

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
ВЫБОР МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.279.72(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023г.

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

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

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович

Тема работы:

ВЫБОР МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№ 39-68/с от 08.02.2023</i>

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>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></p>	<p>Краткая характеристика Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Общие сведения о Юрубчено-Тохомском НГКМ. Запасы нефти и газа. Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов. Общие сведения о гидратах и гидратообразовании. Общая характеристика газовых гидратов. Классификация гидратов. Условия образования кристаллогидратов. Методы борьбы с гидратообразованием на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении. Удаление гидратных пробок хлористым кальцием. Профилактическое дозирование ингибиторов в</p>

	скважину с целью предотвращения гидратообразования в стволе скважины.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович		10.02.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович

Тема работы:

ВЫБОР МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.03.2023	Краткая характеристика Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения	20
25.04.2023	Общие сведения о гидратах и гидратообразовании	20
16.05.2023	Методы борьбы с гидратообразованием на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении	30
30.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
07.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович		10.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 79 страниц, в том числе 9 рисунков, 26 таблиц. Список использованных источников содержит 17 источников.

Ключевые слова: гидраты природных газов, гидратообразование, методы предупреждения процессов образования гидратов, способы борьбы с гидратами, ингибиторы гидратообразования, хлористый кальций.

Объектом исследования являются технологии, применяемые для предупреждения и борьбы с гидратами природных газов на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

Целью работы является выбор методов борьбы с гидратообразованием, выявление преимуществ и недостатков методов, а также выбор и обоснование наиболее эффективных решений на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

В бакалаврской работе приведены общие сведения о месторождении, общая характеристика газовых гидратов, классификация и условия образования кристаллогидратов. Представлены актуальные методы предотвращения, а также способы ликвидации гидратов в скважине.

Область применения: нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газовые месторождения, преимущественно располагающиеся в умеренных широтах или в условиях Крайнего Севера, нефтяных и газовых скважинах.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, представленные в работе расчеты производились в электронном редакторе таблиц – Microsoft Excel.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	13
1.1. Общие сведения о Юрубчено-Тохомском НГКМ.....	13
1.2. Запасы нефти и газа.....	14
1.3. Физико-химический состав пластовых жидкостей и газов.....	15
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ.....	21
2.1. Общая характеристика газовых гидратов.....	21
2.1. Классификация гидратов.....	24
2.3. Условия образования кристаллогидратов.....	26
3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	33
3.1. Удаление гидратной пробки хлористым кальцием.....	35
3.2. Профилактическое дозирование ингибиторов в скважину с целью предотвращения гидратообразования в стволе скважины.....	40
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРИЖЕНИЕ.....	44
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	44
4.1.1. Анализ конкурентных технических решений.....	45
4.1.2. SWOT – анализ.....	46
4.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	47
4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	47
4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	48
4.2.3. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	52
4.2.4. Расчет материальных затрат научно-технического исследования..	52
4.3. Основная заработная плата исполнителей темы.....	53
4.4. Накладные расходы.....	56
4.5. Определение ресурсоэффективности исследования.....	56
4.6. Анализ эксплуатационных затрат при применении ингибиторов.....	58
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	65
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	65

5.2. Производственная безопасность	66
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника	67
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника	70
5.3. Экологическая безопасность.....	73
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ВВЕДЕНИЕ

На многих нефтегазоконденсатных месторождениях, в том числе на Юрубчено-Тохомском месторождении (далее - ЮТМ), одной из основных проблем является образование гидратов.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (далее ЮТМ) было открыто в 1982 году. Расположено в Красноярском крае, в 280 км к юго-западу от п. Тура. Общие извлекаемые запасы месторождения составляют по категории C_1 - 64,5 млн тонн, C_2 - 172,9 млн тонн нефти и газа (C_1+C_2) 387,3 млрд кубометров.

Газовые гидраты — это твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов, внешне напоминающие лед или снег. В свою очередь, гидратообразование — это процесс, возникающий при падении температуры и давления, что влечет за собой уменьшение упругости водяных паров и влагоемкости газа, а, вследствие этого, образование неустойчивых углеводородных соединений с водой, т. е. гидратов.

Целью выпускной квалификационной работы является выявление наиболее эффективного метода борьбы с гидратообразованиями на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении путем сравнения всех существующих методов применительно к особенностям рассматриваемого месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

1. Рассмотреть условия образования гидратов на ЮТМ;
2. Изучить способы борьбы с гидратообразованием для данного месторождения;
3. Выявить наиболее эффективный метод для борьбы с гидратами применимым для данного месторождения.

Объектом исследования является Юрубчено-Тохомское месторождение, предметом исследования является процесс эксплуатации нефтяной скважины с гидратообразованием.

Практическая значимость работы выражается в том, что правильное и своевременное использование наиболее эффективных методов борьбы с гидратами позволяет не допустить ухудшения эксплуатации нефтяной скважины.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение

ЮТЗ – Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления

НКТ – насосно-компрессорные трубы

РСУ – растворо-солевой узел

ЦА-320 – цементируочный агрегат

АФК – арматура фонтанная (подвешивание колонны НКТ над трубной головкой)

БДР – блок дозирования реагента

УДР – установка дозирования реагента

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Общие сведения о Юрубчено-Тохомском НГКМ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) крупное месторождение, расположенное в 280 км к юго-западу от поселка Тура в Эвенкийском районе Красноярского края. Климат резко континентальный. Годовая амплитуда средних температур колеблется от -35-40°C зимой и до +15-20°C летом. Абсолютный минимум температуры -61°C. Морозы длятся 240-275 дней. Большую часть территории занимают смешанные темнохвойные леса.



Рисунок 1 - Юрубчено-Тохомское НГКМ

Юрубчено-Тохомское месторождение является одним из крупнейших в Восточной Сибири. Открыто в 1982 году по результатам бурения поисковой скважины Юр-2, при испытании которой был получен промышленный приток газа из отложений венда и рифея. Первый приток нефти получен в 1984 году в результате бурения и испытания поисковой скважины Юр-5, с тех пор здесь

велись разведывательные работы [1]. Освоение ЮТМ началось в 2009г. С 2010г. начались работы по строительству тестовых эксплуатационных скважин, что необходимо для отработки технологии бурения, освоения и эксплуатации скважин новых конструкций (горизонтальных и наклонно-направленных). В 2011 году были пробурены 3 горизонтальные скважины. Также был произведен весь комплекс работ по подготовке к полномасштабному освоению месторождения: завершена годовая программа по эксплуатационному и разведочному бурению, получены промышленные притоки нефти на новых скважинах с горизонтальным окончанием, построены кустовые площадки и дороги между ними, был введен в эксплуатацию полигон твердых бытовых отходов и шламонакопитель буровых и нефтяных шламов, необходимый для изоляции и обезвреживания отходов бурения.

В настоящее время здесь добывается около 50 тысяч тонн нефти в год. Этого количества хватает для собственных нужд и обеспечения поселков Эвенкийского района. В 2017 г. планируется начать полноценную добычу на Юрубчено-Тохомском месторождении.

1.2. Запасы нефти и газа

Ежегодно планируется добывать 5 млн тонн нефти и с последующем выходом на полку по добыче нефти до 7,3 млн тонн. За весь период времени было пробурено 220 скважин горизонтальных и наклонно-направленных направлений, введен пусковой комплекс, включающий газокompрессорную станцию, установку подготовки нефти, приемо-сдаточный пункт.

Извлекаемые запасы по категории и характеристики сырья представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1 - Извлекаемые запасы и характеристика сырья

Категория	Количество
C1	64,5 млн тонн
C2	172,9 млн тонн

C1+C2	387.3 млрд кубометров
ABC1+C2	174 млн тонн.

Плотность нефти ЮТМ сравнима с нефтью марки Brent и легче, чем марка Urals, а содержание серы и парафинов мала, что значительно влияет на качество сырья, а также на переработку, что окупает затраты на разработку.

Таким образом, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на юге Эвенкийского автономного округа (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, является частью обширной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Благодаря своему расположению и значительному объему углеводородного сырья Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение занимает важное место в государственной программе развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Освоение Юрубченского блока ведет АО «Восточно - Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»; ВСНК). Одним из методов интенсификации притока на Юрубчено-Тохомском месторождении является применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности.

Залежи нефти и газа Юрубчено-Тохомском месторождении приурочены к отложениям рифея и венда. Пласт представлен карбонатным коллектором кавернозно-трещинного типа [1].

1.3. Физико-химический состав пластовых жидкостей и газов

В залежах Юрубчено-Тохомского НГКМ находится флюид. Флюид – это смесь нефти, газа и воды, находящие в пластовых условиях. Предлагается рассмотреть понятие нефти, газа и воды и их характеристики.

Нефть – это маслянистая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.

Таблица 2 - Свойства нефти

Наименование параметра	Пластовые условия	Дифференциальное разгазирование
Плотность	648,6-745,4 кг/м ³	699 кг/м ³
Вязкость	0,48-2,56 мПа*с	1,67 мПа*с
Газосодержание	80,3-232,8 м ³ /т	167,84 м ³ /т
Объёмный коэффициент	1,141-1,5073	1,36

Товарная нефть относится к особо легкому типу (после дифференциального разгазирования равна 821 кг/м³), нефть малосернистая (около 0,22%), парафинистая (в среднем 1,95%), маловязкая (8,36 мПа*с). Содержание асфальтосмолистых веществ относится к малосмолистым (4,84%; асфальтенов – 0,18%, содержание силикагелевых смол равно 4,66%). Шифр в соответствии с классификацией товарной нефти – 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

Газовая шапка – это скопление природного газа в наиболее приподнятой части нефтяного пласта, над нефтяной залежью.

Природный газ – это смесь газообразных углеводород природного происхождения, состоящую главным образом из метана и примесей других алканов.

Таблица 3 - Свойства газа

Наименование параметра	Значения	Единицы измерения
Газ газовой шапки		

Давление пластовое	20,97	МПа
Температура пластовая	300,4	К
Давление начала конденсации	20-21	МПа
Давление максимальной конденсации	3,1	МПа
Давление псевдокритическое	4,5	МПа
Давление приведенное	4,65	МПа
Температура псевдокритическая	205,8	К
Температура приведенная	1,46	К
Коэффициент сжимаемости	0,79	
Коэффициент сухости газа	0,57	
Объемный коэффициент	0,047	
Плотность в условиях пласта	0,886	кг/м ³
Плотность относительная	0,736	кг/м ³
Вязкость в условиях пласта	0,024	мПа*с

Газовый конденсат – это смесь углеводородов, которые выделяются из природных газов в процессе их добычи, т.е. побочный продукт разработки газовых и нефтяных месторождений.

Таблица 4. Свойства конденсата

Наименование параметра	Значения	Единицы измерения
Конденсат		
Плотность (стандарт. условия)	0,734	кг/м ³
Вязкость (стандарт. условия)	1,34	мПа*с
Содержание серы	0,09	%

Содержание парафина	0,85	%
Асфальтенов	0,08	%
Силикагелевых смол	1,81	%
Конденсатно-газовый фактор (КГФ)		
Сырого (нестабильного)	457,76	см ³ /м ³
Стабильного (дебутанизированного)	251,17	см ³ /м ³
Коэффициент извлечения	0,58	
Содержание конденсата		
Сырого (нестабильного)	133,93	г/м ³
Стабильного (дебутанизированного)	58,9	г/м ³

Под пластовыми водами понимают воды, находящиеся в нефтяном пласте или нефтяные воды (законтурные, подошвенные, промежуточные пластовые). Далее рассмотрим свойства пластовой воды, которые приведены в таблице 5 Свойства пластовой воды.

Таблица 5 - Свойства пластовой воды

Наименование параметра	Значения	Единицы измерения
Плотность воды		
в стандартных условия	1,139	кг/м ³
в пластовых условия	1,171	кг/м ³
Вязкость в условиях пласта	1,733	мПа*с
Коэффициент сжимаемости	4,37	
Объемный коэффициент	0,994	
Газосодержание	0,22	м ³ /м ³

Минерализация	238	г/дм ³
Химический состав		
Na+ +K+	42369,4/1842	мг-экв/л
Ca+2	19567/976	мг-экв/л
Mg+2	7616/627	мг-экв/л
Cl-	138731/3908	мг-экв/л
HCO ₃ -	104/2	мг-экв/л
CO ₃ -2	4/0	мг-экв/л
SO ₄ -2	1229/26	мг-экв/л
NH ₄ +	249/14	мг-экв/л
Br -	1028/13	мг-экв/л
J -	47/0	мг-экв/л
B +3	74/7	мг-экв/л
Li +	104	мг-экв/л
Sr +2	431,9	мг-экв/л
Rb +	6,48	мг-экв/л
Cs +	0,042	мг-экв/л
Водородный показатель	5,69	рН
Жесткость общая	1424,86	мг-экв/л
Хим. тип по В.А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	

Проанализировав данные из таблицы, можно сделать следующие выводы, что по степени минерализации вода относится к крепким рассолам, по генетической классификации пластовых вод В.А. Сулина относится к водам хлоридно-кальциевого типа.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ

2.1. Общая характеристика газовых гидратов

Газовые гидраты — это твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов, внешне напоминающие лед или снег.

При разработке большинства нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений возникают проблемы с образованием гидратов. Особое значение этот вопрос приобретает при разработке месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов не только в скважинах и трубопроводах.

Формирование кристаллогидратов определяется термобарическими условиями: рабочим давлением и температурой. Немаловажную роль также играет молекулярный состав газа и количество воды. Рост кристаллов наблюдается при определенных давлениях и температурах и наличии достаточного количества «строительных» компонентов [3].

Процесс формирования гидратов происходит поэтапно, согласно пунктам [4]:

1. Достигнуты необходимые термобарические условия: высокое давление в системе совместно с малой температурой. Гидратообразующие вещества содержатся в системе в достаточном количестве (метан, этан, двуокись углерода) и количество воды достаточно.

2. Молекулы воды, посредством водородных связей выстраивают упорядоченную кристаллическую решетку, в вновьявленной структуре достаточно большое количество полостей.

3. Молекулы гидратообразующего вещества занимают вакантные полости, без химического взаимодействия с молекулами-узлами кристаллической решетки.

4. Окончательное формирование клатрата природного газа, структура кристаллической решетки дополнительно стабилизируется в присутствии молекул-гостей, образуется устойчивый кристаллогидрат.

Состав и строение кристаллической структуры определяется концентрацией и видом молекул гидратообразующего вещества, размещающихся в полостях решетки. Исходя их совокупности данных параметров, кристаллогидраты классифицируют по трем типам. Также следует дополнить, что в нефтегазовой промышленности наиболее распространены структуры I и II классов. Как правило, зонами вероятного формирования гидратов являются трубопроводы, осуществляющие транспортировку углеводородов.

Факторами, способствующими ускорению процесса гидратообразования, выступают следующие явления:

Высокая скорость потока. В трубопроводах и прочих технических линиях скорость течения жидкости достигает достаточно больших значений, что благоприятно сказывается на процессе образования гидратов. Зонами наибольшего риска отложения кристаллогидратов являются места уменьшения внутреннего диаметра трубопроводов, а также дроссельная арматура, где скорости жидкости наибольшие, по причине малого проходного сечения. Кроме того, на приведенных участках наблюдается падение температуры, которое также обусловлено дроссель-эффектом.

Перемешивание. Молекулы в потоке природного газа в магистральном трубопроводе, резервуаре или теплообменнике находятся в хаотичном движении, непрерывно перемешиваются, повышая интенсивность формирования гидратов.

Центры кристаллизации. Гидратообразование происходит наиболее интенсивно в областях, отвечающих благоприятными условиями для фазового

перехода, то есть формирование кристаллогидрата – твердого соединения из жидкости. Области – центрами кристаллизации – являются: нарушение строения тела трубопровода (сварной шов), соединительные элементы и фасонные детали (колена, тройники, фланцы и т.д.), запорная арматура (различные клапана, задвижки). Также области, загрязненные ранее, служат центрами вероятного отложения гидратов, к ним относят включения шлама, окарины, песка.

Свободная вода. Наличие воды положительным образом сказывается на интенсивности процессов формирования гидратов, кроме того, поверхность раздела газ-вода является благоприятным центром кристаллизации.

Приведённые факторы способствуют активному росту кристаллогидратов, однако, не являются необходимыми для протекания процесса. Условия, обязательные для формирования гидратов, уже были приведены ранее.

Отправной точкой возникновения осложнений можно отметить накопление твердого кристаллического вещества, которое аккумулируется как в месте образования, так и на отдаленном расстоянии. Гидраты мигрируют по трубопроводам совместно со средой, образуют локальные скопления, что, как правило, приводит к техническим осложнениям. Так в многофазных линиях гидраты скапливаются в виде пробок, частично или почти полностью блокируют проходное сечение, вызывая повреждения или нарушая технологические режимы работы оборудования.

Однако, гидраты природных газов все еще остаются неустойчивыми физико-химическими соединениями. Молекулы гидратообразующего вещества свободно перемещаются внутри кристаллической структуры, такие соединения называются твердые растворы или растворы внедрения. Белые кристаллы гидратных соединений, визуально похожие на лед, распадаются на газообразный углеводород и воду при нагревании или при снижении давления.

Таким образом, при разработке месторождений Крайнего Севера, Западной Сибири проблема формирования кристаллогидратов стоит

достаточно остро, так как добываемый углеводороды, насыщенный водой, при малой температуре испытывает влияние высокого давления. Суровые климатические условия и малые пластовые температуры положительно сказываются на динамике процесса образования гидратов.

2.1. Классификация гидратов

Кристаллогидраты разделяют на классы в зависимости от строения кристаллической решетки и расположения молекул воды в ее узлах. Соединения группы гидратов различают трех типов: гидраты I и II типов, наиболее распространены и зачастую сопровождают процессы добычи природного газа, вызывая различного рода осложнения. Третий тип гидратов: H структура – практически не встречается [3].

Молекула гидратов I типа характеризуются наиболее тривиальным структурным строением, нежели прочие соединения. Структура кристаллической решетки образована плоскостями, совокупно формируя двенадцатигранник (додекаэдр). Плоскости-грани молекулы кристаллогидрата имеют форму геометрически правильного пятигранника.

Следующий представитель гидратов I типа имеет в основе кристаллической структуры фигуру четырнадцатигранника (тетракаидекаэдра). Грани додекаэдра уступают по размеру тетракаидекаэдрическим, в связи с чем, выделяют малые и большие структурные плоскости.

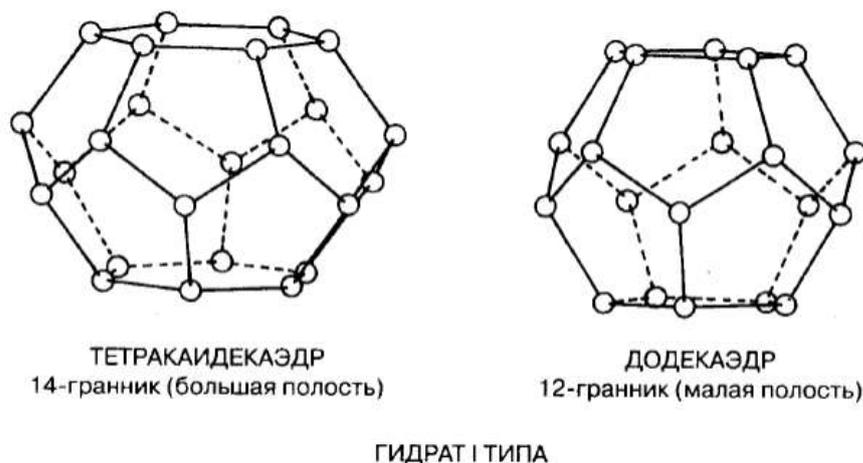


Рисунок 2 - Строение ячеек кристаллической решетки гидратов I типа

Кристаллогидраты II типа также формируется двумя видами ячеек, однако, отличаются усложненной структурой. Ячейки решетки гидратов выстраиваются в форме двенадцати- и шестнадцатигранников, то есть являются додекаэдрами и гексакаидкекаэдрами соответственно.

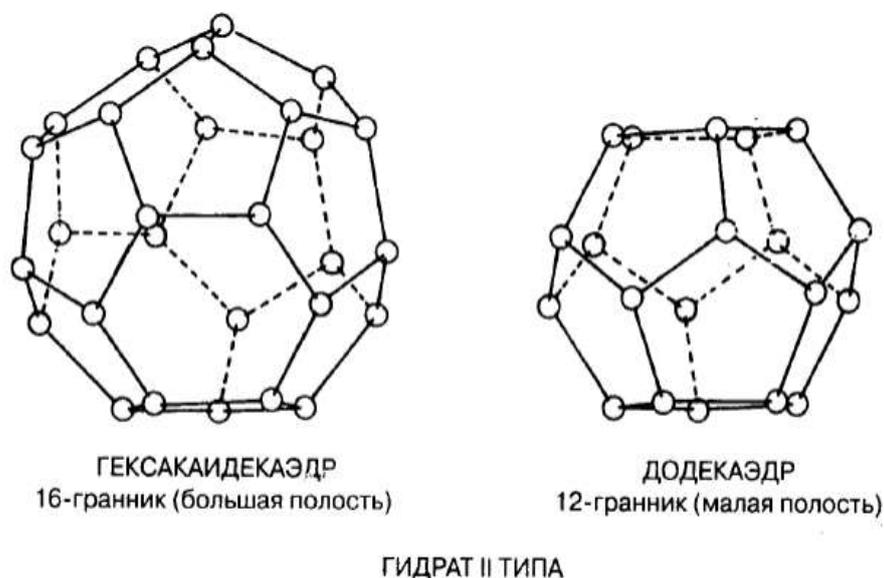


Рисунок 3 - Строение ячеек кристаллической решетки гидратов II типа

Гидратообразующими веществами для структур I и II типов кристаллогидратов являются: структуры I типа, формируются за счет размещения в полостях кристаллической решетки молекул метана (CH_4), этана (C_2H_6), сероводорода (H_2S), двуокиси углерода (CO_2). Для образования

гидратов II типа необходимо присутствие в смеси соединений пропана (C_3H_8), изобутана (C_4H_{10}), молекул азота (N_2) [5].

С противоположной стороны, следует отметить химические свойства веществ, которые не способны формировать соединения кристаллогидратов. Отличительной особенностью таких веществ является их неспособность к образованию водородных связей, даже при условии малого размера молекул. В первую очередь, стоит отметить газы, хорошо растворимые в воде, примерами могут служить аммиак, хлороводород. А также соединения, молекулы которого уже связаны водородными связями, примером является метанол, хлористый кальций которые препятствуют выстраиванию новых водородных связей между молекулами воды.

Достаточно длительный период не удавалось достоверно изучить строение кристаллической решетки гидратов, по причине их нестехиометричности. Или иначе, существует вероятность формирования структуры, в которой останутся вакантные полости, однако, даже частичное отсутствие гидратообразующих молекул не отражается на стабильности соединения. Степень заполнения вакантных полостей определяется концентрацией молекул-гостей, но в большей степени термобарическими условиями.

2.3. Условия образования кристаллогидратов

Как отмечалось ранее процесс формирования гидратов природного газа протекает лишь при соблюдении следующих условий: термобарические условия, располагающие к гидратообразованию (низкая температура, высокое давление), присутствие в смеси гидратообразующего вещества, достаточное количество молекул воды в рассматриваемой системе [3].

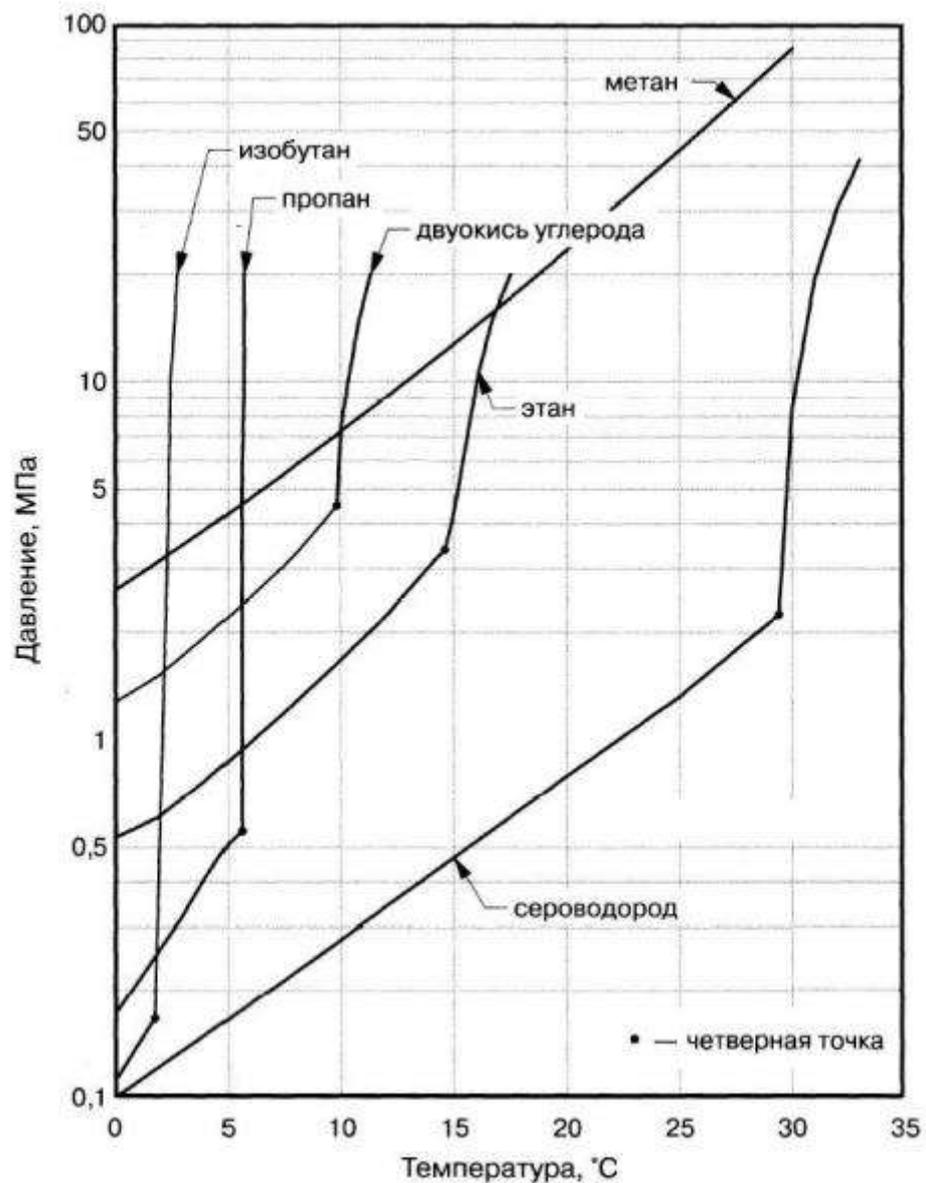


Рисунок 4 - Кривые гидратообразования, для ряда компонентов природного газа

Термобарическая диаграмма для компонентов природного газа, являющихся гидратообразующими веществами, отражает степень влияния внутренних параметров на интенсивность изменения условий гидратообразования. На диаграмме линии равновесия трехфазных систем характеризуются достаточно большими угловыми коэффициентами, а при изменении температуры наблюдается еще более значительный рост давления. Подобная картина свойственна для всего ряда представленных компонентов, за исключением метана.

Кроме того, интенсивность процесса гидратообразования и термобарические условия зависят от компонентного состава природного газа и характеристик трехфазной системы.

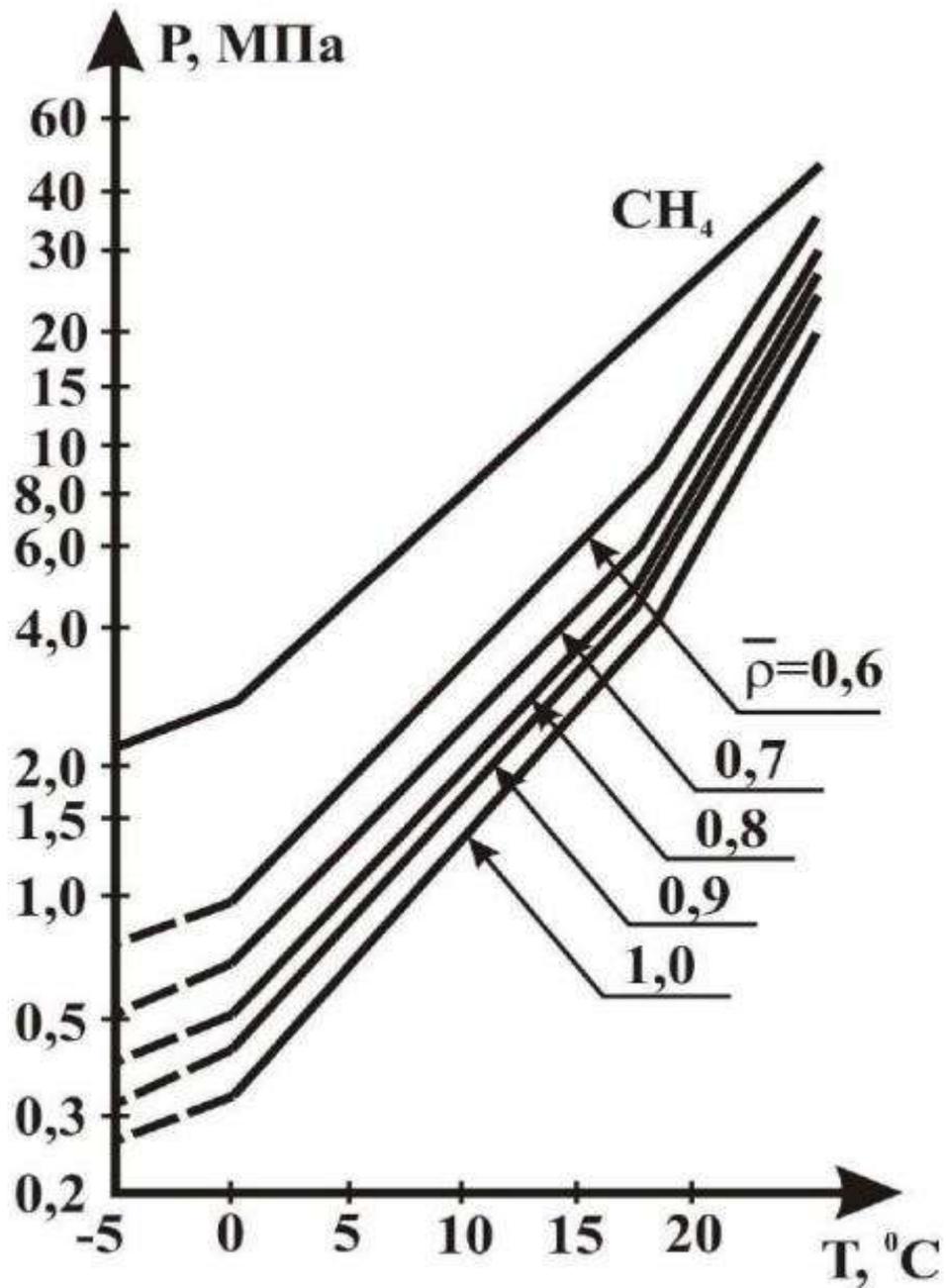


Рисунок 5 - Диаграмма граничных условий гидратообразования, для природного газа различного состава и плотности

На рисунке 5 представлены граничные условия процессов формирования гидратов природного газа в зависимости от относительной

плотности смеси по воздуху и, соответственно, различного компонентного состава [6].

Следует уточнить, что приведённые зависимости справедливы для газов с указанной плотностью по воздуху, для газов, имеющих иную плотность и, как следствие, соотношение компонентов, разработан алгоритм аналитической аппроксимации. В процедуре аппроксимации учитывается изменение температуры смеси, плотность, параметр сжимаемости.

Принципиальная диаграмма фазовых состояний трехкомпонентной системы представлена на рисунке 6. В данном случае речь идет о формировании кристаллогидратов из некоторого индивидуального газа и воды (для простоты считается, что в системе присутствует лишь одно вещество-гидратообразователь).

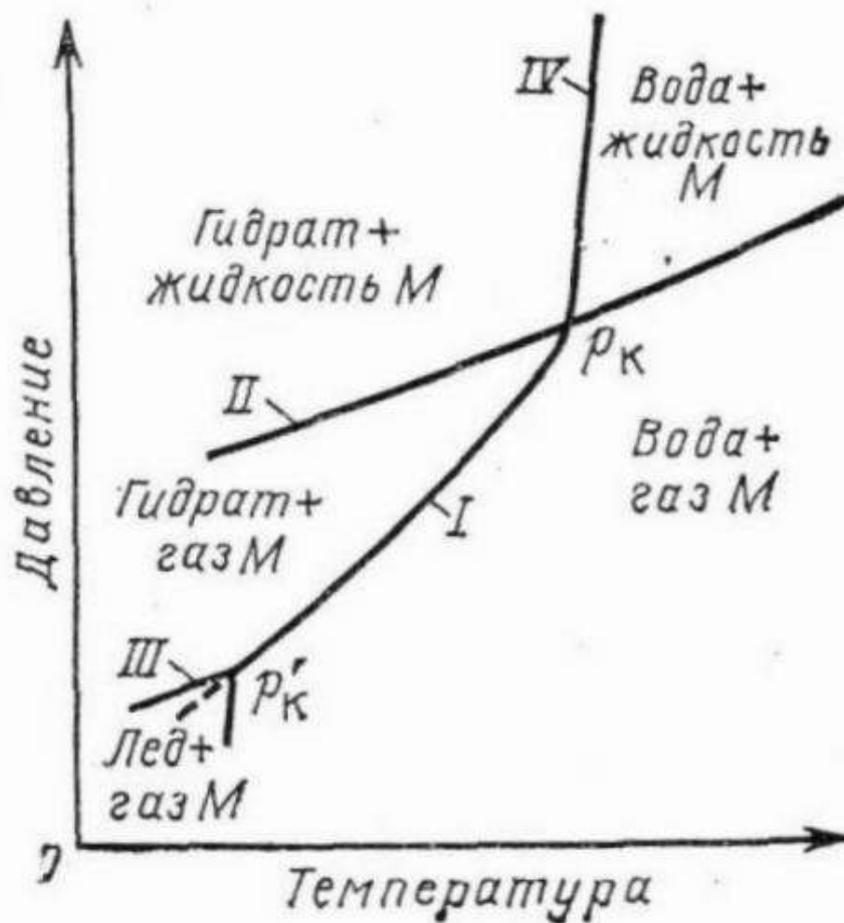


Рисунок 6. Диаграмма фазовых состояний системы газ-гидрат

На диаграмме 6 область существования гидратов располагается слева от кривых I и IV, соответственно, справа от кривых кристаллогидраты не образуются, а в системе присутствует влага и гидратообразующее вещество в виде газа или жидкости. Расположение равновесной кривой, как было отмечено ранее на рисунке 5, обусловлено термобарическими условиями и индивидуально для газов различных составов [7].

Диаграмма гетерогенного равновесия в координатах P – T отражает граничные условия для межфазных переходов компонентов системы. Так кривая I характеризует изменение давления газа-гидратообразователя над гидратом в присутствии жидкой воды. Кривая II является границей формирования кристаллогидратов и характеризует давление насыщенных влагой паров гидратообразователя. Кривая III определяет давление пара

гидратообразователя в присутствии льда, а кривая IV – зависимость температуры плавления гидрата от давления [5].

На диаграмме фазовых состояний выделяют критические точки гидратообразования P_k и P'_k , соответственно верхняя и нижняя критические точки. Верхняя критическая точка, также представлена на диаграммах 4 и 5 и называется четверной или квадрупольной, так как термобарические условия обуславливают сосуществование в равновесии сразу четырех фаз: воды, газа, кристаллогидратов и конденсата. Кроме того, повышение температуры выше верхней критической точки не сопровождается формированием гидратов при сколь угодно высоком увеличении давления, в таком случае газ-гидратообразователь переходит в жидкую фазу и находится в равновесии с молекулами воды.

Нижняя критическая точка гидратообразования также соответствует термобарическим условиям, при которых в равновесии находятся четыре фазы: газ-гидратообразователь, лед, гидраты и вода. Температура данной точки близка к нулю по шкале Цельсия, а давление разложения гидрата соответствует упругости насыщенного влагой газа, формирующего кристаллогидрат.

Как было отмечено ранее, на диаграмме 6 области образования кристаллогидратов располагаются левее кривых I и IV, при этом кривая I ограничена двумя критическими точками. Однако, в системах, в которых гидратообразующими газами являются аргон (Ar), метан (CH₄), этан (C₂H₆), криптон (Kr), азот (N₂), кислород (O₂) на фазовых диаграммах отсутствует верхняя критическая точка. Примером может послужить система метан-вода в условиях образования кристаллогидратов, отвечающая условиям промышленной разработки газоконденсатных месторождений [8].

Следует помнить, что формирование кристаллогидратов влечет за собой процессы аккумуляции твердых веществ в полостях промышленного оборудования. Скопления гидратов преимущественно образуются на участках изменения геометрии внутренней полости оборудования: на

запорной арматуре, дросселях. И не во всех случаях зоны образования кристаллогидратов совпадают с областями аккумуляции: зачастую твердые соединения переносятся потоком среды, особенно сильно эффект проявляется при наличии в потоке жидкой фазы. Скопления кристаллогидратов изменяют площадь проходного сечения трубопровода или полностью блокируют его, формируя гидратные пробки.

Для предупреждения гидратопроявления и обнаружения зоны формирования гидратов, необходимо контролировать внутренние параметры газожидкостной смеси: влагосодержание, давление, температуру, плотность природного газа, компонентный состав и так далее. Опираясь на приведенные параметры и диаграммы фазовых состояний, можно достоверно спрогнозировать изменение давления и температуры и с высокой степенью точности определить участок трубопровода, на котором достигаются равновесные параметры системы.

3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Основные методы борьбы с гидратообразованием в нефтегазодобывающей промышленности представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Классификация методов борьбы с гидратообразованиями

Методы борьбы с гидратообразованием			
Химические		Технологические	Физические
Ингибиторы гидратообразования		Поддержание без гидратных режимов	Тепловые
Термодинамические	Кинетические		Механические
			Физические поля

Химические методы

Ингибитор гидратообразования – вещество, изменяющее термобарические условия возникновения гидратов, либо воздействует на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке. В свою очередь делятся на термодинамические и кинетические [9].

Термодинамические ингибиторы – механизм действия термодинамических ингибиторов гидратообразования заключается в понижении термодинамической активности воды в водном растворе и соответственно, в изменении равновесных условий образования гидратов [9].

Кинетические ингибиторы – представлены водорастворимым и полимерами с низкой молекулярной массой (500-1000) и концентрацией 0,5-1 мас. % имеющие в своей структуре атомы азота и кислорода [9].

Технологические методы

Технологические методы заключаются в недопущении возникновения термобарических условий гидратообразования путем контроля технологического процесса, однако соблюдение данного вида режима, в большинстве случаев предоставляется невозможным, например, когда гидратообразование происходит непосредственно при освоении и вызове притока скважины.

Физические методы

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований путем скребкования.

Технология удаления гидрата с помощью скребков заключается в спуске в НКТ специального скребка или специальных фрез с последующим подъемом на поверхность. Инструмент спускается в НКТ под действием собственного веса и поднимается вверх с помощью лебедки. Восходящий поток продукции скважин выполняет две функции:

1. Обеспечивает вращение фрезерного скребка;
2. Выносит срезанные отложения в выкидную линию.

Поскольку отложения разрушаются за счет вращения скребка, указанного на рисунке 7, приток нефти, при использовании данного метода эксплуатации скважины не прекращается.



Рисунок 7 - Скребок режущий фрезовой для механической очистки (колонны НКТ 60, 73 и 89 мм)

Несмотря на то, что данный метод зарекомендовал себя с положительной точки зрения на большинстве месторождений в России и в том числе на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

Также к физическим методам относится тепловой способ, который воздействует на гидратную пробку различными методами нагрева (пар, горячая вода, горячая нефть, электрообогрев).

3.1. Удаление гидратной пробки хлористым кальцием

Основным методом, применяемым на Юрубчено-Тохомском месторождении для предотвращения и удаления уже образовавшихся газовых гидратов, является применение раствора хлористого кальция плотность 2,15 г/см³ (CaCl₂, молекулярная масса 111) представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе. Водные растворы хлористого кальция имеют иногда бледно-желтый или желтый цвет, что обусловлено примесями железа. Растворимость в 100 г воды при 20°C составляет 74,5 при 100°C - 159 г.

В таблице 7 указаны значения плотности раствора хлористого кальция CaCl₂ различной концентрации в зависимости от температуры. Концентрация хлористого кальция CaCl₂ в растворе от 15 до 30% при температуре от -30 до

15°C. Плотность водного раствора хлористого кальция увеличивается при снижении температуры раствора и увеличением в нём концентрации соли.

Таблица 7 - Концентрация хлорида кальция CaCl₂ в растворе от 15 до 30 % и температурный диапазон замерзания -30 до 15°C

Содержание соли, %	ρ в (кг/м ³) при температуре, °C				
	15	0	-10	-20	-30
15	1132	1137	1140	-	-
16	1142	1147	1150	-	-
17	1151	1157	1160	-	-
18	1161	1167	1170	-	-
19	1171	1177	1180	-	-
20	1181	1187	1190	-	-
21	1191	1197	1201	1205	-
22	1201	1207	1211	1215	-
23	1211	1218	1222	1226	-
24	1222	1228	1238	1237	-
25	1232	1239	1244	1248	-
26	1343	1250	1254	1259	1263
27	1152	1261	1266	1270	1275
28	1264	1272	1277	1282	1287
29	1275	1283	1288	1293	1298
30	1268	1294	1298	1304	1310

Важнейшим преимуществом водного раствора CaCl₂ является его морозостойкость, раствор может не замерзать до температуры минус 55°C. Для достижения этого эффекта концентрация соли в растворе должна быть

29,9%, однако применение более чем 30% растворов хлористого кальция нецелесообразно, особенно в зимних условиях, так как при более высоких концентрациях раствора из него начнут выпадать кристаллы хлористого кальция уже при температуре близкой к 0°C.

Рассмотрим применимость данного ингибитора с точки зрения возможности его доставки к устью скважины, без непосредственного участия и осуществления контроля специальным персоналом.

Подача раствора хлористого кальция по ингибиторпроводу исключается, так как при дроблении соли и приготовления раствора в нем могут оставаться крупные куски, способные нарушить нормальную работу ингибиторпровода. Кроме того, самая низкая температура замерзания раствора составляет 55°C. При приготовлении раствора, всегда возможны отклонения от оптимальной концентрации на 1-2%. В этом случае возможно выпадение кристаллов твердой фазы – кристаллов льда или хлористого кальция уже при температуре ниже -40°C, которые могут закупорить провод подачи ингибитора к скважине.

Именно по этой причине раствор готовится на РСУ, где исключается возможность его замерзания по ходу движения через провод дозирования реагента. Также при приготовлении раствора хлористого кальция его температура достигает 80-90 °С, что дает дополнительные преимущества, теплоносителем, служащим для прогрева скважины, что приводит к расщеплению гидратной пробки.

Расчет необходимого количества ингибитора необходимого для реализации технологии периодического ингибирования скважинной продукции производится следующим образом:

1. Рассчитать количество ингибитора (P, кг), задавливаемого на забой скважины по формуле:

$$P = K * P_0 * (1 - n) * \frac{Q_{Ж} * \Phi + V_3}{106} \quad (1)$$

где,

$K = 1,5 - 2,0$ – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

P_0 – дозировка ингибитора, г/т (при проведении первой обработки скважины рекомендуется «ударная» дозировка ингибитора – 1000 г/т, при последующих обработках применяется оптимальная дозировка – 200 г/т);

$Q_{ж}$ – производительность скважины по жидкости, м³/сут;

Φ – периодичность обработок, сутки (рекомендуется периодичность 7-10 суток с последующим уточнением в ходе опытно-промысловых испытаний);

V_3 – объем жидкости на забое и в затрубном пространстве скважины (м³) рассчитать по формуле:

$$V_3 = p * r C_2 * (L_c - L_{\text{НКТ}}) + p * (r_3 - r_{\text{НКТ}}) * (L_{\text{НКТ}} - H) \quad (2)$$

где,

r_c – внутренний радиус эксплуатационной колонны, м;

$r_{\text{НКТ}}$ – радиус НКТ, м;

L_c – глубина скважины, м;

$L_{\text{НКТ}}$ – глубина спуска НКТ;

H – динамический уровень, м;

p – 3,14

1.1. Плотность газонасыщенной жидкости (кг/м³) рассчитать по формуле:

$$\rho_r = \frac{\left[1 + 2 * \Gamma + 3 * \frac{n_0}{1 - n_0} \right]}{\left[b + \frac{n_0}{1 - n_0} \right]} \quad (3)$$

где,

1 – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях, кг/м³;

2 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м³;

3 – плотность пластовой воды в нормальных условиях, кг/м³;

Γ – газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям, м³/м³.

1.2. Объемный коэффициент нефти в пластовых условия:

n_0 – объемная доля воды в добываемой скважинной продукции рассчитывается по формуле:

$$n_0 = \frac{n}{\left[n + (1 - n) * \frac{3}{1} \right]} \quad (4)$$

где,

n – массовая доля воды в добываемой скважинной продукции.

2. Приготовить раствор ингибитора в депарафинизированной нефти для закачки реагента на забой скважины. Концентрация ингибитора в закачиваемом растворе должна быть не менее 10%.

3. Задавку ингибитора в скважину производить с помощью агрегата ЦА-320, схема расположения, которого описана на рисунке 14. При обвязке автоцистерны с агрегатом и агрегата с затрубным пространством АФК необходимо:

- опрессовать линию подачи на 1,5 – кратное рабочее давление;
- давление закачки реагента не должно превышать 80 атм.;
- обеспечить герметичность линий;
- уплотнительные элементы применять из масло-бензостойких материалов;
- установить на нагнетательные линии обратный клапан, а на насосе тарированное предохранительное устройство;
- минимальная скорость подачи реагентов 3-4 л/с.

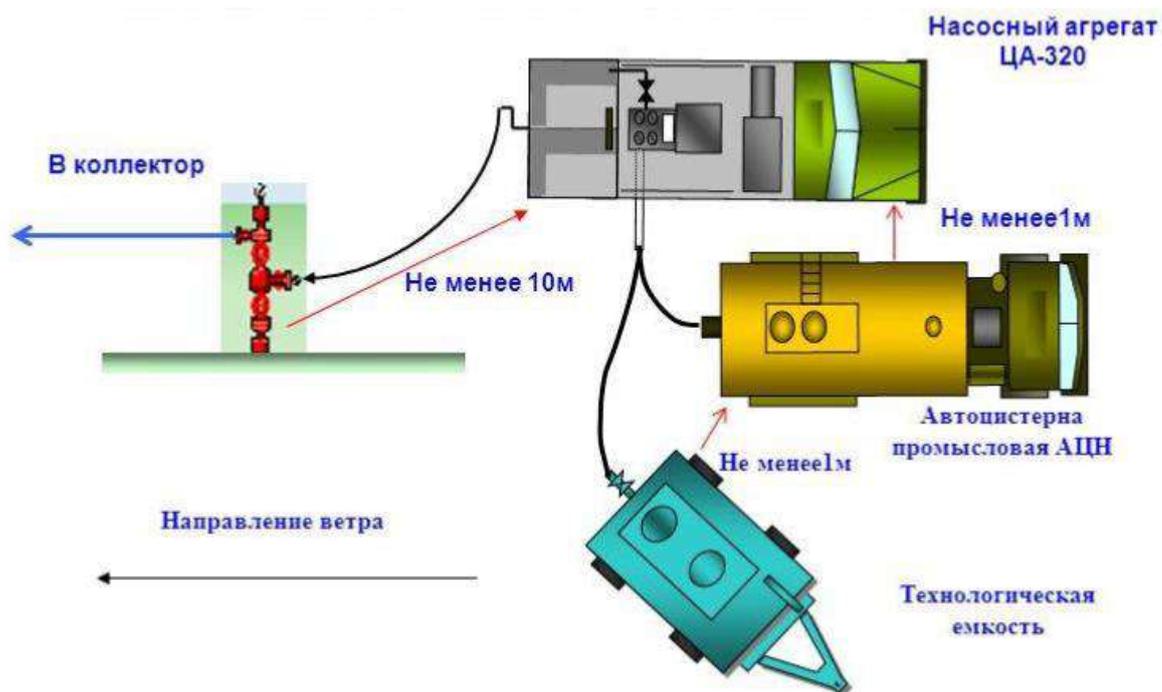


Рисунок 8 - Схема расстановки наземного оборудования при закачке раствора хлористого кальция (CaCl_2)

Учитывая все положительные аспекты данного раствора, можно сделать вывод о его действительной необходимости применения в условиях крайнего севера.

3.2. Профилактическое дозирование ингибиторов в скважину с целью предотвращения гидратообразования в стволе скважины

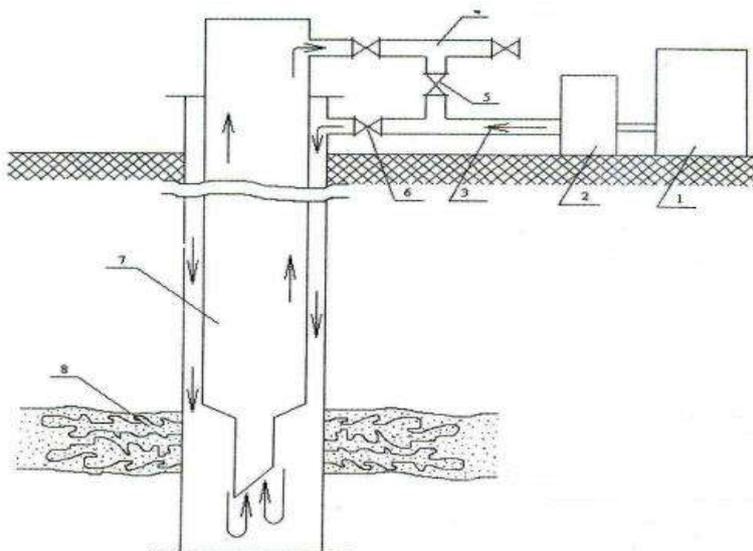
Основной технологией, применяемой на Юрубчено-Тохомском месторождении, для предупреждения гидратообразования является закачка ингибитора в затрубное пространство скважины. Наиболее распространенным, является реагент Дегитрат 4010 марки А и В, который служит отличной заменой метанолу.

Дегидрат 4010 марки А и В являются ингибиторами гидратообразования термодинамического действия, антиагломераты которых обладают принципиально иным действием – полимерная основа, которых препятствует кристаллизации микрочастиц в более крупные и, тем самым, полностью предотвращает образование гидратных пробок.

Основная причина такого выбора является:

1. Альтернатива метанолу, но при этом не происходит выпадение солей при смешивании с высокоминерализованной пластовой водой;
2. Предупреждение отложений гидратов;
3. Высокая продолжительность эффекта.

Дозирование Дегидрата 4010 марки А и В в скважины производится путем закачки его в затрубное пространство скважины, в постоянном или временном режиме, при помощи установки дозирования реагента (БДР, УДР), схему расположения можно увидеть на рисунке 9.



1 – ёмкость для ингибитора; 2 – дозирующий насос; 3 – нагнетательная линия; 4 – выкидная линия; 5 – байпасная линия; 6 – затрубная задвижка; 7 – глубинно-насосное оборудование; 8 – пласт.

Рисунок 9 - Непрерывное или периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины:

Технология применима в любом диапазоне обводненности продукции скважины и дебите по жидкости от 1 до 300 м³/сут., в связи с чем и получила широкое распространение при добыче нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович

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

Тема ВКР:

Выбор методов борьбы с гидратообразованием на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)
--

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Красноярск.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Премия – 30% Надбавка – 20% Накладные расходы - 16% Районный коэффициент – 30%</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Формирование плана и графика разработки: - определение трудоемкости работ; -определение структуры работ; -разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - амортизационные отчисления; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение ресурсоэффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**Задание выдал консультант:**

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРИЖЕНИЕ

Введение

Основная цель расчетов - экономическая оценка использования химического (хлористый кальций CaCl_2) и теплового метода борьбы с гидратообразованием. Эти методы, на практике, имеет наибольшую эффективность без экономических потерь.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование применения химического и теплового метода для борьбы с гидратообразованием.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

1. Оценка коммерческого потенциала разработки;
2. Планирование научно-исследовательской работы;
3. Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

В данной части раздела проводится анализ выбора реагентов для борьбы с гидратами исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор методов борьбы с гидратообразованием является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях большого количества эксплуатируемых объектов. Реагенты должны иметь высокое качество, а использование должно быть экономически целесообразно.

Таблица 8 - Карта сегментирования рынка по методам борьбы с осложнениями при добыче углеводородов.

Методы борьбы с гидратообразованиями				
Размер компании		Реагент CaCl ₂ (хлористый кальций)	Тепловая обработка (промывка горячей нефтью)	Ингибитор (метанол)
Крупные	АО "ВСНК"			
Средние	ПАО "Славнефть"			
Мелкие	ООО "Томская нефть"			

Исходя из таблицы можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом борьбы с гидратообразованиями является Реагент CaCl₂ (хлористый кальций).

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов борьбы с гидратообразованием, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 2.

Таблица 9 - Оценочная карта конкурентоспособности.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность	
		Вар №1	Вар №2	Вар №3	Вар №1	Вар №2
1	2	3	4	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности						
1. Удобство в эксплуатации	0,13	6	3	5	0,61	0,49
2. Простота в эксплуатации	0,1	5	2	4	0,41	0,31
3. Надежность	0,12	5	3	3	0,53	0,27
4. Срок службы	0,11	5	5	4	0,45	0,34

Экономические критерии оценки эффективности						
1. Цена	0,15	6	5	4	0,76	0,61
2. Конкурентоспособность продукта	0,15	5	5	4	0,33	0,33
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,33	0,33
4. Наличие сертификации разработки	0,05	6	4	4	0,26	0,16
5. Высокое качество продукции	0,04	5	3	4	0,9	0,5
Итого	1	48	35	37	4,58	3,34

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведены в табл., подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Вар №1 – применение хлорида кальция (CaCl_2);

Вар №2 – применение тепловой обработки;

Вар №3 – применение ингибитора метанола.

По таблице мы видим, что наиболее эффективным является закачка хлористого кальция (CaCl_2), она является наиболее надежным по сравнению с другими методами борьбы с гидратообразованием.

Конкурент 1 – применение хлористого кальция (CaCl_2)

$$K1 = \text{Вар №1} / \text{Вар №2} = 48/35 = 1,37;$$

Конкурент 2 – применение других видов

$$K2 = \text{Вар №3} / \text{Вар №2} = 37/35 = 1,06.$$

В каждом случае предприятие признано конкурентоспособным, т.к. $K > 1$.

4.1.2. SWOT – анализ

Данный параграф заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 10 - Матрица SWOT.

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Самая низкая цена в сравнение с другими методами. С2. Максимальное использование пропускной способности. С3. Предотвращение нарушения работы технологического оборудования. С4. Высокая эффективность продукта.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Требования в подборе необходимой концентрации. Сл.2 Наличие высококвалифицированных работников. Сл3. Обучение имеющегося персонала.</p>
<p>Возможности: В1. Повышение эффективности работы. В2. Сокращение расходов. В3. Отсутствие простоев.</p>	<p>1. Снижение затрат на реализацию проекта. 2. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>1. Снижение затрат на реализацию проекта. 2. Корпоративное обучение персонала.</p>
<p>Угрозы: У1. Длительная и дорогостоящая реализация. У2. Снижение бюджета на разработку. У3. Появление новых конкурентов, использующих более совершенные технологии.</p>	<p>1. Доработка технологического оборудования. 2. Снижение затрат на закупку оборудования.</p>	<p>1. Задержка финансирования разработки. 2. Снижение качества продукции.</p>

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение количества исполнителей для каждой из работ;
- Установление продолжительности работ;
- Построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 11.

Таблица 11 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Научный руководитель, Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Научный руководитель, Инженер
	6	Подбор оптимальных параметров	Инженер
	7	Оценка прироста дебита нефти	Научный руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Научный руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно

учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ожi}$ определяется по формуле:

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

где,

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (6)$$

где,

T_{pi} - продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожi}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki \text{ мнж}} = T_{pi} * k_{\text{кал}} \quad (7)$$

где,

T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ - календарный коэффициент.

Таблица 12 - Временные показатели проведения научного исследования.

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т _р , раб. дн.	Т _{кi} , кал. дн.
	T _{min} , чел-дн.	T _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Изучение нормативно-технической базы	5	8	6,2	И	3,1	4,6
Изучение закономерностей фильтрации флюидов	20	25	22	Р, И	22	32,5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Социальная ответственность	10	20	14	И	14	20,1
Заключение, презентация	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
					64,5	96,7

Р – научный руководитель, И – инженер.

На основании таблицы 12 строится календарный план – график. График строится в рамках инженерного проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени проектирования.

Таблица 13 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме.

Вид работы	Исполнитель	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4												
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2												
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18												
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2												
Изучение нормативно-технической базы	Инженер	4												
Изучение закономерностей фильтрации	Руководитель, Инженер	38												
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4												
Социальная ответственность	Инженер	6												
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4												
Составление пояснительной записки	Инженер	18												

Условные обозначения:



- Руководитель



- Инженер

4.2.3. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- 1) Материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) Основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) Накладные расходы НИР.

4.2.4. Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты – это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении одной порции раствора хлористого кальция (CaCl_2). Одна порция раствора равна 20 м³. Результаты расчета затрат представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Материальные затраты.

Наименование материала	Цена за ед., руб.	Количество, ед.	Сумма, руб.
Хлористый кальций (CaCl_2) ГОСТ 450-77	20 руб.	392 кг	7840 руб.
Пресная вода	1 руб.	17,6 м ³	17600 руб.
Итого:			25440 руб.

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительных приборов, стендов, устройств, механизмов), необходимых для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 15 - Специальное оборудование для экспериментальных работ.

Наименование оборудование	Количество единиц оборудования	Стоимость одного часа проката, руб.	Сумма, руб.
ЦА-320 на базе автомобиля УРАЛ	1	2100	25200
Вакуумная машина на базе КАМАЗ	1	1300	15600
Итого:			40800

4.3. Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p \quad (8)$$

где,

$Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата, руб.;

T_p - продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} + M}{F_{\text{д}}} = \frac{51285 * 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.} \quad (9)$$

где,

$Z_{\text{м}}$ - месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_{\text{д}}$ - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

M - количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5 – дневная рабочая неделя;

- при отпуске в 48 раб. дня – $M = 10,3$ месяца, 6 – дневная неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} + M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 * 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (10)$$

Должностной оклад работника за месяц:

- для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 26300 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (11)$$

- для инженера:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 17000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 33150 \text{ руб.} \quad (12)$$

где,

$Z_{\text{тс}}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равен 1,3.

Таблица 16 - Баланс рабочего времени исполнителей.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней выходные дни праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени отпуск невыходы по болезни	48/5	24/10

Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213
--	-----	-----

Таблица 17 - Расчет основной заработной платы исполнителей.

Исполнители НИ	З _{тс} , руб	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб	З _{дн} , руб	Т _р , раб.дн.	З _{осн} , руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	54	115954
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	94	163851
Итого:								279806

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

- для руководителей:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,15 * 115954 = 17393,1 \text{ руб.} \quad (13)$$

- для инженеров:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,15 * 163851 = 24577,665 \text{ руб.} \quad (14)$$

где,

$k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 * (115954 + 17393,1) = 40167,93 \text{ руб.} \quad (15)$$

для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 * (163851 + 24577,665) = 56528,60 \text{ руб.} \quad (16)$$

где,

$k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.4. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, учебную литературу, основную и доп. заработные платы, отчисления на социальные нужды. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице 18, и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 18 - Статьи затрат.

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда специального оборудования	40800
Материалы	25440
Заработная плата	279805,4
Доп. заработная плата	41971,065
Страховые взносы	96696,53
Общая сумма	484713

4.5. Определение ресурсоэффективности исследования

В данном разделе проводится анализ выбора исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор ингибитора гидратообразования является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования. Ингибитор должен обладать наивысшей эффективностью в борьбе с гидратообразованием, а его использование должно быть экономически целесообразно.

Анализ проводится на основании следующих факторов: удельного расхода ингибитора и затрат, связанных с его применением.

Для нелетучих ингибиторов (хлористый кальций) удельный расход определяется из соотношения:

$$q_H = \frac{(W_1 - W_2) * C_2}{C_1 - C_2} \quad (17)$$

где,

q_H – расход нелетучего ингибитора, кг на 1000 м³ газа;

W_1 – влагосодержание газа до ввода ингибитора, кг на 1000 м³ газа;

W_2 – влагосодержание газа в защищаемой точке, кг на 1000 м³;

C_1 – весовая концентрация свежего ингибитора, %;

C_2 – то же, для отработанного ингибитора, %.

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой свободной воды $q_{ж}$, и количества метанола, необходимого для насыщения газовой фазы $q_{газ}$:

$$q_{л} = \frac{(W_1 - W_2) * C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 * C_2 * a \quad (18)$$

Для удобства расчета примем значения для необходимых параметров их таблицы 19.

Таблица 19 - Значения исходных величин

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Температура газа, °С	20	W_1 , кг/1000 м ³	0,48
Давление, Мпа	10	W_2 , кг/1000 м ³	0,3
Дебит скважины Q, м ³ /сут	$1 * 10^6$	α	30

Далее проводим расчет необходимого количества ингибитора для понижения равновесной температуры на 10 градусов с начальной концентрацией растворов ингибиторов 40% вес. Суммарный расход определен при соответствующем дебите газовой скважины (таблица 20).

Таблица 20. Расчетные значения удельного расхода ингибиторов

Суточный расход ингибитора, кг/1000 м ³	Ингибитор гидратообразования	
	Хлористый кальций	Метанол
		180

Учитывая количество ингибитора, который расходуется в течение суток в целях предупреждения гидратообразования, наиболее рационально использовать хлористый кальций, однако его растворы обладают перечнем недостатков.

При рассмотрении затрат на расходы ингибитора предполагается рассмотреть цены за тонну метанола и хлорида кальция (таблица 21).

Таблица 21 - Цена за тонну ингибитора

Ингибитор гидратообразования	Цена за тонну, руб.
Хлористый кальций	20000
Метанол	28000

Таким образом доказана экономическая целесообразность применения хлористого кальция с учетом удельных расходов для предупреждения гидратообразования. Увеличить эффективность использования хлористого кальция с минимальным его расходом является приоритетной задачей, ведь перерасход ингибитора приводит к лишним затратам, что является крайне нежелательным. Оптимизировать рациональное использование хлористого кальция можно с помощью предложенной технологии подачи ингибитора, экономическая целесообразность реализации которой будет рассмотрена в следующих пунктах раздела.

4.6. Анализ эксплуатационных затрат при применении ингибиторов

В данной части раздела проведен анализ эксплуатационных затрат, связанных с использованием метанола в целях предупреждения гидратообразования. Для более полного анализа и подтверждения обоснованности применения метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования, проведем расчеты эксплуатационных затрат и для других ингибиторов гидратообразования, а

именно этиленгликоля и хлорида кальция при их наиболее эффективной концентрации растворов.

Для расчета воспользуемся исходными данными, представленными в таблице 22.

Таблица 22 - Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Значение
Стоимость тонны ($C_{и}$) метанола, руб.	28000
Стоимость тонны ($C_{и}$) хлористого кальция, руб.	20000
Массовое количество ($m_{и}$) метанола, т	100
Массовое количество ($m_{и}$) хлористого кальция, т	100
Аренда передвижного агрегата централизованной заправки ингибиторных емкостей ($C_{а}$), руб/ч.	2100
Плотность 100% вес. раствора ($\rho_{и}$) метанола, кг/м ³	791,8
Плотность 30% вес. раствора ($\rho_{и}$) метанола, кг/м ³	1300

Суммарные расходы (P) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата для заправки им емкостей:

$$P = P_{инг} + P_a \quad (19)$$

Расходы на ингибитор рассчитываются по следующей формуле:

$$P_{и} = C_{и} * m_{и} \quad (20)$$

$$P_{инг.метанол} = 28000 * 100 = 2,8 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{инг.хлорид кальция} = 20000 * 100 = 2 \text{ млн. руб.}$$

Расходы на аренду агрегата рассчитываются следующим образом:

$$P_a = C_a * T_a \quad (21)$$

где,

T_a – общее время работы агрегата, равное отношению объема ингибитора $V_{и}$ к скорости заполнения двух емкостей ингибитором U с помощью агрегата (в среднем, на заправочном агрегате можно заправить около двух емкостей объемом около 0,04 м³ в час):

$$T_a = \frac{V_{\text{и}}}{U} \quad (22)$$

$$V_{\text{и}} = \frac{m_{\text{ри}}}{\rho_{\text{и}}} \quad (23)$$

Стоит напомнить, что для расчетов используются растворы ингибиторов определенных концентраций, в таком случае масса растворов ингибиторов $m_{\text{ри}}$ будет существенно отличаться от массы ингибиторов $m_{\text{и}}$:

$$V_{\text{метанол}} = \frac{m_{100\% \text{ р-р метанола}}}{\rho_{100\% \text{ р-ра метанола}}} = \frac{100000}{791,8} = 126,3 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{метанол}} = \frac{m_{30\% \text{ р-р хлорида кальция}}}{\rho_{30\% \text{ р-ра хлорида кальция}}} = \frac{100000}{1300} = 76,9 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем время работы заправочного агрегата:

$$T_{\text{а метанол}} = \frac{V_{\text{метанол}}}{U} = \frac{126,3}{2 * 0,04} = 1579 \text{ часов};$$

$$T_{\text{а хлорид кальция}} = \frac{V_{\text{хлорид кальция}}}{U} = \frac{76,9}{2 * 0,04} = 961,25 \text{ часов}.$$

Расчет затрат на аренду агрегата:

$$P_{\text{а метанол}} = C_{\text{а}} * T_{\text{а метанол}} = 2100 * 1579 = 3,315 \text{ млн. руб.};$$

$$P_{\text{а хлорид кальция}} = C_{\text{а}} * T_{\text{а хлорид кальция}} = 2100 * 961,25 = 2,018 \text{ млн. руб.}$$

Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет являться суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться равенство: $A = P_{\text{а}}$.

Последним шагом рассчитаем общие затраты:

$$P_{\text{метанол}} = P_{\text{инг.метанол}} + P_{\text{а метанол}} = 2,8 + 3,315 = 6,115 \text{ млн. руб.};$$

$$P_{\text{хлорид кальция}} = P_{\text{инг.хлорид кальция}} + P_{\text{а хлорид кальция}} = 2,0 + 2,018 \\ = 4,018 \text{ млн. руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Эксплуатационные затраты при работе с ингибиторами

Параметр	Ингибитор гидратообразования
----------	------------------------------

	Хлорид кальция	Метанол
Стоимость ингибитора за тонну, руб.	20000	28000
Массовое количество ингибитора, т.	100	100
Расходы на ингибитор (цена за 100 т.), млн. руб.	2,0	2,8
Объем ингибитора, м ³	76,9	126,3
Время закачки суммарного объема ингибитора, ч.	961,25	1579
Общая стоимость аренды агрегата, млн. руб.	2,018	3,315
Суммарные расходы, млн. руб.	4,018	6,115

В результате расчетов, связанных с эксплуатационными затратами на применение ингибиторов, можно оценить их экономическую эффективность. В сравнении с метанолом применение хлористого кальция в качестве ингибитора гидратообразования наиболее экономически оправдано и выгодно. Общие расходы при применении хлористого кальция практически в 2 раза меньше расходов, связанных с использованием метанола.

Вывод

В результате работы, в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была проведена оценка обоснованности применения хлористого кальция по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования, а именно оценка экономической выгоды и эффективности применения хлористого кальция, основанная на затратах, связанных с необходимым количеством ингибитора и его стоимости, общей стоимости ингибиторов и эксплуатационных затратах при работе с хлористым кальцием и другими ингибиторами гидратообразования. А также на основании сформулированных целей раздела, делаем следующие выводы:

1) Проведен анализ конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

2) При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 484713 рублей.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович

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

Тема ВКР:

Выбор методов борьбы с гидратообразованием на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения;</p> <p>- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации.</p>	<p>Объект исследования: методы и технологии борьбы с гидратообразованием.</p> <p>Область применения: нефтяные скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом использования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка оборудования, опрессовка, закачка агентов воздействующие на гидраты.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны);</p> <p>- Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) - ТК РФ - Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов;</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная температура; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень общей вибрации; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Химические реагенты. <p>Требуемые и применяемые СИЗОД.</p>

3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Атмосфера, Гидросфера, Литосфера.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС, наиболее типичные ЧС, пожары.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп. ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Серов Данила Викторович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли, а в частности, в сфере эксплуатации и обслуживания объектов добычи нефти.

Сущностью ВКР является выбор методов борьбы с гидратообразованием, являющейся важнейшим элементом в системе добычи углеводородов.

Рабочие процессы, связанный с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка оборудования, опрессовка оборудования, закачка агентов, воздействующих на гидраты.

Технологические операции при борьбе с гидратами выполняются в полевых условиях, на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

Объекты нефтяной и газовой отрасли отличаются наличием вредных и опасных производственных факторов. По этой причине роль социальной направленности в работе крайне важна и актуальна.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для осуществления трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, права работника. Документ, определяющий трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Добыча углеводородов Юрубчено-Тохомского месторождения относится к тяжелым работам, работам с вредными или опасными условиями труда, выполнение которых не может осуществляться женщинами — это установлено Постановлением Правительства РФ от 25.02.2000 г. № 162 "Об

утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин" [10]. Работникам, работающим с вредных условия положена надбавка в размере 4% от оклада или тарифной ставки.

ЮТМ расположено на юго-западе Красноярского края в Эвенкийском районе, т.к. месторождение находится в труднодоступном месте поэтому работа осуществляется вахтовым методом: 28 рабочих дней, 28 дней отдыха, 11-часовой график работы, 1 час на обед. Работы вахтовым методом регламентируются главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ [11].

5.2. Производственная безопасность

При проведении работ по борьбе с гидратами (тепловые и химические обработки), работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 “Опасные и вредные производственные факторы” [12].

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной зоны, представлен в таблице 24.

Рисунок 24 – Перечень опасных и вредных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативный документ
Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающих	СанПин 1.2.3685-21
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ СП 51.13330.2011
Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004
Отсутствие и недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	ГОСТ 12.1.030-81
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
Химические реагенты	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
Электробезопасность	ГОСТ Р 12.1.019-2009
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.010-76

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Повышенная запыленность и загазованности воздуха рабочей зоны

Источниками запылённости и загазованностями воздуха при добыче углеводородов на ЮТМ являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия горюче-смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе добычи на работника и окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- Проводить сбор сточных вод, химических реагентов, которые в дальнейшем подлежат утилизации;
- Площадка месторождения должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- Хранение ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

Повышенный уровень шума

На кустовой площадке, при проведении технологических операций со скважинами, могут находиться машины, бригады капитального ремонта скважины (КРС), а также различные агрегаты для закачки химических реагентов. Все эти машины и агрегаты являются источниками шума. В СП 51.13330.2011 указано, что предельно допустимый уровень шума является 80 дБА, но при работе насосных агрегатов достигает значения в 100 дБА. В связи с этим в обязательном порядке используются СИЗ органов слуха: накладные наушники, беруши.

Вертолеты, доставляющие работников на месторождение, являются источниками повышенного шума. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает допустимое значение.

В результате воздействия шума снижается слух и ухудшается работоспособность человека, ослабляется память и внимание, а также нарушается артериальное давление и ритм сердца.

Для защиты органов слуха необходимо использовать СИЗ органов слуха согласно СП 51.13330.2011 [13], а также на снижение уровня шума влияет замена механизмов и технологических процессов, звукоизоляция и звукопоглощение.

Повышенный уровень общей вибрации

При действии на организм человека вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Работников вибрационных профессий отмечают головокружение, расстройство координации движений, вестибуловегетативная неустойчивость.

Норма уровня вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [14]. Используемый при прокачке скважины цементировочный агрегат ЦА-320 может оказывать повышенную вибрацию на машиниста. Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути расположения вибрации устанавливаются виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением, профилактика, заключается в контроле за вибрационными параметрами и проведение планового предупредительного ремонта оборудования.

Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающих

Одним из факторов влияющий на ухудшение самочувствия работника является климатические условия. Наиболее распространенные отклонения здоровья человека при воздействии климатических факторов являются: болезни органов дыхания, острые респираторные инфекции, болезни органов кровообращения, травмы (отморожения). Чаще данными заболеваниями

страдают работники, выполняющие профессиональную деятельность на открытом воздухе.

Мероприятия по борьбе с гидратообразованием производятся на открытом воздухе. В зимний период времени температуры достигают минус 50°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия на организм человека.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- Допускать работника к работе в СИЗ в соответствии с сезонностью;
- При достижении температуры ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25°C.

Также работы приостанавливаются при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. В таблице 25 отражаются метеорологические условия, при которых останавливаются работы.

Рисунок 25 – Метеорологические условия

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

Отсутствие и недостаток необходимого искусственного освещения

В темное время суток рабочая зона должна быть освещена для избегания травм работников. Наиболее распространенные травмы - ушибы мягких тканей и переломы. Также, за счет недостаточного освещенности, происходит ухудшение остроты зрения.

Фонари и прожектора используется как осветительные приборы. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не ниже 10 люксов [15]. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Химические реагенты

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью человека. Характеристика вредных веществ указана в таблице 26.

Рисунок 26 – Характеристика вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	2
Нефть	10	3
Оксид углерода CO	20	4
ПАВ (сульфанол, детергент)	3	4
Сероводород H ₂ S	10	2
Серы диоксид SO ₂	10	3
Сера	6	4
Сероводород в смеси с углеводородами	3	3
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300	4

В случае работ с применением химических реагентов, работник, перед проведением операции, должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с хим. реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования и т.д.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на месторождении. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием, обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, является ГОСТ 12.2.003-91 [16].

Электробезопасность

Действие электрического тока более 25 мА приводит к параличу мышц органов дыхания в результате чего человек может просто-напросто задохнуться. При дальнейшем увеличении тока возникает фибрилляция сердца.

Электрический ток, проходя через организм человека может оказывать на него три вида воздействий:

- Термическое;
- Электролитическое;
- Биологическое.

Термическое действие тока подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

Электролитическое действие проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.

Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Согласно требованиям электробезопасности, ГОСТ Р 12.1.019-2009 [17], электробезопасность должна обеспечиваться:

- Конструкцией электроустановок;
- Техническими способами и средствами защиты;
- Организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. [17]

К средствам защиты относят:

- Изолирующие клещи;
- Диэлектрические перчатки, боты;
- Индивидуальные экранирующие комплекты;
- Плакаты и знаки безопасности;
- Оградительные устройства.

В качестве организационно-технических мер обеспечения электробезопасности используются методы ориентации, к которым относят: специальная маркировка частей электрооборудования, предупредительные знаки, надписи и таблички, окраска токоведущих частей [17].

5.3. Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в неисправностях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

Защита гидросферы

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при борьбе с гидратами, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных вод.

При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности, могут возникнуть перетоки в затрубном пространстве химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;
- Отсутствие гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Таким образом, следует не допускать разлива нефти и химических реагентов, чтобы не допустить загрязнения поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается

санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующим образом:

На первом этапе происходит сбор пролитых нефтепродуктов, срез слоя почвы толщиной 0,2 – 0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ;

Второй этап рекультивации заключается в поверхностном внесении минеральных удобрений и посеве многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается за счет следующих действий:

- Аварийное отключение насосных агрегатов;
- Прокладка трубопровода, вдоль автомобильные дороги, в кожухах.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственном объекте возможны чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного, природного, биологического, социального и экологического характера. При проведении работ, связанных с борьбой гидратообразования могут возникнуть следующие возможные чрезвычайные ситуации: выброс газа при негерметичности оборудования; возгорание ГСМ; разливы нефти; нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. Несоблюдение правил эксплуатации оборудования может привести к нарушению его герметичности. При контакте с воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая может воспламениться при малейшей искре.

Согласно классификации по виду горючего материала, в этом случае, класс пожара В1. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным

оборудованием, включающим в себя огнетушитель ОП-6 2 шт., медицинская аптечка 1 шт., противооткатные упоры 2 шт., искрогаситель 1 шт.

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещениях, не реже 1 раза в смену. Также проводятся учебно-тренировочные занятия (УТЗ), направленные на отработку навыков для борьбы и предотвращения аварийных ситуаций.

Вывод

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности в процессе добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомского месторождения, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения производится в условия Крайнего Севера, что способствует образованию гидратов, способных вызвать осложнения и проблемы, а также остановку оборудования и его разрушения.

Были рассмотрены общие характеристики газовых гидратов, их классификация и условия образования.

Для удаления гидратных пробок на ЮТМ применяется раствор хлористого кальция, а также в профилактических целях применяется ингибитор Дегидрат 4010 марки А и В, который служит отличной заменой метанолу.

В финансовой части выпускной квалификационной работы была проведена оценка обоснования применения хлористого кальция по сравнению с другими методами, а именно ресурсоэффективность и затраты на применение.

Представленные меры производственной безопасности при выполнении работ по борьбе с гидратообразованиями, соответствуют условиям эксплуатации опасных производственных объектов. Рекомендованы мероприятия, которые позволят снизить риск наступления ЧС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кинсфатор А.Р., Киселев В.М. Специфика геологического строения Юрубченской залежи, обусловленная трещиноватой структурой пласта-коллектора // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – Красноярск, 2011. – Вып. 9. – С. 351–358;
2. Конторович А.А. –Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). – 229 с.
3. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. - М.: Премиум Инжиниринг, 2007. - 289 с.;
4. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.;
5. Бык С. Ш., Фомина В. И., “Газовые гидраты”, Усп. хим., 1968, 1097–1135 с.;
6. Петров С.В., Онацкий В.Л., Леонов И.С. Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы. – Ухта: УГТУ, 2014. – 24 с.;
7. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газодобывающих скважин в северных районах. М., «Недра», 1976, с. 198.;
8. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2010. — № 2. — С. 5- 21.;
9. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н., Садыкова И.Р. Анализ эффективности методов борьбы с гидратами на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. – 87с.
10. Постановлением Правительства РФ от 25.02.2000 г. № 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными

условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

11. Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ, глава 47.

12. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

13. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

14. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

15. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

16. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.