том, каковы первоначальные материальные расходы и какая маржа необходима для обеспечения выпуска готовой системы уровня TRL 8-9. Чтобы определить себестоимость устройства и оптимальную рыночную стоимость, были проведены детальные расчеты, описанные далее.

Для расчета производственной себестоимости продукта (СП_р) воспользуемся формулой (14):

$$\text{СП}_p = M + П + З\text{Пос} + ПБ + ПР + ОПР + ОХР \quad (14)$$

Где М – материальные затраты, П – производственные затраты (затраты на оборудование), ЗПос – затраты на оплату труда работников, ПБ – потери в следствие брака, ПР – прочие расходы, ОПР и ОХР – общепроизводственные и общехозяйственные затраты.

Трудоемкость выполнения технического проекта оценивалась экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов (таблица 13).

Таблица 13 – Календарная продолжительность работ

№	Название работы	Трудоемкость работ, чел. – дни		
		$t_{\min.}$	$t_{\max.}$	$t_{ож}$
1	Закупка компонентов и тест их работоспособности	1	1	1
2	Изготовление ступенчатого штуцера	1	2	2
3	Опрессовка для проверки герметичности			
4	Монтаж ступенчатого штуцера в фонтанную арматуру			
5	Пусконаладочные работы, устранение неисправностей	1	2	2
Итого:				5

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использовалась формула (15):

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5} \quad (15)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы чел.-дн.;

t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.;

Расчет материальных затрат на производство единицы продукции состоит из материальных затрат и затрат на амортизацию оборудования. В таблицу 14 сведены материальные затраты.

Таблица 14 – Материальные затраты (М)

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Катушки с разным диаметром проходного сечения (40-30-19-16-13мм)	4	750	3000
Патрубок с фланцем	4	1200	4800
Гайки	64	205	13120
Шпильки	40	105	4200
Лакокрасочные материалы	1	5940	5940
Паранитовые прокладки	8	150	1200
Всего за материалы			32260
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			1613
Итого по статье			33873

Расходы на используемое оборудование приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Оборудование для выполнения проекта (П)

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Гаечный ключ	2	520	1040
2	Разгонщик	1	9000	9000

	фланцев			
3	Манометр-термометр	4	1790	7160
	Итого			17200

Для определения расходов на заработную плату работников рассчитана среднедневная заработная плата (15). Для этого умножили тарифную ставку рабочего на коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды, затем месячную заработную плату умножили на число рабочих месяцев и разделили на количество рабочих дней.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{N} \quad (15)$$

Где $Z_{\text{м}}$ – зарплата за месяц (16), M – число месяцев, N – число рабочих дней.

$$Z_{\text{м}} = k_{\text{ндфл}} \cdot k_{\text{соц}} \cdot \text{Тариф} \quad (16)$$

$$Z_{\text{м}} = 1,3 \cdot 1,13 \cdot 32000 = 47008 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_L} = \frac{47008 \cdot 11,2}{247} = 2131,5 \frac{\text{руб}}{\text{день}}.$$

Чтобы найти расходы на заработную плату работника, приходящуюся на выполнение одной единицы продукта, применена формула (17):

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{д}} \cdot T_{\text{РАБ}} \quad (17)$$

Дополнительная заработная плата не рассчитывалась, принято, что она учтена максимальным сроком выполнения задания. Также приняли, что инженер может изготавливать параллельно несколько устройств. Зарботная плата работника за сбор одной единицы продукции рассмотрена в таблице 16.

Таблица 16 – Основная заработная плата

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Инженер	32000	1	1	1,3	47008	2131,5	5	10657
ИТОГО								3552,5

Общепроизводственные и общехозяйские расходы рассмотрены в таблице 17.

Таблица 17 – Общепроизводственные и общехозяйские расходы

Наименование	Сумма, руб./ед прод.
Аренда верстака слесарного	12500
Электроэнергия	1500
Аренда стенда для гидроиспытаний	17000
ИТОГО	31000

Процент брака (ПБ) приняли 18,5%, к прочим расходам (ПР) можно отнести расходы на коммерцию, приняли 20%.

Исходя из представленных в таблицах 3.5-3.9 данных

$$\begin{aligned} \text{СП}_p &= 33894 + 17200 + 3552,5 + ((33894 + 17200) \cdot 0,185) \\ &+ ((33894 + 17200) \cdot 0,2) + 31000 = 105317,7 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.6 Конкурентные преимущества создаваемого продукта, сравнение технико-экономических характеристик с отечественными и мировыми аналогами

Данный метод борьбы с гидратообразованием в выкидных линиях фонтанной арматуры газовых скважин относится к техническому методу борьбы с гидратообразованием (Рисунок 39). В научной литературе существуют примеры полезных моделей технических методов по борьбе с гидратообразованием, однако они не получили распространения на практике. Следовательно, у технологического метода предотвращения гидратообразования нет прямых конкурентов. На практике с гидратообразованием борются уже после образования гидратов. Традиционным способом борьбы с гидратообразованием является применения химического метода, а именно метанола. Преимущества и недостатки применения метанола были рассмотрены в пункте 1.5.

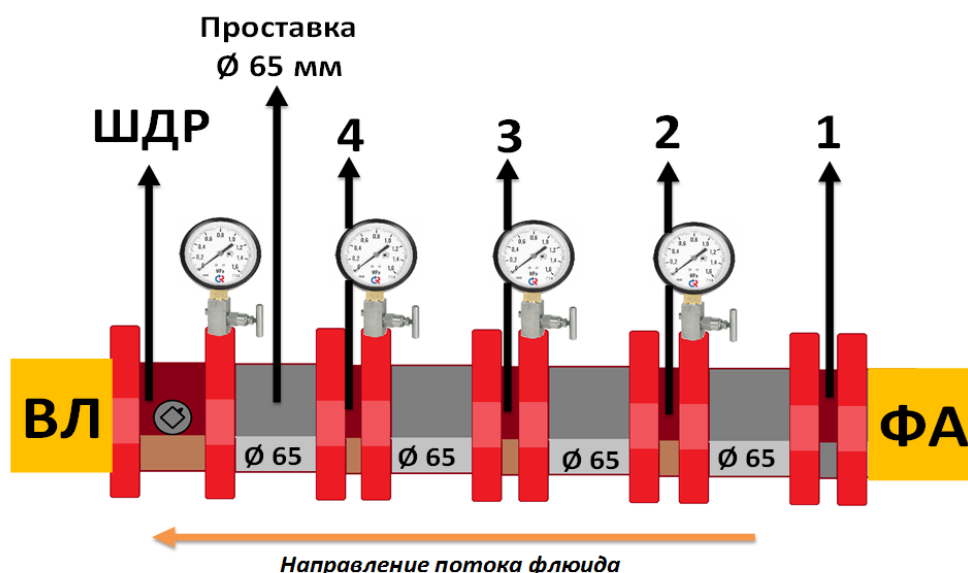


Рисунок 39 – Камера ступенчатого дросселирования

Достоинством технического метода предотвращения гидратообразования перед химическим методом борьбы может являться относительная простота в эксплуатации и ремонте (для осуществления обработки фонтанной арматуры метанолом необходимо наличие линии подачи метанола к обвязке скважины, насосы, для прокачки метанола из парка хранения, емкости по хранению метанола). Также стоит отметить, что метанол является ядовитым веществом, что накладывает дополнительные правила безопасности при работе с ним. Метод ступенчатого дросселирования заключается в установке камеры ступенчатого дросселирования на фонтанной арматуре, что препятствует образованию гидратов. В то время, как для борьбы с гидратообразованием с применением метанола потребуются периодическое дозирование. Стоимость метанола может достигать 25000 руб. за тонну, что за годы эксплуатации скважины существенно превысит установку камеры ступенчатого дросселирования.

4.7 Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта

Оцениваются сегменты потребителей. В таблице 18 приводятся сводные данные

Таблица 18 – Профиль сегмента

Клиенты B2B	Нефтегазодобывающие компании: ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Кузнецк», ООО «Газпром добыча Астрахань», ПАО НОВАТЕК
Размер компаний	Крупные компании
Месторасположение	Москва, Тюмень, Екатеринбург, Новый Уренгой, Оренбург, Кемерово, Астрахань
Отрасль	Нефтегазодобывающая
Мотивация к совершению покупки (решаемая задача)	Стремление снизить расходы на использование метанола, переход к более ресурсоэффективному и экологичному производству, повышение уровня промышленной и экологической безопасности труда работников добывающих предприятий
Покупательная способность	От 50 тыс. руб. за одну камеру
Кто принимает решение	Главный инженер
Показатель time to market	От 2-х до 3-х лет

Описанные выше компании, как и ряд подобных им дочерних предприятий ПАО «Газпром», а также ПАО «НОВАТЕК» могут быть заинтересованы в сокращении затрат на закупку, транспорт, обслуживание инфраструктуры метанольного хозяйства для борьбы с гидратообразованием, в рамках ресурсоэффективного и экологичного подходов к производству. В этой связи применение камеры ступенчатого дросселирования позволяет противодействовать возникновению осложнения, в процессе основной производственной активности указанных компаний – добыче газа, тогда как общепринятым является лишь борьба с последствием возникновения данного осложнения.

4.8 Бизнес-модель проекта, производственный план и план продаж

Для получения бизнес-модели проекта строится таблица 19 – таблица Остервальдера.

Таблица 19 – Таблица Остервальдера

Ключевые партнеры	Ключевые виды деятельности	Ценностные предложения	Взаимоотношения с клиентами	Потребительские сегменты
Поставщики комплектующих, Компании, владеющие производственным оборудованием ООО «Уралнефтемаш», АО "АК "Корвет", ООО «НЗМК», ООО "Завод фонтанных арматур", Завод Нефтегазмаш, ИПП НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	Производство камеры ступенчатого дросселирования	дешевле метанола по итогу нескольких лет эксплуатации скважины; ресурсоэффективнее; экологичнее; безопаснее для работников предприятия	персональная поддержка; разработка совместных решений	ООО «Газпром добыча Уренгой» ООО «Газпром добыча Ямбург» ООО «Газпром добыча Ноябрьск» ООО «Газпром добыча Оренбург» ООО «Газпром добыча Кузнецк» ООО «Газпром добыча Астрахань» ПАО НОВАТЕК
	Ключевые ресурсы		Каналы сбыта	
Структура издержек			Потоки поступления доходов	
Заработная плата			Доход от разовых продаж	
Материальные затраты			Доход от продажи партий	
Налоги и отчисления			Установка и наладка оборудования	
Аренда помещения				

4.9 Стратегия продвижения продукта на рынок

Для продвижения продукта на рынке будет приниматься участие в мероприятии «УМНИК» для получения финансовой поддержки в 500 тыс. руб. Вторым этапом будет являться участие в программе «СТАРТ» для получения гранта до 3 млн руб. Для продвижения продукта на рынок предполагается участие в отраслевых выставках, форумах и стратегических сессиях и конференция. Еще один инструмент - персональная рассылка коммерческих

предложений по электронной почте на адреса основных потребительских сегментов. Кроме того, расширение партнерских связей позволит простимулировать продвижение на рынок за счет увеличения узнаваемости и привлекательности проекта.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б95		Жиронкину Виталию Сергеевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

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		Объект исследования: Обоснование применения современных технологических решений по повышению эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений Область применения: газовая промышленность, добывающие газовые скважины. Рабочая зона: полевые условия на кустовых площадках газовых скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:		
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.		1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023). Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 3. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности; 5. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 6. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации: – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия		Анализ потенциальных вредных производственных факторов: 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: низкие температуры воздуха при работе в холодный период года; 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток необходимого

	естественного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с повышенной загазованностью воздуха в рабочей зоне. Анализ потенциальных опасных производственных факторов: 1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека; 2. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на атмосферу: выброс газа и химических веществ в атмосферу. Воздействие на гидросферу: загрязнение природных водоемов, подземных грунтовых вод химическими веществами. Воздействие на литосферу: разрушение поверхностного слоя земли и загрязнение почвы химическими реагентами. Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации	Возможные ЧС: Природного характера (разливы рек, сильные морозы, сильный ветер); Техногенного характера (крупномасштабные пожары, сильные взрывы скопившегося, выброс в окружающую среду опасных веществ, нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением); Военно-политического характера. Наиболее типичная ЧС: разрыв элементов, находящихся под давлением.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Жиронкин Виталий Сергеевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В работе рассматриваются геолого-промысловые особенности разработки газовых месторождений на поздней стадии. Проводится выбор и обоснование технических приспособлений и устройств, с целью усовершенствования процесса добычи газа и автоматизации газового промысла.

Газовые промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Добыча природного газа – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности.

Соответственно, газодобывающие предприятия признают приоритет жизни и здоровья сотрудников, уделяя большое внимание промышленной безопасности и охране труда (ПБ и ОТ). Поэтому необходимо обоснование требований и мер безопасности при выполнении различных видов работ. В частности, в данном разделе речь пойдет о работах, связанных с доставкой ПАВ на забой добывающих скважин.

В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые и организационные вопросы по добыче газа, связанные с работой вахтовым методом, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [70].

Рабочие смены оператора по добыче нефти и газа делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим бесперебойный контроль за состоянием скважин. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Перед началом работы каждый работник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работы на газовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с промысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям надежности согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [71].

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [72]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [73]

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [74].

Компоновка рабочего пространства должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов

на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2 Производственная безопасность

При добыче газа на людей, окружающую среду и инженерно-технический комплекс предприятия оказывает негативное воздействие большое количество факторов.

Негативные факторы по происхождению делятся на две группы:

- естественные;
- антропогенные.

Рассмотрим подробнее негативные факторы, которые могут действовать на человека при добыче газа (таблица 20).

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при выполнении закачки поверхностно-активных веществ в скважину

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	-	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [75]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [76];
2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [77]; ГОСТ 12.1.003-83 система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [78];
3) Повышенный уровень вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [79]; СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация,

				вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [80];
4) Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [81];
5) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов; ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
6) Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [82];
7) Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [83]; Правила устройства электроустановок. Общие правила. Седьмое издание [84];
8) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [85]; ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [86];
9) Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [87]. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения [88].

5.2.1 Анализ источников вредных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении

Большинство технологических операций оператора по добыче на газодобывающем промысле ведется на открытом воздухе, что обуславливает

риск воздействия на организм рабочего неблагоприятных метеорологических факторов. Неблагоприятными метеорологическими факторами в условиях работы на Крайнем Севере являются пониженная температура, высокая скорость ветра. Данные условия осложняют ведение производственного процесса и стать причиной несчастного случая.

Во время сильных морозов, ветров, дождей многие работы на открытом воздухе запрещаются. При определенных значениях низких температур воздуха и скорости ветра рабочий персонал приостанавливает работы на открытом воздухе до улучшения метеорологических условий (таблица 21).

Таблица 21 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты (СИЗ), а именно спецодеждой и спецобувью. Эта мера защиты снижает риск переохлаждения организма рабочего вследствие низких температур окружающей среды. В цехах и помещениях особое внимание уделяется вентиляции. Воздух должен постоянно проветриваться и должна соблюдаться оптимальная его температура для нормальной работы людей. В целях поддержания расчетных температур в помещениях, а также экономии тепла и электроэнергии системы отопления и вентиляции оборудуются приборами контроля и управления.

Благоприятные условия на производстве являются важнейшим фактором высокопроизводительного труда и профилактики заболеваний. Так в помещениях с регистрирующей аппаратурой температура поддерживается в пределах от 20 до 24 °С, относительная влажность воздуха 30 %.

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Шум – комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта. При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБА происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови. Шум с уровнем давления более 90 дБА приводит к болезням нервнопсихического стресса и ухудшению слуха вплоть до полной глухоты (свыше 110 дБА). В зонах с октавными уровнями давления выше 135 дБА запрещается даже кратковременное пребывание.

Согласно ГОСТ 12.01.003–83, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБА [89]. Уровень шума на всех объектах должны быть сведены к минимуму для того, чтобы снизить риск повреждения органов слуха в рабочих зонах; обеспечить слышимость сигналов тревоги и возможность передачи речи, телефонной и радиосвязи.

Для снижения негативного воздействия шума на человеческий организм на предприятиях по добыче газа проводят следующие мероприятия:

- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- помещения отделяются звукопоглощающими материалами;
- для уменьшения механического шума предусматривается своевременно
- проводить ремонт оборудования, шире применять принудительное смазывание трущихся поверхностей.

Условия труда по шумовому фактору на промыслах компании ООО «Газпром добыча Уренгой» соответствуют допустимым [90]

Повышенный уровень вибрации

Вибрация, также как и шум, является загрязнителем окружающей среды. Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле. На газодобывающих предприятиях воздействие

вибрации возникает при работе на спецтехнике, в цехе регенерации, первичной сепарации и осушки, вибрация передвижной дизельной станции.

Органами здравоохранения систематически устанавливались ограничения на работах, связанных с вибрацией. В настоящее время предельно допустимые величины общей вибрации на рабочих местах регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [91]. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБ [92].

Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексy организма. Постоянная вибрация повышенного плана, кроме того, вызывает у работающих раздражительность и другие неприятные ощущения. Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни. От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и обувь.

Условия труда по вибрационному фактору на промыслах компании ООО «Газпром добыча Уренгой» соответствуют допустимым [93]

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

С позиции безопасности труда организация правильного освещения, зрительная способность и зрительный комфорт чрезвычайно важны.

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. Норма освещенности при работе в цехах при характере зрительной работы 4 класса должна быть при системе общего освещения не менее 400 люксов согласно СП 52.13330.2016 [94]. В связи с

этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством фонарей и прожекторов.

Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым [95].

5.2.2 Анализ источников опасных производственных факторов

Факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека

Из химических негативных факторов можно выделить воздействие вредных веществ, такие как ингибитор гидратообразования, диэтиленгликоль и поверхностно-активные вещества) на организм человека через его органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки. Отравление природным газом и ингибиторами случается вследствие не герметичности труб, емкостей для хранения ядовитых веществ. Установлено, что токсичность веществ в определенном температурном диапазоне является наименьшей, усиливаясь как при повышении, так и понижении температуры воздуха.

Повышенная влажность воздуха увеличивает опасность отравления раздражающими газами. Причиной этого служит усиление процессов гидролиза, повышение задержки ядов на поверхности слизистых оболочек, изменение агрегатного состояния ядов. Изменение атмосферного давления также влияет на токсический эффект.

В качестве мер индивидуальной защиты при работе с токсическими веществами применяют спецодежду, особые костюмы, головные уборы, перчатки, респираторы, противогазы, глаза защищают предохранительными очками. Перед началом работ обязательно проверяют исправность вентиляции, оборудования, наличие и состояние средств индивидуальной защиты. Обслуживающий персонал должен пройти специальный инструктаж. Складские помещения для токсических веществ располагают на определённом отдалении от рабочих помещений с учётом “розы ветров”, при этом планировочная отметка склада не превышает планировочной отметки рабочих помещений.

Кроме средств и устройств сигнализации, которые связаны непосредственно с самими технологическими процессами, имеются также приборы и устройства, сигнализирующие о появлении ядовитых веществ в атмосфере рабочего места и др.

Производственные факторы, связанные с повышенной загазованностью воздуха в рабочей зоне

Загрязнение воздушной среды происходит в результате поступления в него: продуктов сгорания природного газа на факелах, а также утечек природного газа через неплотности фланцевых соединений фонтанной арматуры, сепараторов и ёмкостей, дыхательных клапанов резервуаров. Во избежание попадания токсичных веществ в организм человека через дыхательные пути, применяются такие средства индивидуальной защиты как противогазы типа ПШ-1, ПШ-2, кислородно-изолирующие противогазы ИП-4, применяющиеся при высоких концентрациях сероводорода, а также применяются респираторы. Для контроля за воздушной средой (попадание в воздушную среду природного и углекислого газа) на газовых промыслах применяются газоанализаторы.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Осмотр и испытание установок, механизмов, оборудования - одно из основных мероприятий по технике безопасности, так как даже самое безопасное оборудование может привести к несчастному случаю, если оно неисправно. Не маловажную роль здесь играет и качественная радиосвязь, как с диспетчером, так и с другими работниками.

Все опасные узлы оборудования и механизмов, согласно требованиям правил безопасности, ограждены. Оградительное устройство выполняется прочным, надёжным, простым по конструкции и компактным. При ремонте или регулировании механизма оно быстро и удобно разбирается.

При поступлении нового оборудования обслуживающий персонал инструктируют, а затем проверяют готовность рабочих обслуживать данное

оборудование. Постоянно проводятся мероприятия по оптимизации работы оборудования с целью обеспечения оптимального режима эксплуатации. Это повышает долговечность деталей и снижает вероятность возникновения аварийного режима работы. Трущиеся поверхности вовремя смазываются, причём смазкой, соответствующей инструкции данного механизма.

Некоторые машины требуют определённого теплового режима, поэтому предусмотрены системы охлаждения или подогрева.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) производственный цех относится к помещениям с повышенной опасностью [96].

Основные причины электротравматизма:

- Контакт с токоведущими элементами, находящимися под напряжением;

- Контакт с металлическим корпусом под напряжением.

Для защиты людей от поражения электрическим током используются следующие средства защиты:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (используется защитный кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем, строительство воздушных линий электропередачи и т.д.);

- ограничения, блокировки

-

- использование малого напряжения для локальных светильников:

- 36В - для особо опасных помещений и вне помещений; 12В - во взрывоопасных помещениях;

- применение маркировок отдельных частей электрооборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация.

- заземление оборудования, работающего под напряжением, зданий, вагончиков, техники, блок - понтонов;

- защитное отключение оборудования, находящегося под повышенным напряжением, снижение напряжения.

В электроустановках напряжением выше 1000В применяют следующие основные изолирующие защитные средства: оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи, указатели напряжения, а также изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ (изолирующие лестницы и площадки, тяги и др.). Выполняются они из изоляционных материалов с устойчивыми диэлектрическими свойствами (фарфор, бакелит, эбонит и др.).

При обслуживании электроустановок напряжением до 1000В применяют: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения и к дополнительным - диэлектрические галоши и резиновые коврики, и изолирующие подставки.

Требования к электротехническому персоналу:

- Обучение на группу допуска;
- Инструктаж;
- Наряд допуск на работы повышенной опасности.

5.3 Экологическая безопасность

На газодобывающем предприятии осуществляется планирование и реализация комплекса организационных мероприятий по обеспечению безопасности технических систем и производственных процессов и снижению негативного влияния на окружающую среду.

5.3.1 Защита литосферы

В целях охраны и предупреждения загрязнения почвы предусматривается полностью герметизированная система сбора и подготовки газа, а также система трубопроводов, содержащих токсические вещества. Сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат 100% контролю физическими методами. После полной готовности участка или всего

трубопровода производится испытание его на прочность и проверка на герметичность.

В целях защиты литосферы все материалы и оборудование принято располагать в пределах отведённой и обвалованной площадки. Передвижение транспорта и самоходных установок осуществлять строго по дорогам.

На газовых промыслах проводятся мероприятия по охране недр, которые предусматривают улучшение герметизации эксплуатационных колонн путём повышения качества работ и применение специальных герметизирующих резьбовых соединений; контроль геофизическими методами качества цементирования кондуктора.

5.3.2 Защита атмосферы

С целью защиты атмосферы от загрязнений поддерживается герметичность системы сбора и транспорта газа; ведется контроль за полной утилизацией попутного газа, а также за воздушной средой на основных газопромысловых объектах для определения опасной концентрации газов.

5.3.3 Защита гидросферы

В процессе производственной деятельности на рабочих площадках образуются производственно-дождевые и бытовые стоки.

Мероприятия по охране водных ресурсов направлены на обеспечение полной утилизации промысловых сточных вод, проведение регулярной проверки состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин. На промыслах в рамках мероприятий по снижению негативного воздействия на гидросферу не допускается утечка через неплотные соединения в водяных линиях, применяется замкнутая система водоснабжения при бурении, а также осуществляется сбор эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость.

С целью оздоровления экологической обстановки на территории деятельности ГПУ организован регулярный контроль за состоянием

подземных и поверхностных вод, создана наблюдательная сеть водопунктов. Основными загрязнителями окружающей среды является разлив в водоемы и горение большого количества ДЭГ, конденсата и химических реагентов. Созданная сеть контрольных скважин позволяет быстро обнаружить попадание закачиваемой воды в пресноводный комплекс и принять меры по их локализации.

Пластовые сточные воды на газодобывающих объектах используются наиболее рационально, закачиваются в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления для воздействия на пласт с целью увеличения газоотдачи. Для создания замкнутых систем водоснабжения промышленные сточные воды подвергаются очистке механическими, химическими, физико-химическими, биологическими и термическими методами до необходимого качества. К химическим методам очистки сточных вод относят нейтрализацию, окисление и восстановление.

Очищенные и обеззараженные бытовые стоки после смешения с производственно-дождевыми стоками поступают на установку биологической очистки воды. Сточные воды, содержащие минеральные кислоты или щелочи, перед использованием в технологическом процессе нейтрализуют.

Все эти методы связаны с расходом различных реагентов, поэтому дороги. Их применяют для удаления растворимых веществ и в замкнутых системах водоснабжения.

Специальные требования и условия сброса вод регламентируются “Положением о порядке использования и охраны подземных вод на территории России”.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В условиях работ на кустовой площадке возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- техногенного характера (крупномасштабные пожары, сильные взрывы скопившегося газа и конденсата, выброс в окружающую среду опасных веществ);

- природного характера (разливы рек, сильные морозы и ветер);
- военно-политического характера.

В случае нарушения технологического процесса добычи газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является оборудование, находящееся под давлением, и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) газосборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального газопровода.

На месторождении спецтехникой, работающей под высоким давлением, являются, передвижная насосная установка, подъемные агрегаты, паро- передвижная установка.

Аппараты, находящиеся под высоким давлением (шлейфы, абсорбера, компрессоры, сепараторы), регулярно проверяются на герметичность, ДКС на месторождении работает под самым высоким давлением, поэтому проводится постоянный контроль, т.е. все ее составные части – компрессоры, задвижки, трубопроводы, краны, должны быть в отличном состоянии, т.к этот объект наиболее взрывоопасен.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

Также опасными ЧС при добыче и подготовке природного газа является взрыв или пожар, возникающий из-за небрежного обращения с горючими легко воспламеняющимися жидкостями, такими как газ, газоконденсат, диэтиленгликоль, используемый для осушки газа, дизельное топливо, бензин, используемые в двигателях внутреннего сгорания; метанол который используется для предупреждения гидратообразования в шлейфах и технологических нитках. При негерметичности и неисправности технологического оборудования большую взрыво- и пожароопасность представляет природный газ. Несоблюдение техники безопасности (курение в запрещенных местах, отсутствие на выхлопных трубах искрогасителей, использование неомедленного инструмента и др.), также может привести к травмированию и гибели людей.

На каждом участке предприятия установлены соответствующие их пожарной опасности противопожарный режим, в том числе:

- определены и оборудованы места для курения;
- определены места и допустимое количество единовременно хранящихся в помещении сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- установлены порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной одежды;
- определены порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала из помещений. Использование первичных средств пожаротушения допускается только при знании и соблюдении инструкций по пожарной безопасности [97].

К первичным средствам пожарной безопасности относят все виды переносных и передвижных огнетушителей, внутренние пожарные краны, пожарные щиты с инвентарем, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.) для изоляции очага возгорания.

Пожарный кран (ПК) – это комплект, состоящий из клапана, установленного на пожарном трубопроводе и оборудованного пожарной соединительной головкой, а также пожарного рукава с ручным стволом.

Пожарный шкаф – вид пожарного инвентаря, предназначенного для размещения и обеспечения сохранности технических средств, применяемых во время пожара. Пожарные шкафы разделяют на классы в зависимости от функционального назначения размещаемых в них технических средств на:

- шкаф пожарный для размещения пожарного крана (ШП-К);
- шкаф пожарный для размещения огнетушителей (ШП-О);
- шкаф пожарный для размещения пожарного крана и огнетушителей (ШП-К-О);
- шкаф пожарный многофункциональный интегрированный (ШПМИ).

Огнетушители предназначены для тушения очагов горения в начальной их стадии, а также для противопожарной защиты небольших сооружений, машин и механизмов. По виду применяемого огнетушащего вещества огнетушители подразделяют на: водные (ОВ), порошковые (ОП), пенные, газовые, которые подразделяются на углекислотные (ОУ), хладоновые (ОХ), комбинированные.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ (1000 В). При тушении пожара порошковыми огнетушителями необходимо применять дополнительные меры по охлаждению нагретых элементов оборудования или строительных

конструкций. Классы пожаров: АВСЕ. Перезарядка: 1 раз в 5 лет, или сразу после использования.

Углекислотные огнетушители предназначены для тушения загорании различных веществ и материалов, а также электроустановок, кабелей и проводов, находящихся под напряжением до 10 кВ (10000 В). При работе углекислотных огнетушителей всех типов запрещается держать раструб незащищенной рукой, так как при выходе углекислоты образуется снегообразная масса с температурой минус 80°С. Классы пожаров: ВСЕ. Перезарядка: 1 раз в 5 лет, или сразу после использования [98].

Возможность быстрой ликвидации пожара зависит от своевременного оповещения о пожаре. Распространенным средством оповещения является телефонная связь. Также быстрым и надежным видом пожарной связи является электрическая система, которая состоит из четырех частей: прибора-извещателя (датчиков), который устанавливается на объекте и приводится в действие автоматически; приемной станции, принимающей сигналы от получателя; системы проводов, соединяющих датчики с приемной станцией; аккумуляторных батарей.

Для предупреждения возможных пожаров должна быть проведена проверка фактического состояния пожарного оборудования на всех пунктах сбора газа, вахтовых поселков, промышленной базы. Разработаны пожаротехнические паспорта объектов, в которых отражено их фактическое состояние (схемы, акты, наличие огнетушителей и т.д.).

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данном разделе были рассмотрены вредные и опасные факторы, которые могут оказать влияние на организм работника во время проведения мероприятий по снижению обводненности газовых скважин посредством подачи поверхностно-активных веществ на забой добывающих скважин. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов

позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия.

Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций. Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения квалификационной работы дано обоснование применения современных технологических решений по повышению эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Анализ современных условий эксплуатации и разработки нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера Западной Сибири, вышедших на поздние стадии разработки, позволил выявить условия существования сеноманской залежи на поздних стадиях, а также осложнения, возникающие при этих условиях. К условиям относятся: низкое пластовое давление, микронеоднородность по простиранию и по разрезу, неравномерный подъем ГВК, выпадение конденсационной воды в скважине, упруговодонапорный режим работы залежи, хорошие ФЕС (1, 2 класс по Ханину). К осложнениям относят разрушение ПЗП, самозадавливание скважин, гидратообразование.

Для обеспечения эффективной добычи газа с учетом вышеописанных условий и осложнений были проведены выбор и обоснование применения технологических решений в производственных процессах добычи газа. Обоснованы варианты подбора параметров технологических режимов работы скважин, работающих в осложненных условиях. Для этого проанализирована динамика изменения параметров безгидратного технологического режима, исследованы методы прогнозирования обводнения газовых скважин, применяемые для подбора и корректировки режима работы обводняющихся скважин, рассмотрен гранулометрический состав пород, наиболее подверженных разрушению и даны рекомендации для параметров технологического режима в условиях разрушения ПЗП. Был проведен анализ технологических режимов работы сеноманских газовых скважин Уренгойского НГКМ. Для этого представлена методика ранжирования фонда газовых скважин по параметрам технологических режимов. Также

рассмотрены технологические показатели скважин Ен-Яхинской площади с ранжированием по диапазонам дебитов.

Для повышения эффективности добычи газа на поздних стадиях разработки разработаны рекомендации по составлению технологических режимов в условиях действующих осложнений при добыче газа с учетом набора ограничений для каждого осложнения. Для подбора технологического режима работы самозадавливающихся скважин представлен алгоритм, основанный на расчете минимально необходимого дебита по методике А.А. Точигина.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. . Statistical review of World energy 2022. BP. 71th edition. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 24.02.2023). - Текст: электронный.
2. Уренгойское месторождение: как добывают газ и нефть на Крайнем Севере / Н. Петров. – Текст : электронный // ТАСС : [сайт]. – 2021. 2 июня. – URL: <https://tass.ru/obschestvo/11456531>
3. Особенности темпа падения пластового давления сеноманской залежи Уренгойского месторождения на поздней стадии разработки месторождения / Евликова Л.Н., Дорошенко Ю.Е., Куранина [и др.]. // Вести газовой науки. – 2014. – №4. – С. 136-144
4. Морозов И.С. Исследование и разработка способов добычи газа на поздних стадиях эксплуатации месторождений: дис. ... канд. техн. наук/ Морозов Игорь Сергеевич; ООО «Газпром добыча Надым». – Надым, – 2011. – 156 с.
5. Ефимов С.И. Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин: дис. ...канд. техн. наук/ Ефимов Сергей Игоревич; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина». – М., – 2021. – 133 с.
6. Джафаров Ф. К. Об истории нефтегазового дела в России и СССР / Джафаров Ф. К., Бакиров А. Р. // ГИАБ. – 2011. – №4. – С.280-287.
7. Захираева З. А. Техническое оснащение и кадровое обеспечение нефтегазовой промышленности СССР в 1920-1930-е гг. (на материалах Чечни и Ингушетии): Автореф. дис. ... к. и. н./ Захираева Зулпа Алиевна; Пятигорский государственный технологический университет. – Пятигорск,, – 2008. – 175.
8. Курятников В. Н. Становление нефтяного комплекса в Уральском и Поволжском регионах (30-50-е гг. XX века): дис. ...канд. техн. наук/ Курятников Владимир Николаевич; Самарский государственный технический университет.– Самара. – 2008. – 572.

9. Карпов В. П. Нефть и газ в промышленной политике СССР (России) / Карпов В. // Вестник Нижневартовского государственного университета. – 2010. – №. 4. – С. 75-88.

10. Баишев В.З. Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения / Баишев В.З., Назыров М.Р. // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №1. – С. 28-31.

11. Рагимов Т. Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения / Рагимов Т. Т. // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2019. – №5. – С. 47-51.

12. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа западной сибери в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX и XXI веках / Скоробогатов В.А, Хабибуллин Д.Я. // Научный журнал российского газового общества. – 2021. №2. – С. 6-16.

13. Кравцов Ю. В. Изучение эколого-геохимического состояния подземных и поверхностных вод уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения: дис. ... канд. геол. мин. наук / Кравцов Юрий Васильевич; – Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, – 2002. – 263 с.

14. Богданов О. А. Моделирование геофлюидальных систем обводняющихся залежей сеномана Надым-Пур-Тазовского региона: дис. ...канд. геол. мин. наук/ Богданов Олег Александрович; Газпром ВНИИГАЗ – М., – 2018. – 143 с.

15. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего севера Западной Сибири: монография / О.М. Ермилов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович [и др.] ; Изд-во СО РАН. – Новосибирск. – 2004. – С. 141.

16. Технологический регламент эксплуатации опасного производственного объекта участка комплексной подготовки газа номер 12 Уренгойского газопромыслового управления. 2019. 315 с.

17. Подурушин В.Ф. Особенности строения и история формирования структур неокомского возраста в Ямало-Гыданском регионе / Подурушин В.Ф. // Вести газовой науки. – 2013. – №5. – С. 66-73.

18. Гильманова Н.В. Анализ интенсивности свечения керн и результатов испытаний продуктивных цеолитсодержащих пород сортымской свиты / Гильманова Н.В., Ливаев Р.З., Баженова Е.С. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2018. – №5. – С. 42-44.

19. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал: монография / И. В. Кислухин ; под ред. И. И. Нестерова ; ТюмГНГУ. – Тюмень. – 2012. — 116 с.

20. Зульфукаров А.Р. Концептуальное проектирование разработки северного газоконденсатного месторождения: дис. ... Магистер. / Зульфукаров А.Р ; Тюменский государственный университет. – Тюмень. – 2018. – 122 с.

21. Технологический регламент эксплуатации опасного производственного объекта участка комплексной подготовки газа номер 11 В Уренгойского газопромыслового управления. 2019. 155 с.

22. Тихонова А.А. Особенности геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений Уренгойского НГК месторождения и их влияние на выбор схемы разработки: ВКР бакалавра/ Тихонова Анна Александровна ; СПбГУ. – Санкт-Петербург. – 2017. – С. 71

23. Борисов А.Г. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения / Борисов А.Г., Фролова Е.В. // Газовая промышленность. – 2014. – № 8. – С. 12-16.

24. Паникаровский В.В. Геология газовых и газоконденсатных месторождений. К вопросу сохранения фильтрационных характеристик продуктивных пластов ачимовских отложений / Паникаровский В.В., Романов В.К., Паникаровский Е.В. [и др.] // Наука и Техника в газовой промышленности. – 2005. – № 3. – С. 3-9.

25. Дополнение к единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения

(по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой»): отчет о НИР (часть 2) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; рук. Тюрин В.П., исполн.: Нестеренко А.Н. и др. – Тюмень. – 2015. – С. 397.

26. Храмцова А. В. Литологические особенности строения и нефтегазоносность ачимовских отложений восточно-уренгойской зоны: дис. ...канд. геол. мин. наук / Храмцова Алена Валерьевна ; ОАО « Сибирский аналитический центр». – Тюмень, – 2006. – 194 с.

27. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений [Текст] : [Учебник для вузов по специальности "Геология и разведка нефт. и газовых месторождений"]. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Недра, 1972. - 280 с

28. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа [Текст] : [Учебник для вузов по специальности "Геология и разведка нефт. месторождений"]. - Москва : Недра, 1970. - 486 с.

29. Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов / Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И.// – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006 - 680 с.

30. Попов В.В. Геолого-технологические исследования в нефтегазовых скважинах [Текст] : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / В. В. Попов, Э. С. Сианисян ; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное гос. автономное образовательное учреждение высш. проф. образования "Южный федеральный ун-т", Геолого-географический фак. - Ростов-на-Дону: Изд-во Южного федерального ун-та, 2011. - 343 с. : ил., табл.; 21 см.; ISBN 978-5-9275-0811-2

31. Сианисян Э.С. Режимы нефтяных и газовых залежей. Учебно-методическое пособие и задания к лабораторной работе по курсу «Нефтегазопромысловая геология»/ Сианисян Э.С., Андреева Е.В., А.А. Ярошенко; Ростовский государственный университет. – Ростов на-Дону : Изд.-во Ростовского университета, 2004. – 37 с.

32. Авторский надзор за реализацией проектных решений технологического проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя. 2020. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

33. Крейнин Е. Ф. Нефтегазопромысловая геология : учеб. пособие / Е. Ф. Крейнин, Н. Д. Цхадая ; УГТУ. – Ухта : Изд-во Ухтинского ГТУ 2011. – 131 с.

34. Рахбари Н.Ю. Роль водорастворенных газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами: на примере месторождения Медвежье : автореферат дис. ... канд. геол.-мин. Наук / Рахбари Наталья Юрьевна; Ин-т проблем нефти и газа РАН. – М., 2012. – 23 с.

35. Усачев В.Д. Разработка методов прогноза обводнения газовых залежей и скважин на базе композиционных гидродинамических моделей: автореферат дис. ... канд. техн. наук / Усачев Владислав Дмитриевич; Газпром ВНИИГАЗ. – М., – 2018. - 25 с.

36. Васильев Ю.Н. Прогнозирование обводнения газовых скважин конденсационной водой. / Ю.Н. Васильев, Н.И. Дубина // ООО «ИРЦ Газпром». – М. – 2005. – 64 с.

37. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия : стандарт организации СТО Газпром 089-2010 : взамен ОСТ 51.40-93 : введен 2011-08-08 / Открытое Акционерное Общество "Газпром". – М., : ОАО "Газпром", 2011. – IV, 12 с.; 29 см. – (Система стандартизации ОАО "Газпром" / Открытое АО "Газпром").

38. Банчу, И. А. Оценка технологической эффективности двухступенчатой осушки газа в период падающей добычи / И. А. Банчу, В. В. Соловьев; науч. рук. П. Н. Зятиков, Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т.: / Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Инженерная школа природных ресурсов ; гл. ред. А. С. Боев ; под ред. Е. Ю. Пасечник . — 2020 . — Т. 2 . — [С. 36-38] . — Заглавие с экрана. — [Библиогр.: с. 38 (3 назв.)].

39. Хабибуллин М.Я. Исследование механизма разрушения призабойной зоны пласта фильтрационным потоком пластовой жидкости и предотвращение пробкообразования в скважине / Хабибуллин М.Я. // Известия ТПУ. – 2021. – №10. – С. 86-94.

40. Изюмченко Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А. [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – №1. – С. 235-242.

41. Lea J., Nickens H., Wells M. Gas well deliquification. Elsevier, 2008. – 384 pages.

42. Шулепин С.А. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин : автореферат дис. ... канд. техн. наук / Шулепин Сергей Александрович; Газпром ВНИИГАЗ – М., – 2017. – 25 с.

43. Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей [Текст] / Г. Э. Одишария, А. А. Точигин. - Москва : Всерос. НИИ природ. газов и газовых технологий ; Иваново : Иванов. гос. энергет. ун-т, 1998. - 397 с

44. Ефимов С.И. Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин : автореферат дис. ... канд. техн. наук / Ефимов Сергей Игоревич; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – М., 2021. – 23 с.

45. Изюмченко Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А. [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – №1. – С. 235-242.

46. Нефёдов П. А. Особенности кинетики гидратообразования метана в водных растворах электролитов / П. А. Нефёдов и др. // Вести газовой науки. – 2014. – №. 2. – С. 83-89.
47. Тройникова А.А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях : дис. ... канд. техн. наук / Тройникова Анна Александровна; Газпром ВНИИГАЗ – М., 2022. – 142 с.
48. Бухгалтер, Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э. Б. Бухгалтер. – М. : Недра, 1986. - 237 с.
49. Павлов В. А. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования / Павлов В. А. // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – №2. С. 41-46.
50. Усачев В.Д. Разработка методов прогноза обводнения газовых залежей и скважин на базе композиционных гидродинамических моделей: автореферат дис. ... канд. техн. наук / Усачев Владислав Дмитриевич; Газпром ВНИИГАЗ. – М., – 2018. - 25 с.
51. Алиев З.С. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин: Учебное пособие для вузов / З.С. Алиев Л.В. Самуйлова ; – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
52. Филиппов Д.Д. Модернизация установки дифференциального термического анализа, разработанной для исследования равновесных условий гидратообразования / Филиппов Д.Д., Шишкин А.С., Малышев А.В. [и др.] // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2006. – №1. – С 41-44.
53. А.В. Герасимов. Технология и техника добычи природных углеводородов. Учебное пособие / А.В. Герасимов, В.И. Павлюченко, В.В. Чеботарёв, [и др.] ; УГНТУ. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2000 г. , 299 с.
54. Калашников О.В. К определению температуры гидратообразования во влажном природном газе / Калашников О.В. // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2001 г. – № 3. – С. 1-8.

55. Пятибратов П. В. Оценка предельной депрессии газовых скважин сеноманских и валанжинских залежей Западной Сибири при эксплуатации в безгидратном режиме / Пятибратов П.В., Ермолаев А.И., Якушев В.С. [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 2. – С. 82-88.

56. Паникаровский В. В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений / Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2017. – №5. – С. 85-88.

57. Тупысев М. К. Контроль динамики влагосодержания газа при разработке газовых месторождений / Тупысев М. К. //Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – №. 3 – С. 40.

58. Забоева М. И. Обоснование методики расчета предельных безводных дебитов для сеноманских газовых скважин / Забоева М. И. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – №. 2. – С. 73-75.

59. Ибатулин А. А. Интенсификация добычи газа из скважин многопластовых месторождений регулированием устьевого давления техническими устройствами : дис. ... канд. техн. наук / Ибатулин Артур Адикович; ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – Уфа, 2021. – 137 с.

60. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть 2 : Р Газпром 086-2010 / Науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий-Газпром ВНИИГАЗ. – Введ. 2011-04-29. – М. : Газпром экспо, 2011. – VI, 319 с.

61. Николаев О. В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах : автореферат дис. ... канд. техн. наук / Николаев Олег Валерьевич; Науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий. – М., 2012. – 26 с.

62. Авторский надзор за реализацией проектных решений технологического проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя. 2020. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

63. Чемезов П. В. Исследования влияния разрушения призабойной зоны пласта на производительность скважин : На примере Ямбургского и Уренгойского ГКМ : автореферат дис. ... канд. техн. наук / Рос. научно-исслед. и проект. ин-т по тер. мет. добычи нефти. – Краснодар, 2004. - 25 с

64. Авторский надзор за реализацией проектных решений технологического проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя. 2020. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

65. Авторский надзор за реализацией проектных решений технологического проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя. 2020. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

66. Изюмченко Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Изюмченко Д.В. // Научно-технический сборник вести газовой науки. – 2018. – №1. – С. 235-242.

67. Пахомов. О.П. Рынок нефтегазового оборудования: перспективы развития отрасли в условиях пандемии / Пахомов. О.П. – Текст : электронный // Delovoy profil : [сайт]. – 2020. – 20 мая. – URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/rynok-neftegazovogo-oborudovaniya-perspektivy-razvitiya-otrasli-v-usloviyakh-pandemii/>

68. Statistical review of World energy 2022. BP. 71th edition. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 24.02.2023). - Текст: электронный.

69. Иванова П.В. Требования об утилизации 95 % попутного газа вступают в действие / Иванова П.В. – Текст : электронный // gia.ru : [сайт]. – 2012. – 01. янв. – URL: <https://gia.ru/20120101/530926313.html>

70. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023). [Принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – М., 2001. – 259 с.

71. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин:

- дата введения 2008.06.01. – URL:
<https://viewer.rsl.ru/ru/rsl01004021898?page=1&rotate=0&theme=white>
72. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1978.04.26. – URL:
<https://ohranatruda.ru/upload/iblock/1f1/4294852023.pdf>
73. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования: дата введения 1977.01.01. – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/1200012829>
74. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем: дата введения 2017-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140609>
75. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989.01.01 – URL:
<https://ekan.ru/sites/docs/GOST-12-1-005-88.pdf>
76. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1989.04.12. – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/1200000277>
77. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2014.01.12. – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/1200118606>
78. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1983.01.12. – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/5200291>
79. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2004. 01.12. – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
80. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: дата введения 1996.10.31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901703281>

81. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95: дата введения 2017.05.08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>
82. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977.01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233>
83. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление: дата введения 1982.07.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>
84. Правила устройства электроустановок. Общие правила. Седьмое издание: утверждено Министерством энергетики Российской Федерации от 8 июля 2002 г : Дата введения 2003-01-01. – Москва. : ОАО "ВНИИЭ", 2003. – 154 с.
85. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992.01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428>
86. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные: дата введения 1982.07.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051598>
87. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992.07.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953>
88. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения: дата введения 2021.09.15. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/76293/>
89. ГОСТ 12.01.003–83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1984.07.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200291>

90. СОУТ ООО «Газпром добыча Уренгой». 2022. URL: <https://urengoy-dobycha.gazprom.ru/about/politika-ooo-gazprom-dobycha-urengoy/rezultaty-sout/sout-2022/>
91. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: дата введения 1996.10.31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901703281>
92. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2008.07.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
93. СОУТ ООО «Газпром добыча Уренгой». 2022. URL: <https://urengoy-dobycha.gazprom.ru/about/politika-ooo-gazprom-dobycha-urengoy/rezultaty-sout/sout-2022/>
94. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95: 2017.05.08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>
95. СОУТ ООО «Газпром добыча Уренгой». 2022. URL: <https://urengoy-dobycha.gazprom.ru/about/politika-ooo-gazprom-dobycha-urengoy/rezultaty-sout/sout-2022/>
96. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992.01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428>
97. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения: дата введения 2021.09.15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200180688>
98. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения: дата введения 2021.09.15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200180688>

Приложения

Страницы 124-129 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

Приложение 6

Условия существования сеноманской залежи на поздних стадиях	Геологические: - Мощность 200-300 м; - Эф. мощность 100-200 м; - Пористость от 18-20% до 39-42%. - Проницаемость 1-2 мкм²; - Микронеоднородность по простиранию и по разрезу.	Промысловые: - Низкое пластовое давление 1,5-6 МПа; - Упруговодонапорный режим работы залежи; - Наклонный ГВК.	Технологические: - Низкое забойное давление 1-4 МПа; - Низкое устьевое давление 0,5-2 МПа; - Низкая устьевая температура 10-15⁰С; - Низкая скорость газа на забое менее 4 м/с.
	Осложнения	Разрушение ПЗП: - Ухудшение ФЕС в ПЗП; - Вынос механических примесей на забой; - Образование песчаных пробок; - Эрозионный износ оборудования.	Самозадавливание: - Скопление жидкости на забое ($v_T < 4$ м/с); - Снижение депрессии на пласт; - Прекращение фонтанирования ($P_{пл} < P_3$); - Задавливание скважины.

Эффективность добычи газа	Корректировка технологического режима	Режим предотвращения разрушения ПЗП $\Delta P = const; \frac{dp}{dr} = const$	Режим предотвращения эрозионного и вибрационного воздействия на оборудование $v_T = const$	Режим предотвращения обводнения скважины $\Delta P = const$ $Q = const$	Режим предотвращения гидратообразования $P_3 = const; Q = const; T_y = const$
		Технологический режим, обеспечивающий вынос жидкости с забоя скважины для предотвращения самозадавливания $Q_{min\text{ необх}} < Q_{скв} < Q_{max}$			
	Технические методы	Крепление ПЗП	Установка скважинных фильтров	- РИР - Закачка ПАВ	Применение метанола

Рисунок 36 – Комплексный подход к повышению эффективности добычи газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений