



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 СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.279.72(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Керимов Камиль Закир оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	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/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н.		

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

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

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



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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Керимов Камиль Закир оглы

Тема работы:

ВЫБОР МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№39-68/с от 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной практики
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика и геолого-технические условия разработки Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Теоретические подходы к выбору методов борьбы с гидратообразованием 3. Методы для предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении Северо-Останинском на основании проведённых расчётов 4. Социальная ответственность 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Керимов Камиль Закир оглы		

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Керимов Камиль Закир оглы

Тема работы:

ВЫБОР МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.03.2023	Характеристика и геолого-технические условия разработки Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения	20
25.04.2023	Теоретические подходы к выбору методов борьбы с гидратообразованием	15
14.05.2023	Методы для предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении Северо-Останинском на основании проведённых расчётов	25
13.06.2023	Социальная ответственность	20
14.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Керимов Камиль Закир оглы		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 92 страницы, включает 10 рисунков, 33 таблицы и использует 17 источников.

Основными ключевыми словами в данной работе являются газ, гидратообразование, гидратные пробки, ингибитор и метанол.

Объектом исследования является Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение. Целью выпускной квалификационной работы является выбор наиболее эффективного метода предотвращения и устранения гидратообразования на данном месторождении. Гидраты, которые образуются на стенках скважины, приводят к уменьшению проходного отверстия и снижению пропускной способности. Также, в редких случаях они могут образовываться в устьевом оборудовании, что мешает нормальной работе оборудования. В процессе исследования был осуществлен отбор текстового и графического материала, связанного с тематикой работы, был произведен расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования, а также оценка экономических затрат на применение ингибитора.

По результатам исследования весь отобранный материал был обработан и проанализирован, а информация была представлена в текстовом, графическом и графоаналитическом виде. В работе был предложен ингибитор для использования. Область применения работы охватывает Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Томской области. Основной экономической эффективностью работы является обоснование использования метанола в качестве ингибитора.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	12
1.1 Общие сведения о месторождении	12
1.2 Характеристика нефтегазоносности и геологическое строение продуктивных пластов	14
1.3 Состав и свойства нефти и газа.....	16
1.3.1 Свойства нефти	16
1.3.2 Свойства газа	18
1.4 Состояние разработки Северо – Останинского месторождения.....	21
1.5 Текущее состояние разработки Северо – Останинского месторождения ...	23
2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ	30
2.1 Общая характеристика гидратов природных газов.....	30
2.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием.....	33
2.2 Ингибиторы гидратообразования	35
2.2.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования	35
3 МЕТОДЫ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ГИДРАТОВ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЁННЫХ РАСЧЁТОВ	38
3.1 Условия образования гидратов на Северо-Останинском месторождении ...	38
3.2 Методы борьбы с гидратообразованием, применяемые на Северо- Останинском месторождении	41
3.3 Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	52
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	53
4.2 SWOT – анализ	55
4.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	56
4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	61
4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ	61
4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	63

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей системы64
4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы66
4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	.66
4.4.6 Накладные расходы67
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой бюджетной, экономической эффективности исследования68
4.5.1 Определение экономической эффективности68
4.5.2 Расчет экономических затрат на закачку70
4.5.3 Расчёт экономических затрат на закачку хлорида кальция.....	.70
4.5.4 Сравнение экономических затрат на применение ингибиторов71
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	.76
5.2 Производственная безопасность77
5.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения77
5.2.2 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего77
5.2.3 Повышенный уровень шума и вибрации.....	.79
5.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений80
5.2.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током82
5.3 Экологическая безопасность83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях85
5.4.1 Пожарная опасность86
5.5 Заключение89
Заключение90
Список используемых источников.....	.92

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной выпускной квалификационной работы обусловлена географическим положением месторождения Северо-Останинское в районах крайнего севера, что способствует образованию гидратов. Гидраты оказывают негативное воздействие на технологическое оборудование, обрастая его поверхность и сужая проходной диаметр газопроводов, что затрудняет процесс добычи природного газа.

В данной работе проводится комплексный анализ методов борьбы с гидратообразованием на месторождении Северо-Останинское. Месторождение было открыто в 1977 году и находится в промышленной разработке с 2008 года.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор наиболее эффективного метода предотвращения и устранения гидратообразования на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении. Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Исследование теоретических подходов к выбору методов борьбы с гидратообразованием.

2. Изучение характеристик и геолого-технологических условий разработки месторождения.

3. Выбор наиболее подходящего метода предотвращения и ликвидации гидратов на основе проведенных расчетов.

4. Экономическое обоснование выбранного метода борьбы с гидратообразованием.

Объектом исследования является Северо-Останинское месторождение, а предметом исследования – процесс эксплуатации газовой скважины в условиях гидратообразования.

ОБОЗНАЧЕНИЕ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СКОРАЩЕНИЯ

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

КИН – коэффициент извлечения нефти

КИК – коэффициент извлечения конденсата

ГШ – газовая шапка

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СКЗ – средства коллективной защиты

ШДР – штуцер дискретный регулирующий

ЦА – цементируемый агрегат

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПАВ – поверхностно активные вещества

ГНК – газонефтяной контакт

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ППД – поддержание пластового давления

УВ – углеводородный

УДМ – установка дозирования метанола

НД – насос дозирующий

БПМ – блок подачи метанола

АДПМ – агрегат депарафинизации передвижной модернизированный

ЛВЖ – легковоспламеняемые жидкости

ПДК – предельно допустимая концентрация

1 ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Останинское нефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области.

В орографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину (до 30 % территории - болота) с абсолютными отметками до плюс 134 м, находящуюся в междуречье рек Большой Омелич, Армич. Речная сеть представлена р. Чузик и ее притоками (р. Армич, р. Большой Омелич и пр.). Судходна р. Чузик для мелких барж до с. Пудино. Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав - во второй половине октября. Болота промерзают к концу января - началу февраля. Лес смешанный, с преобладанием лиственных пород (береза, осина); вдоль рек растет пихта, кедр. Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем составляет зимой минус 20 - минус 25 °С, летом плюс 15 - плюс 20 °С. По количеству выпадаемых осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 400-500 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Высота снежного покрова на открытых местах до 0,6-1 м, в залесенных – до 2м [5].

Доставка грузов к району работ осуществляется по «зимнику» из г. Кедровый. В стадии строительства находится дорога в бетонном исполнении от г. Кедровый до Лугинецкого месторождения (через Герасимовское и Западно-Останинское месторождения). В непосредственной близости к западу от месторождения проходит нефтепровод Игольско-Таловое месторождение - Парабель (Рис. 1). Ближайший научно-промышленный, железнодорожный, речной и автотранспортный узел - г. Томск находится в 450 км к юго-востоку от месторождения. Строительный лес, необходимый для обустройства

месторождения, имеется на месте. В западной части Западно-Останинского месторождения имеются небольшие запасы песков, супесей, используемых для отсыпки лежневых оснований для внутрипромысловых дорог и кустов. В районе с. Пудино выявлено месторождение керамзитовых суглинков. Данное сырье пригодно для производства керамзитового гравия марки 400-500 и попутного керамзитового песка марки 700, а также кирпича марки 100.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты, входящей в нерасчлененную на данном месторождении некрасовскую серию осадков. Для технического водоснабжения пригодны воды мощного регионально выдержанного сеноманского водоносного горизонта покурской свиты [15].

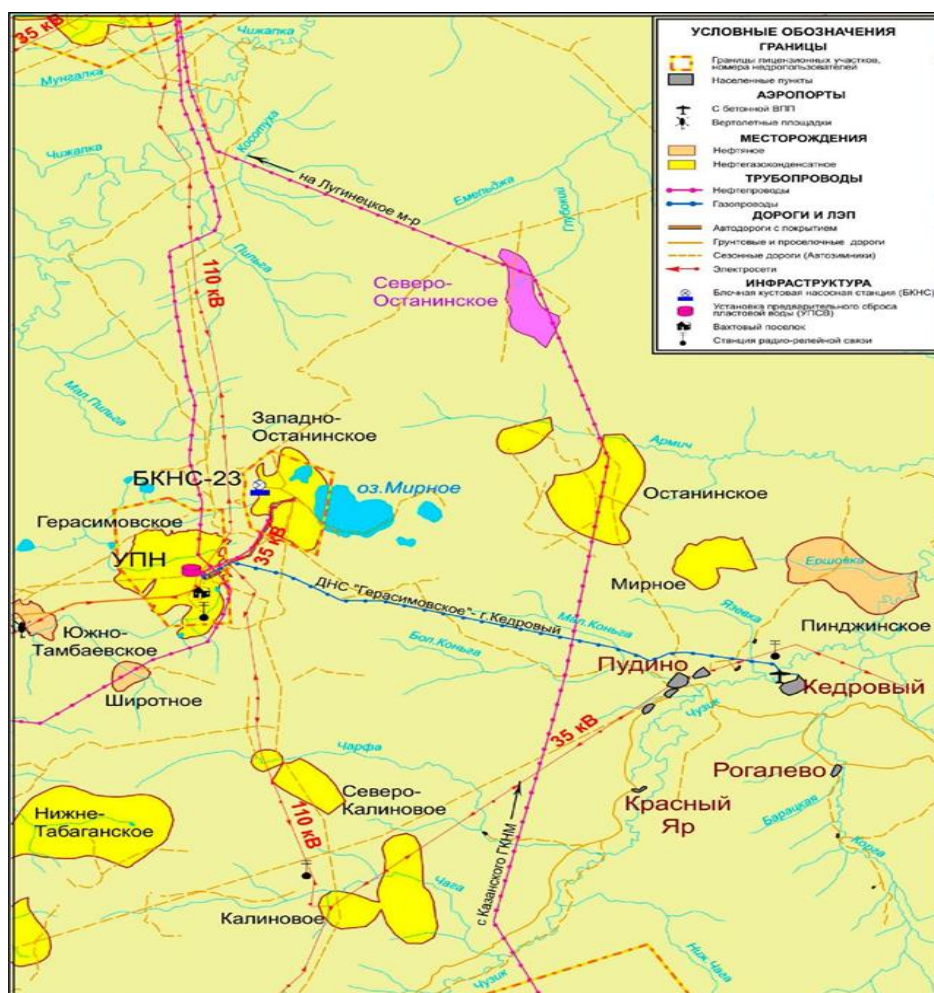


Рисунок 1 – Обзорная карта Северо – Останинского месторождения

1.2 Характеристика нефтегазоносности и геологическое строение продуктивных пластов

На Северо-Останинском месторождении нефтеносность приурочена к средне-поздне девонским известнякам, пронизываемая составляющая которых выделяется в пласт «М». Кроме того, различные по значимости нефтепроявления при испытании скважин и в керне отмечались в песчаниках горизонта Ю₁ васюганской свиты, нижнемеловых пластах Б₁₆₋₂₀, и пласте Ю₉ тюменской свиты [14].

Продуктивная часть пласта М залегает в интервале абсолютных отметок от 2640,8 м в эксплуатационной скв. № 5 до 2712,3 м в разведочной скв. № 3Р. Залежь по типу флюида - нефтяная, по типу ловушки стратиграфическая под несогласием, ограниченная тектоническими нарушениями, с массивным резервуаром и каверна-трещинным типом коллектора. В контуре нефтеносности расположено три продуктивные разведочных скважины - №№ 3Р, 5Р, 7Р и пять эксплуатационных - №№ 3, 4, 5, 7Г, 8Г, находящиеся в стадии освоения. При испытании скв. № 3Р в интервале 2793-2842 м был получен приток нефти дебитом 33 м³/сут при депрессии 18,5 МПа на штуцере 6 мм; промысловый газовый фактор составил 107 м³/м³.

При испытании скв. № 5Р с открытым забоем был получен приток нефти дебитом 71 м³/сут при депрессии 8,6 МПа на 8 мм штуцере; газовый фактор составил 1545 м³/м³. Скважина № 7Р при испытании в интервале 2794-2824 м дала 42,1 м³/сут нефти с газовым фактором 1751 м³/м³ при депрессии 18,3 МПа.

Геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта представлены в табл. 1.

Общая толщина пласта изменяется от 50,0 до 265,0 м, в среднем составляя 100,0 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины – 43,8 м. Наименьшее значение нефтенасыщенной толщины (46,6 м) в скважине № 7Р, расположенной в центре залежи, от которой в северном и южном

направлениях происходит увеличение нефтенасыщенных толщин. Эффективная водонасыщенная толщина изменяется от 16,0 м (скв. № 8Р) до 218,4 м в скв. № 7Р. Отношение эффективной толщины к общей имеет высокое значение и составляет в среднем по пласту 0,86 [3].

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика пласта М Северо-Останинского месторождения

Параметры	Пласт М
Средняя глубина залегания, м	-2660,6
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	каверно – трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	26750
Средняя общая толщина, м	100
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	43,8
Пористость, доли ед.	0,006
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,65
Проницаемость, мД	4,46
Коэффициент песчанистости, дол ед.	0,86
Расчлененность, ед	8,4
Пластовая температура, °С	116
Пластовое давление, мПа	28,3
Абсолютная отметка ВНК, м	-2712,3
Коэффициент сжимаемости пористой среды, $\cdot 10^{-5}$ 1/мПа	7

Продолжение таблицы 1

Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом (водой)	0,832
--	-------

Керн отобран в 13 скважинах (№№ 2Р, 3Р, 5Р, 6Р, 7Р, 8Р, 9Р, 10Р, 11Р, 12П, 13Р, 14Р, 16Р, 5, 3). Общий вынос керна в среднем составил 60,1 % от проходки, в эффективной части пласта - 17 %.

ВНК принят условно на абсолютной отметке минус 2712,3 м по нижней отметке вскрытой части разреза в скв. № 3Р, согласно оперативному подсчету запасов, который был выполнен в 1985 г. Размеры залежи 5,0-8,4 км х 3,5-4,4 км и высота 72 м.

По продуктивности залежь относится к средним, по запасам - к категории мелких.

1.3 Состав и свойства нефти и газа

1.3.1 Свойства нефти

Для исследования физико-химических свойств пластовых флюидов Северо-Останинского месторождения проведены мероприятия по отбору проб из продуктивных скважин № 3Р, № 5Р, № 7Р. Отбор проб нефти производился из каждой скважины на интервале 2866-2870м пласта М.

Исследования проводились в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК».

С помощью программы PVTi™ на основе компонентного состава пластовой нефти производился расчет физико-химические свойства нефти и газа для скв. № 3Р, № 5Р, № 7Р. В результате обработки результатов исследований в программе PVTi™ получен расчетный компонентный состав пластовой смеси для региона в районе скв. № 3Р, № 5Р, № 7Р.

Газосодержание пластовой нефти скв № 3Р равно 107 м³/т, объемный коэффициент – 1,31, вязкость – 1,17 мПа·с, плотность в поверхностных условиях 850,8 кг/м³.

Нефть, полученная из скв. № 5Р, легкая (плотность в стандартных условиях 769 кг/м³, в пластовых условиях - не определена), малосмолистая (содержание смол- 3,3% масс.), высокопарафинистая (17 % масс.), содержание серы не определено, кинематическая вязкость при 50 °С – 1,7 мПа·с.

Из скв. № 7Р получена смесь нефти и газа, промышленный газовый фактор равен 1791 м³/м³, плотность в пластовых условиях - 662 кг/м³, после сепарации – 850,8 кг/м³, вязкость в пластовых условиях - 0,077 мПа·с, вязкость после сепарации – 6,6 мПа·с, объемный коэффициент составляет 1,817, газосодержание составляет 408,5 м³/т. В табл. 2 представлены физико-химические свойства нефти.

Таблица 2 – Физико-химические свойства нефти СОНГКМ

Наименование	Единица измерения	Значение
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	662,0-706,9
Плотность нефти в стандартных условиях	кг/м ³	769,0-850,8
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	0,077-1,17
Вязкость нефти в стандартных условиях		
при 20°С	мПа·с	2,4-6,6
при 50°С	мПа·с	1,7-1,9
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% массов	-
смол силикагелевых	% массов	3,3
асфальтенов	% массов	следы

Продолжение таблицы 2

парафинов	% массов	17
Выход фракций		
100°C	% об.	34
150°C	% об.	42
200°C	% об.	55
250°C	% об.	66
300°C	% об.	83
Газосодержание	м ³ /т	107-408,5
Температура застывания	°С	+5
Объемный коэффициент	доли ед.	1,31-3,22
Коэффициент сжимаемости,	1/мПа · 10 ⁻⁵	1,74-14,0
Давление насыщения газом	мПа	20-23
Шифр технологической классификации по (ГОСТ, ОСТ)	Нефть легкая с незначительной вязкостью высоко парафинистая	

1.3.2 Свойства газа

Газ характеризуется как «жирный», содержание метана 59,6-79,1 %, этана – 7,8 – 11,5 %. Пластовый газ содержит CO₂ (0,1-2,9 %). Отмечено присутствие азота и редких газов (1,5-3 %).

Относительная плотность газа по скв. №№ 5Р и 7Р изменяется в диапазоне 0,718 – 0,772. Газ сепарации, полученный из скв. № 3Р намного тяжелее, его относительная плотность по воздуху 0,95. Прослеживается

значительное отличие компонентного состава газа из скв. №№ 5Р и 7Р от компонентного состава газа, полученного из скв. № 3Р.

1.3.3 Запасы нефти

Запасы нефти Северо-Останинского нефтяного месторождения в ГКЗ СССР не представлялись, т. к. недостаточный вынос керна определил трудности обоснования подсчетных параметров.

Оперативный подсчет запасов выполнялся силами ПГО «Томскнефтегазгеология».

Утверждение запасов нефти проводилось на уровне ЦКЗ Мингео СССР в 1980, 1981 и 1985 гг. (протокол от 11 февраля 1985 года).

По состоянию на 01.01.2012г на Госбалансе РФ числятся запасы нефти категории С₁ в количестве 2550 тыс. т (геологические), из них 1590 тыс. т извлекаемых.

В 1994-1996 гг. специалисты ВНИГНИ выполнили научно-исследовательскую работу, в которой отражены результаты моделирования природного резервуара Северо-Останинского месторождения нефти и газа на основе обработки и структурно-литологической интерпретации (переинтерпретации) данных сейморазведки МОГТ по 21 сейсмическому профилю в объеме 260 пог. км, бурения и ГИС, базирующихся на методологии и технологии ВНИГНИ.

В пределах Северо-Останинской площади две залежи углеводородов. Первая из них вскрыта скважиной № 3Р, а вторая - скважинами №№ 5Р и 7Р. Залежи гидродинамически не сообщаются. Для проектирования использовались запасы нефти, находящиеся на государственном балансе. По количеству запасов месторождение классифицируется как мелкое, по геологическому строению - сложное. Дополнительные сведения о запасах представлены в табл. 3 и табл. 4.

Таблица 3 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород тыс. м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности доли ед.	Пересчетный коэффициент доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти тыс. т
М	С ₁	26500	52,5	1391250	0,005	0,60	0,7	0,85	2550

Таблица 4 – Состояние запасов нефти на 01.01.2014г.

Подсчетный объект	Начальные запасы нефти, тыс.						Текущие запасы нефти, тыс. т		
	ГКЗ Роснедра			На государственном балансе			Геологические	Извлекаемые	КИН, доли ед.
	Геологические	Извлекаемые	КИН, доли ед.	Геологические	Извлекаемые	КИН, доли ед.			
	С ₁	С ₁	С ₁	С ₁	С ₁				
М	2550	1590	0,624	2550	1590	0,624	2548	1588	0,624

1.4 Состояние разработки Северо – Останинского месторождения

За период пробной эксплуатации из 11 добывающих скважин запланированных, пробурено всего 5 эксплуатационных скважин. В 2010 г. пробурено две наклонно-направленных скважины (№ 3 и 4). В 2011 г. пробурено три скважины, одна наклонно-направленная (№ 5) и две горизонтальных (№ 7г и 8г). Кроме того, из 5 пробуренных скважин, только 3 скважины дали промышленные притоки нефти (скв. № 4, 5 и 7г), скважина № 3 по результатам испытаний дала воду с пленкой нефти.

Добыча нефти на Северо-Останинском месторождении ведется с октября 2010 г. Объектом разработки является пласт М.

В 2010 г. месторождение эксплуатировалось одной фонтанной скважиной № 4 с дебитом 34,1т/сут с обводненностью 0,0%. С октября по декабрь 2010г. скважина № 4 отработала всего 10,8 сут.

В табл. 5 приведены показатели добычи за 2010г.

Таблица 5 – Показатели добычи нефти, жидкости, воды, Северо-Останинского месторождения за 2010г

Год	2010		
	Добыча нефти	Добыча жидкости	Добыча воды
Месяц	тыс. т.	тыс. т.	тыс. т.
Октябрь	0,1150	0,1150	0,0
Ноябрь	0,1240	0,1240	0,0
Декабрь	0,1309	0,1309	0,0
Всего за год	0,3699	0,3699	0,0

Накопленная добыча за 2010 г. составило: нефти 0,3699 тыс. т, жидкости 0,3699 тыс. т, воды 0,0 тыс. т, газа 0,340 млн. м³. В январе 2011 г. в эксплуатацию на пласт М введена скважина № 5 с дебитом безводной

нефти 5,0 т/сут. В июле 2011г. в эксплуатацию на пласт М введена скважина № 7г с дебитом безводной нефти 131,0 т /сут . Согласно проекту, в период пробной эксплуатации разработка залежи планировалась на естественном режиме, поэтому закачка воды в пласт не производилась.

Общий фонд добывающих скважин на период 2010 г. составляет всего 2 скважины из них в действующем фонде 1 скважина и одна скважина в освоении (по проекту 5 скважин). На период 2011г. Общий фонд добывающих скважин составляет 4 скважины из них в действующем фонде 3 скважины и одна скважина в освоении (по проекту 6 скважин). За период 2010-2011гг. общий фонд добывающих скважин составил всего 5 скважины, из них в действующем фонде 3 скважины и две скважины в освоении (по проекту 11) что также существенно отстают от проектных показателей.

Систему разработки месторождения на полное развитие предполагалось определить после реализации работ по проекту пробной эксплуатации. На текущую дату проект пробной эксплуатации реализуется с существенными осложнениями, так как месторождение мало изученное, коллектор порово-кавернозный приурочен к обособленному тектоническому блоку. Все это привело к тому, что в процессе реализации пробного проекта эксплуатации возникали сложности при бурении скважин, а также технологические проблемы при освоении скважин и выводе на режим.

В конце марта 2012 г. были пробурены и освоены, а в апреле введены в эксплуатацию скважины: №9 с дебитом 27,8 т/сут, с обводненностью 1,8%; № 27 с дебитом 24 т/сут, с обводненностью 2,0%; №37 с дебитом 6,7 т/сут, обводненностью 75,7 %, а в июле пробурены, освоены и в августе месяце введены в эксплуатацию 3 скважины на 1 кусту. Это скважины №1г с дебитом 119,5 т/сут. ($d_{шт}=8$ мм), обводненностью 0,0%; №2г с дебитом 67,1 т/сут ($d_{шт}=6$ мм), обводненностью 0,0%; №6г с дебитом 95,5 т/сут ($d_{шт}=8$ мм), обводненностью 0,0%; №8г – находилась в фонде освоения (по причине

обводнения пластовой водой). При запуске в коллектор прекращает фонтанирование.

В 2012 г. скважина №3 после проведения кислотного ГРП, не вышла на режим фонтанирования, была переведена на механизированный способ добычи, и работает в периодическом режиме 1 час работы, 6 часов накопление. У скважины №5 также было проведено кислотное ГРП после которого показатели по притоку (работе) не улучшились, работает также в периодическом режиме, причина этому является низкое пластовое давление, ограниченный контур питания, в конце 2012г. была остановлена в накопление и по сей день. В октябре 2013г. Скважина №8 из-за отсутствия притока углеводородов была переведена в ППД.

1.5 Текущее состояние разработки Северо – Останинского месторождения

На 01.01. 2013 г. общий фонд скважин всего 11: добывающие – 10 скважин, 1 –нагнетательные, 2 – газоконденсатных, контрольные, газовые, водозаборные скважины отсутствуют (табл. 6).

Таблица 6 – Общий фонд скважин на Северо-Останинском месторождении

Категория фонда	Пласт М	Месторождение
Фонд скважин на 01.01.2013, всего	11	11
в том числе:		
- добывающие	10	10
- нагнетательные	1	1
- газовые	-	-
- контрольные	-	-

Продолжение таблицы 6

- водозаборные	-	-
-газоконденсатные	2	2

Действующий фонд – 6 скважин. Пять скважин эксплуатируются фонтанным способом, две скважин механизированным способом (УЭЦН). Шесть скважин (1г,2г,6г,9,27,4) работают в постоянном режиме, четыре скважины (7г,37,3,5) находятся в накопления из-за отсутствия промышленного притока, запуск производится на короткий промежуток времени (Рис. 2).

Таблица 7 – Показатели эксплуатации по скважинам Северо-Останинского месторождения за 2013г

№ скв.	Дебит		Обводненность, %	Способ эксплуатации
	Нефти, т/сут	Жидкости,т/сут		
1г	103,5	103,5	0,0	Фонтанный
2г	55,2	55,2	0,0	Фонтанный
3	3,2	3,4	6,0	УЭЦН
4	20,8	20,8	0,0	Фонт.-УЭЦН
5	0,2	0,2	0,0	Фонтанный
6г	37	74	50,0	Фонтанный
7г	3,4	4,4	32,7	Фонтанный
37	1,0	2,6	68,9	Фонтанный

Таблица 8 – Показатели эксплуатации по скважинам Северо-Останинского месторождения за 2013г

№ скв.	Дебит			Обводненность, %	Способ эксплуатации
	Конденсата т/сут	Газа м ³ /сут	Жидкости т/сут		
9	23,1	231,6	30	23,0	Фонтанный
27	22,1	415,6	22,1	0,0	Фонтанный

Таблица 9 – Показатели добычи нефти, конденсата, жидкости, воды, газа Северо-Останинского месторождения за 2013г

Показатели	2013				
	Добыча нефти	Добыча жидкости	Добыча воды	Добыча газа	Добыча конденсата
Квартал	тыс. т.	тыс. т.	тыс. т.	тыс.м ³	тыс.т
I	22604,9	29613,3	3702,2	47362,4	3306,3
II	21774,5	28668,2	4803,5	32841,1	2089,3
III	22587,2	30822,2	5220,1	48449,2	3014,8
IV	20602,9	28811,4	6872,1	37217,3	1336,4
Всего за год	87570,4	117915,1	20597,2	165870,0	9746,8

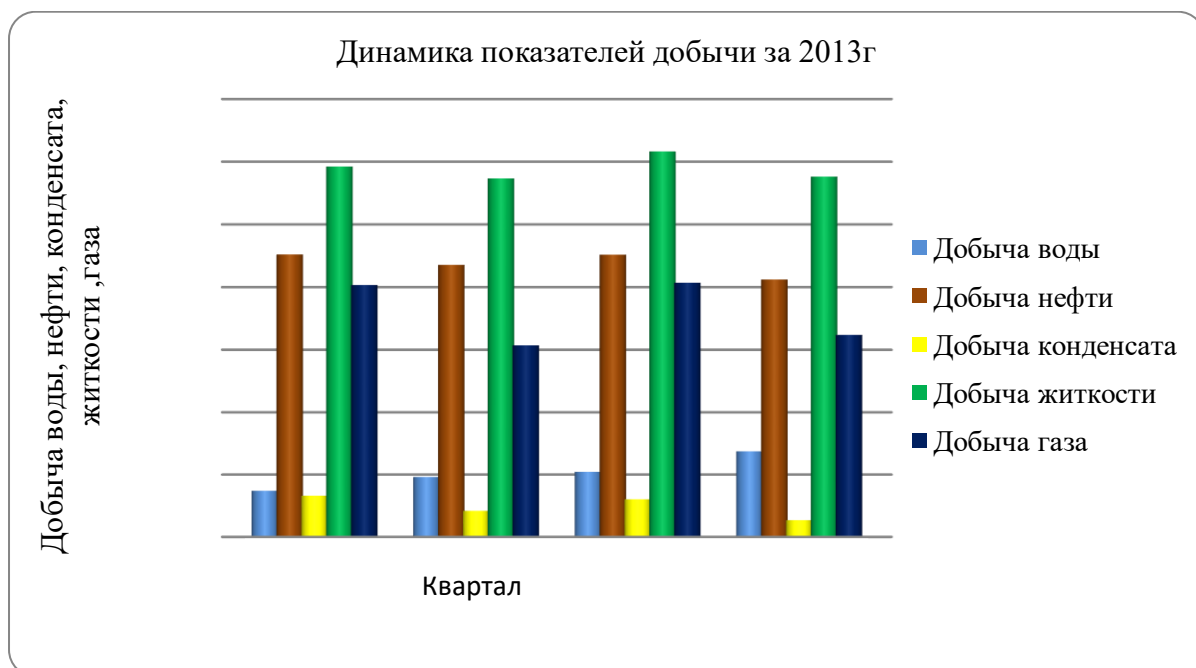


Рисунок 2 – Динамика показателей добычи за 2013г.

Показатели эксплуатации по скважинам Северо-Останинского месторождения за 2014г. Особых изменений в добыче за 2014г не происходило за исключением перевода скважин (1г,2г,6г) с фонтанного способа добычи в механический, вызвано это снижением пластовой энергии и увеличения обводненности продукции.

Таблица 10 – Показатели эксплуатации по скважинам Северо-Останинского месторождения за 2014г

№ скв.	Дебит		Обводненность, %	Способ эксплуатации
	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1г	68,0	7,0	9,4	Фонт.-УЭЦН
2г	60,0	15,0	20,0	Фонт.-УЭЦН
3	0	0	0	УЭЦН
4	82,8	29,0	25,9	УЭЦН

Продолжение таблицы 10

5	0	0	0	Фонтанный
6г	25,5	135,3	81,1	Фонт.-УЭЦН
7г	0	0	0	Фонтанный
37	0	0	0	Фонтанный

Таблица 11 – Показатели эксплуатации по скважинам Северо-Останинского месторождения за 2014г

№ скв.	Дебит			Обводненность, %	Способ эксплуатации
	Конденсата т/сут	Газа м ³ /сут	Жидкости т/сут		
9	13,4	1445,2	17,2	36,1	Фонтанный
27	23,2	4021,5	23,2	0,0	Фонтанный

Таблица 12 – Показатели добычи нефти, конденсата, жидкости, воды, газа Северо - Останинского месторождения за 2014г

Показатели	2014				
	Добыча нефти	Добыча жидкости	Добыча воды	Добыча газа	Добыча конденсата
Квартал	тыс. т.	тыс. т.	тыс. т.	тыс.м ³	тыс.т
I	17391,4	32015,9	12468,3	54565,1	2156,3
II	18108,5	35814,8	15585,6	39170,8	1520,7
III	19887,5	39303	17386,7	48344,3	2028,7
IV	10033,7	19086,6	7639,1	38075,3	1413,8

Продолжение таблицы 12

Всего за год	65421,1	126420,3	53279,7	180155,5	7719,5
--------------	---------	----------	---------	----------	--------

По данной диаграмме мы видим увеличение отбора жидкости из скважин по сравнению с 2013г, но и заметно падение количество извлекаемых жидких углеводородов и повышение обводненности которая к концу года составила 45,2 % от общей добычи Северо-Останенского месторождения.

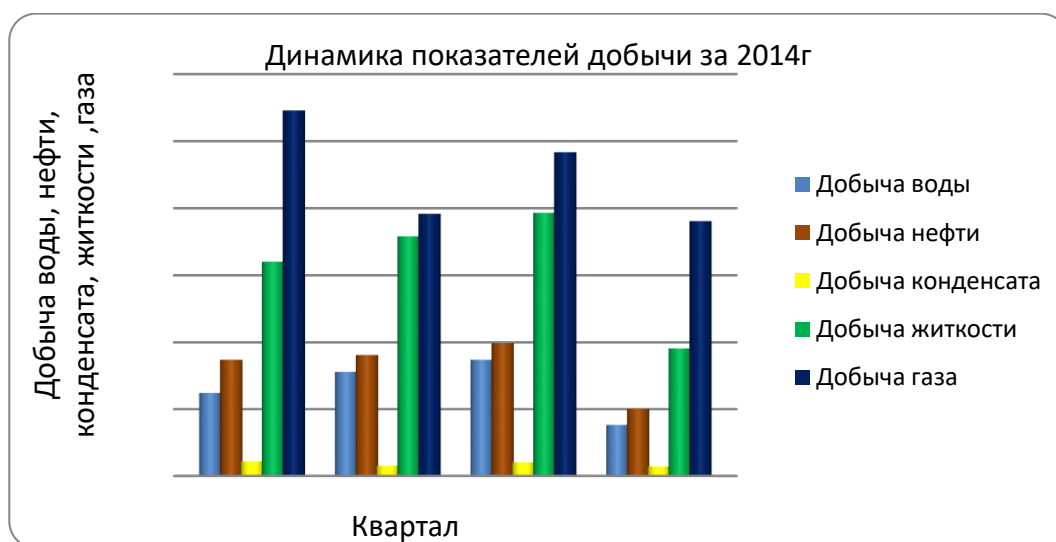


Рисунок 3 – Динамика показателей добычи за 2014г.

По состоянию на 01.01.2015г:

- Добыча нефти с начала года составило 65421,1 тыс. т (рис. 3.8), с начало разработки 229660,3 тыс. т.;
- Добыча жидкости с начало года 126420,3 тыс. т (рис. 3.8), с начало разработки 351072,9 тыс. т.;
- Добыча пластовой воды с начало года 53279,7 тыс. т (рис. 3.8), с начало разработки 83052,1 тыс. т.;
- Добыча газа с начало года 180155,5 тыс. м³ (рис. 3.8), с начало разработки 444408,5 тыс. м³;
- Добыча конденсата с начала года 7719,5 тыс. т. (рис. 3.8), с начало разработки 17466,3 тыс. т.

Утилизация попутной воды производится спомощью закачки в пласт с установки БКНС в скважину №8. Утилизация попутного газа происходит частично на факела, а также на газотурбинных установках на энергокомплексе. На конец 2013г.было запланировано вводом в эксплуатацию газокompрессорной станции. Далее утилизированный газ компрессорами будет транспортироваться по газопроводу на УПГ «Мыльджино». Строительство газокompрессорной станции затянулась и запуск был перенесен на 2015г.

Таблица 13 – Категории фонда

Категория фонда	Пласт М	Месторождение
Фонд скважин на 01.01.2015, всего	11	11
в том числе:		
- добывающие	10	10
- нагнетательные	1	1
- газовые	-	-
- контрольные	-	-
- водозаборные	-	-
-газоконденсатные	2	2

Действующий фонд – 6 скважин. Две скважины эксплуатируются фонтанным способом, пять скважин механизированным способом (УЭЦН). Шесть скважин (1г,2г,6г,9,27,4) работают в постоянном режиме, четыре скважины (7г,3,5,37) закрыты в накопление по причине отсутствия промышленного притока [1].

2 ТЕОРИТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

2.1 Общая характеристика гидратов природных газов

Для добычи природного газа применяется метод фонтанной эксплуатации скважин, который обычно осуществляется через подъемные трубы. Однако в случаях, когда имеются значительные дебиты газа и отсутствуют твердые примеси или агрессивные компоненты, скважины могут быть эксплуатированы одновременно через подъемные трубы и затрубное пространство.

Для контроля работы газовых скважин проводятся соответствующие замеры, регистрируются рабочие параметры и анализируются результаты периодических исследований. Нарушение условий, влияющих на установление технологического режима работы газовых скважин, или неполный учет этих условий может вызвать различные проблемы при эксплуатации.

Гидраты углеводородных газов являются нестабильными соединениями, содержащими воду. Существует класс неорганических соединений, известных как "твердые гидраты", которые представляют собой твердые вещества с ионными связями, где ионы окружены молекулами воды и образуют кристаллическую структуру.

Образование гидратных заторов может привести к засорению скважин, газопроводов, сепараторов, а также нарушить работу измерительных приборов и регулирующих устройств. Часто образование гидратов приводит к выходу из строя клапанов и регуляторов давления, при котором дросселирование газа сопровождается резким понижением температуры.

Газовые гидраты являются твердыми кристаллическими соединениями, которые образуются при определенных термобарических условиях из водного раствора, льда, водяных паров и низкомолекулярных газов. По своему внешнему виду они напоминают лед или снег. Гидраты

образуются при давлениях от 10 до 30 МПа и типичных температурах ниже +15 до -20 °С.

Газовые гидраты имеют структуру, состоящую из каркаса или решетки с полостями, в которые встраиваются молекулы газа и связываются с помощью Ван-дер-Ваальсовых сил. Такое взаимодействие приводит к образованию кристаллических соединений. Существует классификация газовых гидратов на основе их структур, где основными типами являются Кубическая I (КС-I), Кубическая II (КС-II) и Гексагональная III (ГС-III). На данный момент установлено, что при низких давлениях газы CH₄, CO₂, H₂S, Xe, CF₄, C₂H₆, C₂H₄ образуют гидраты структуры КС-I, в то время как газы Ar, Kr, O₂, N₂, C₃H₈, i-C₄H₁₀ образуют гидраты структуры КС-II [13].

Фазовая диаграмма (кривые I-IV) условий образования простых гидратов (образованных из индивидуального газа и воды) представлена на рисунке 4. Область существования гидратов находится слева от кривых I и IV. Точки p_k и p_k' обозначают верхнюю и нижнюю критические точки гидратообразования. Таким образом, при изменении одного параметра, например, давления, можно однозначно определить другой параметр, такой как температура.

Одним из основных свойств гидратов является давление разложения при температуре 0°С ($p_T=0$), температура разложения при абсолютном давлении 1 атм ($T_p=1$), теплота образования гидратов из газа и жидкой воды (ΔH_1) и из газа и льда (ΔH_2), а также верхняя критическая точка разложения гидрата ($T_{кр}$, $p_{кр}$). Характеристики некоторых индивидуальных газов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики индивидуальных газов

Компонент	$p_T=0$, а	$T_p=1$, °С	$T_{кр}$, °С	$p_{кр}$, атм	ΔH_1 , ккал/моль	ΔH_2 , ккал/моль
Метан	26	-29	-	-	14,51	4,4
Этан	5,2	-15,8	14,5	34	15,02	6,3
Пропан	1,7	-8,5	5,5	5,6	32	6,34
Изобутан	1,2	0	2,6	1,7	32,96	5,37

Продолжение таблицы 14

Углекислый Газ	12,47	-24	10	45	14,42	-
Сероводород	0,96	0,35	29,5	23	14,81	6,86
Азот	160,08	-	-	-	11,84	3,8

Во время добычи нефти, газа и газового конденсата возникают газогидраты, которые могут образовываться как в призабойной зоне скважины, так и в самом стволе скважины.

В случае образования газогидратов в призабойной зоне, они заполняют поры коллектора, что приводит к уменьшению проницаемости скважины. Такая ситуация препятствует свободному потоку нефти, газа или газового конденсата и снижает эффективность добычи.

В стволе скважины гидраты откладываются на стенках, что приводит к уменьшению диаметра скважины и снижению ее пропускной способности. Это приводит к ограничению потока добываемых флюидов и требует принятия мер для удаления гидратов или предотвращения их образования.

В редких случаях гидраты могут образовываться в устьевом оборудовании, например, в обратном клапане при отдельной добыче нефти и газа из одной скважины. Это может привести к нарушению нормальной работы оборудования и требует дополнительных усилий для его исправления или очистки от гидратов.

В целом, образование газогидратов при добыче нефти, газа и газового конденсата является серьезной проблемой, которая влияет на производительность скважин и требует специальных мер для предотвращения и устранения гидратов.

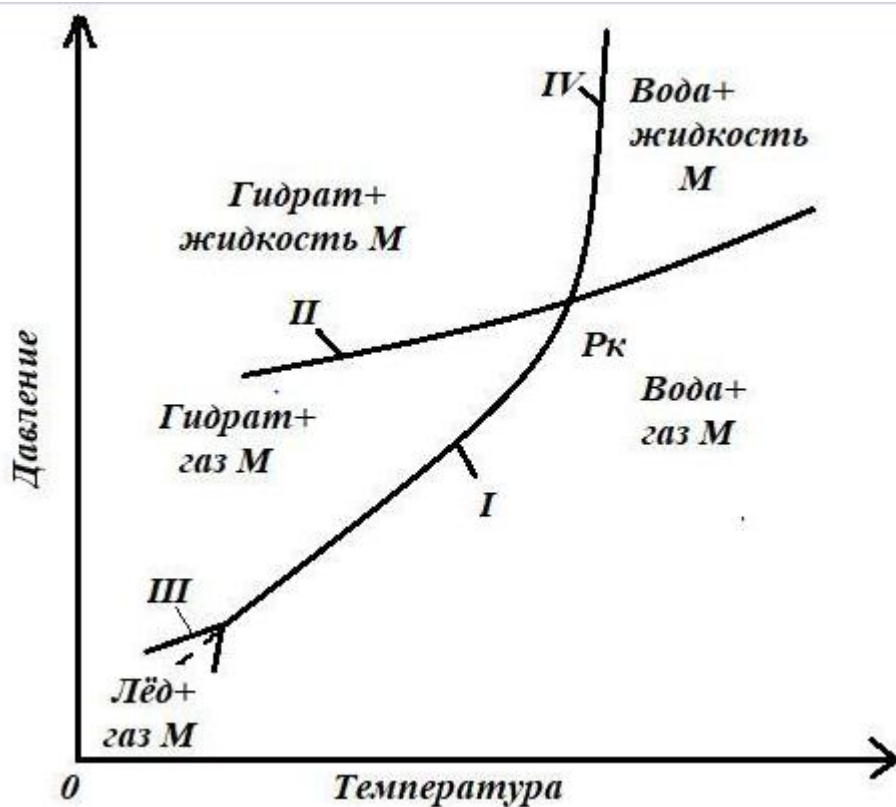


Рисунок 4 – Принципиальная диаграмма фазовых состояний системы газ-гидрат

Условия необходимые для образования гидрата:

- Соответствие нормы воды (количество воды не должно превышать нормы или быть в недостатке);
- Благоприятные термобарические условия, для образования гидратов необходимо сочетание низкой температуры и высокого давления;
- Наличие веществ, образующих гидрат (этан, метан, двуокись углерода и др.) [8].

2.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием

Классификация основных методов борьбы с гидратообразованием (см. рис.2) включает:

1.Химические ингибиторы:

- Ингибиторы гидратообразования, которые действуют на кинетические и термодинамические аспекты процесса образования гидратов;
- Ингибиторы гидратоотложения, которые применяются для

предотвращения многофазного транспорта продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин в условиях образования гидратов.

2. Технологические методы, которые заключаются в поддержании безгидратных режимов, чтобы предотвратить образование гидратов.

3. Физические методы:

– Механические методы, которые основаны на использовании механических средств для предотвращения образования и удаления гидратов;

– Тепловые методы, которые включают применение тепла для разрушения гидратов и поддержания безгидратного состояния;

– Физические поля, такие как акустические и СВЧ (сверхвысокочастотные) поля, используются для разрушения гидратных структур и предотвращения их образования.

В общем, методы борьбы с гидратообразованием включают применение химических ингибиторов, технологические подходы и различные физические методы, которые направлены на предотвращение или устранение гидратов.



Рисунок 5 – Классификация основных методов борьбы техногенными гидратообразованиями

Физический метод борьбы с гидратообразованием включает механическое удаление гидратов путем скребкования или нагрева зоны с гидратами. Технологический метод заключается в предотвращении возникновения условий гидратообразования путем контроля технологического процесса, однако в некоторых случаях это может быть невозможно, особенно при освоении и вызове притока скважины.

Однако физические и технологические методы не получили широкого применения на практике в отличие от химических методов. Поэтому в дальнейшем мы рассмотрим подробнее химические методы.

Ингибитор гидратообразования – это вещество, которое влияет на термобарические условия гидратов или на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке. Существуют три класса ингибиторов гидратообразования:

1. Реагенты, которые замедляют рост газогидратных агломератов путем блокировки водной фазы и предотвращения контакта газа и воды.

2. Кинетические ингибиторы, которые временно препятствуют образованию гидратов и замедляют рост жизнеспособных центров кристаллизации.

3. Термодинамические ингибиторы, которые изменяют активность воды и смещают трехфазное равновесие "газ-водная фаза-газовые гидраты" в сторону низких температур. К таким ингибиторам относятся алифатические спирты, водные растворы неорганических солей и другие вещества.

Таким образом, ингибиторы гидратообразования воздействуют на различные аспекты процесса образования гидратов и играют важную роль в предотвращении и контроле гидратных образований [2].

2.2 Ингибиторы гидратообразования

2.2.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования

На данный момент существует несколько типов термодинамических ингибиторов, включая:

А) Антигидратные реагенты на основе гликолей:

Диэтиленгликоль широко используется в качестве ингибитора гидратообразования при осушке газа. Он обладает высокой эффективностью и хорошо растворяется в газовой фазе. Однако диэтиленгликоль имеет некоторые недостатки, такие как высокая стоимость, сложности в разделении с нестабильным конденсатом и высокая температура кристаллизации, что затрудняет его использование в суровых северных условиях. Для снижения стоимости были разработаны ингибиторы, содержащие различные гликоли, такие как этиленгликоль, полигликоли и другие. Их наиболее эффективное применение обычно находится на стадиях осушки и охлаждения газа.

Б) Водные растворы электролитов:

Часто используются водные растворы хлорида кальция (КС1) с концентрацией 25%. Главное преимущество этих ингибиторов - высокая антигидратная активность, доступность технических вариантов, простота приготовления растворов и их безопасность. Однако у них также есть некоторые недостатки, такие как высокая коррозионная активность и возможность образования осадка при смешивании с минерализованной пластовой водой. Эти ингибиторы обычно применяются на небольших месторождениях в средней и южной полосе России.

Таким образом, различные типы термодинамических ингибиторов играют важную роль в предотвращении образования гидратов при обработке и транспортировке газа. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, и выбор конкретного ингибитора зависит от условий эксплуатации и требований процесса. Существуют Кинетические ингибиторы гидратообразования, которые представляют собой водорастворимые полимеры низкой молекулярной массы (500-1000) с использованием концентрации от 0,5% до 1% массы. Они обладают несколькими преимуществами, такими как сокращение затрат и более высокий уровень экологической безопасности. Кроме того, они могут быть применены в существующих системах для ввода метанола. Однако в России применение кинетических ингибиторов ограничено некоторыми факторами.

Недостаточная надежность подхода ингибирования, проблемы совместимости с пластовой минерализованной водой, а также очень близкая к нулю температура замерзания ограничивают их использование в условиях крайнего севера. Также существуют ограничения по вязкости раствора, поэтому концентрация кинетического ингибитора не должна превышать 2%. В целом, хотя кинетические ингибиторы гидратообразования имеют некоторые преимущества, их применение в России требует дальнейшего совершенствования и исследований.

Ингибиторы гидратоотложения. Антигидратные составы, которые относятся к кинетическим ингибиторам гидратообразования, предотвращают образование гидратов. Эти методы сходны с методами борьбы с соле- и парафиноотложениями. Основной принцип действия этих агентов заключается в "блокировке" водной фазы в потоке, что существенно замедляет рост гидратных частиц.

Химический состав антигидратных составов включает поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль. В качестве поверхностно-активных веществ часто используются метил- и этиленгликонат натрия. Однако при использовании таких ингибиторов возникает риск образования пены, что может привести к усилению процесса гидратообразования.

Таким образом, антигидратные составы, содержащие поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль, являются одним из типов кинетических ингибиторов гидратообразования. Они предотвращают образование гидратов путем блокировки водной фазы, однако возможно образование пены, что требует соответствующих мер предосторожности.

3 МЕТОДЫ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ГИДРАТОВ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННЫХ РАСЧЕТОВ

3.1 Условия образования гидратов на Северо-Останинском месторождении

На Северо-Останинском месторождении добыча природного газа осуществляется посредством скважин, методом его извлечения из глубин.

В процессе добычи пластовое давление в залежах плавно снижается благодаря равномерному распределению скважин по всей территории месторождения. Природный газ заполняет микроскопические поры подземных образований, которые взаимно связаны трещинами и каналами. Через эти трещины и каналы газ перемещается из областей с низким давлением в области с более высоким давлением и поднимается вверх через скважины.

Для эффективного контроля работы скважин необходимо регистрировать и отслеживать все рабочие параметры и соответствующие измерения. Также важно периодически анализировать полученные результаты. Одним из основных параметров, который влияет на другие, является давление. В процессе испытания и эксплуатации скважин необходимо знать следующие абсолютные давления: на устье закрытой скважины, на устье эксплуатируемой скважины при потоке газа, на устье эксплуатируемой скважины в статическом состоянии (например, в кольцевом пространстве при отборе газа через фонтанные трубы), на уровне середины продуктивного пласта в закрытой скважине и на уровне середины продуктивного пласта в эксплуатируемой скважине. После прохождения процесса сепарации, газ направляется в газосборный коллектор и, после дополнительных процедур, может быть отправлен в магистральный газопровод [4].

Произведем расчет условий гидратообразования на месторождении Северо-Останинского путем определения относительной плотности

природного газа по воздуху. Состав газа на месторождении приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Содержание компонентов в газе месторождения Северо-Останинское

Компоненты	Пластовый газ	
	г-моли	% мол
CH ₄	911,8	89,0 2
C ₂ H ₆	30,17	2,95
C ₃ H ₈	18,19	1,78
iC ₄ H ₁₀	5,56	0,54
nC ₄ H ₁₀	3,7	0,36
iC ₅ H ₁₂	2,37	0,23
nC ₅ H ₁₂	1,32	0,13
C ₆ H ₁₄₊	12,76	1,25
N ₂	24,67	2,41
CO ₂	13,52	1,32
He	0,15	0,01
C ₅₊	16,45	1,61
Всего	1024	100

Найдем молярные концентрации для каждого компонента в смеси, данные занесем в таблицу:

$$Mr^* = \frac{m * Mr}{100}$$

Найдём молекулярную массу смеси (углеводороды выше бутана не участвуют в гидратообразовании, поэтому их не учитываем, так же, как гелий и азот):

$$\sum_{CH_4}^{C_4H_{10}} Mr^* = 17,01, \quad (1)$$

Найдём относительную плотность смеси по воздуху:

$$\rho = \frac{\sum_{CH_4}^{C_4H_{10}} Mr^*}{29} = 0,59, \quad (2)$$

Таблица 16 – Расчёты

Компонент	Массовая концентрация, %	Молярная масса, г/моль.	Молярная концентрация смеси
CH ₄	89,2	16	14,24
C ₂ H ₆	2,95	30	0,89
C ₃ H ₈	1,78	44	0,78
iC ₄ H ₁₀	0,54	58	0,31
nC ₄ H ₁₀	0,36	58	0,21
iC ₅ H ₁₂	0,23	70	-
nC ₅ H ₁₂	0,13	70	-
C ₆ H ₁₄₊	1,25	82	-
N ₂	2,41	28	-
CO ₂	1,32	44	0,58
He	0,01	2	-
C ₅₊	1,61	70 ⁺	-
Всего	100		17,01

Зависимость давления гидратообразования от температуры (построена методом интерполяции, на основании расчёта относительной плотности смеси по воздуху), которой можно пользоваться для расчета условий образования газогидратов в добывающих скважинах (Рис.6).

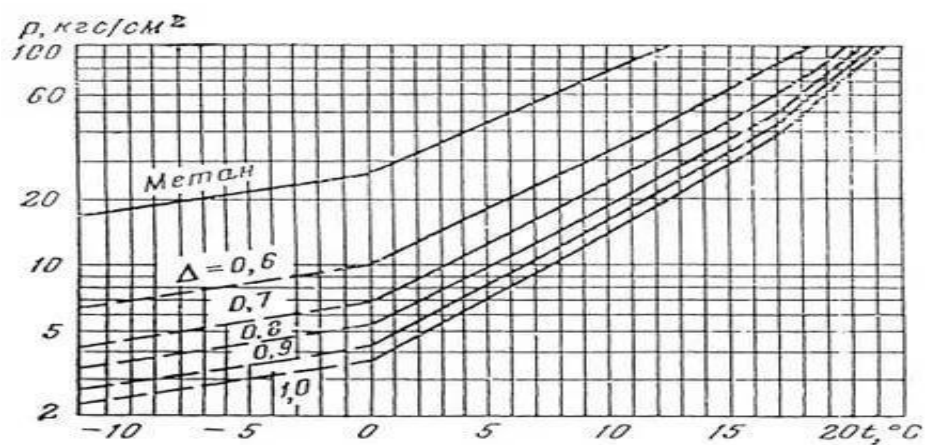


Рисунок 6 – Зависимость давления гидратообразования от температуры

Слева от кривых область существования гидратов, а справа область их отсутствия. Чем выше относительная плотность газа по воздуху, тем меньше давление, при котором образуются гидраты. При давлениях до 100 кг гидраты образуются при температуре + 18⁰К.

3.2 Методы борьбы с гидратообразованием, применяемые на Северо-Останинском месторождении

Методы борьбы с гидратообразованиями делятся на 3 группы:

- понижение давления ниже давления разложения гидратов;
- подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения гидратов;
- ввод ингибиторов в газовый поток.

Метод снижения давления. Сущность этого метода заключается в том, что давление газа снижают ниже давления гидратообразования при предупреждении образования гидратов и ниже давления разложения - при разрушении образовавшихся гидратов. Давление снижают следующим способом: отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон пробки через продувочные свечи выпускают газ. Односторонний выпуск газа не допускается во избежание гидратного удара, который может привести к прорыву газопровода.

После разложения гидратов учитывается возможность накопления жидких углеводородов на продуваемом участке и образование повторных гидратоледяных пробок за счет резкого снижения температуры.

Метод снижения давления дает положительный эффект лишь в условиях, когда гидраты разлагаются при положительных температурах, т.к. в противном случае вода, образующаяся при разложении гидратов, переходит в лед.

Хорошие результаты дает метод снижения давления в комбинации с вводом ингибиторов - спиртов, которые переводят воду из гидрата в раствор

с низкой температурой замерзания и тем позволяют ликвидировать гидратные пробки даже при отрицательных температурах.

Методы снижения давления как временное мероприятие может применяться и для предупреждения гидратообразования.

Метод снижения давления может быть применен в аварийных условиях для разложения гидратов в газопроводе путем кратковременного поддержания давления ниже давления разложения гидратов, но при этом температура должна быть не ниже 0°C .

Недостатком этого метода является медленное разложение гидрата. Он не рекомендуется при отрицательных температурах, так как образовавшаяся вода при отрицательных температурах превращается в ледяную пробку, которую можно удалить только нагревом.

Метод повышения температуры газа. Предупреждение образования гидратов методом повышения температуры газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. Температуру газа поддерживают выше температуры образования гидратов подогревом газового потока до точки возможного образования гидратов, а также изменением интенсивности газового потока, перемещением мест редуцирования газа и т.д.

Газ подогревают на станциях подогрева паром, горячей водой или другими теплоносителями в теплообменниках различной конструкции.

Метод подогрева применяют на магистральных газопроводах небольшой протяженности, а также на газосборных сетях, если для предупреждения гидратообразования в них используется централизованная осушка газа на головных сооружениях. При этом газ целесообразно подогревать так, чтобы его температура перед установкой централизованной осушки превышала температуру гидратообразования на несколько градусов.

Подогрев газа эффективен тогда, когда гидраты образуются в результате местного редуцирования газа, а рабочая температура в

газопроводе превышает равновесную температуру образования гидратов [17].

Подогрев газа может быть применен на газораспределительных станциях для обеспечения нормальной работы оборудования и приборов, установленных на станциях.

Ввод ингибитора в газовый поток. Самым эффективным методом для предупреждения и ликвидации образовавшихся гидратов является подача в НКТ различных ингибиторов гидратообразования.

Основные требования к ингибиторам гидратообразования следующие:

- максимально понижать температуру гидратообразования;
- не вступать в химическую реакцию с компонентами газожидкостного потока и не выпадать в осадок;
- не повышать токсического свойства газов и продуктов их сгорания;
- полностью растворяться в воде и легко регенерироваться;
- иметь низкую вязкость и упругость паров;
- не быть дефицитным и иметь низкую стоимость;
- иметь низкую температуру замерзания.

В качестве ингибиторов применяют спирты, электролиты и их смеси - метиловый спирт (метанол), хлористый кальций CaCl_2).

На месторождениях для борьбы с гидратами наиболее широко применяют метанол (CH_3OH), который понижает точку замерзания паров воды. Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше [16].

На скважине 7 Северо-Останинского месторождения при добыче газа происходит процесс образования гидратов, которые нарастают на стенках НКТ, выкидной линии газопровода, а также закупоривают проходное отверстие в ШДР, нарушают работу телеметрии и другого технологического

оборудования. Тем самым гидратообразование усложняет процесс добычи газа. Для решения данной проблемы были применены несколько методов, но наиболее эффективным оказался метод связанный с закачкой метанола.

Использование ингибитора метанола очень широко распространено на месторождениях для предупреждения гидратообразования и ликвидации гидратных отложений. К примеру, на месторождениях Крайнего Севера России используются практически только метанол по таким причинам как:

- очень низкая температура замерзания растворов метанола и их малая вязкость;
- антигидратная активность, которая сохраняется даже при низких температурах;
- низкая стоимость и широкая промышленная база, а также высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола;
- низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате;
- наличие простых схем регенерации отработанных растворов;
- некоррозионность метанола и его водных растворов. Что дает возможность использования технических сортов метанола;
- проработанность вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, а также высокая эффективность ликвидации несплошных гидратных пробок.

Можно выделить недостатки применения метанолосодержащих ингибиторов:

- высокая упругость паров, а также высокая растворимость в сжатом природном газе;
- высокая токсичность и пожароопасность.

На Северо-Останинском месторождении закачка метанола происходит за счет насосов дозаторов "НД 25/250" установленных в установке дозирования метанола (УДМ).

В УДМе метанол хранится в емкости, равной 4 м³, который завозят и закачивают 1 раз в неделю, в зависимости от расхода. Количество насосов в

УДМе равно двум, один насос в работе, а другой в резерве. Это необходимо для того, чтобы в случае поломки одного из насосов можно было запустить резервный и не прервать подачу метанола в скважины. Ингибитор из УДМа по метанольной линии происходит через блок подачи метанола (БПМ), где осуществляется регулировка расхода в скважины. Расход измеряется литрами в час. Далее метанол из БПМ по метанольным линиям поступает в скважины. Закачка ингибитора возможна как в линию, так и в затрубное пространство скважины.[1]

Расход ингибитора гидратообразования зависит от количества влаги в газе и количества конечного влагосодержания, при котором гидраты не образуются, а также от концентрации вводимого и отработанного ингибитора. При необходимости более большой дозировки ингибитора закачку могут производить с помощью агрегата ЦА – 320.

3.3 Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования

Рассчитаем необходимое количество метанола и для сравнения количество хлорида кальция при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальные давления 12 МПа и температура +26 °С, конечные давления 9 МПа и температура -2 °С; количество газа, транспортируемого по газопроводу, равно 850 тыс. м³/сут. Относительная плотность газа по воздуху 0.65, массовая концентрация свежего ингибитора СН₃ОН -95%, СаСl₂ – 35%.

1. Определим количество конденсируемой воды, воспользуемся уравнением Бюкачева:

$$W = \left(\frac{A}{10,1 * P} \right) + B, \quad (3)$$

Где А и В – коэффициенты, определяются в зависимости от температуры по таблице 17;

Р – давление газа, МПа.

Таблица 17 – Значения в уравнении Бюкачева

Температура, °C	A	B	Температура, °C	A	B	Температура, °C	A	B
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,2	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1122	68	219	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,189	80	363	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080	4,390

Тогда найдем количество влаги в начале газопровода:

$$W_1 = \left(\frac{25,5}{10,1 \cdot 12} \right) + 0,1463 = 0,375 \text{ кг/1000 м}^3, \quad (4)$$

Найдем количество влаги в конце газопровода:

$$W_2 = \left(\frac{4,03}{10,1*9} \right) + 0,377 = 0,082 \text{ кг/1000 м}^3, \quad (5)$$

Разность между W_1 и W_2 даст количество влаги, конденсирующейся на каждые 1000 м³ газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2, \quad (6)$$

Найдем ΔW :

$$\Delta W = 0,357 - 0,082 = 0,275 \text{ кг/1000 м}^3, \quad (7)$$

2. Определим температуру начала образования гидратов

Для того чтобы определить температуру начала образования гидратов воспользуемся рисунком 7. Температура начала образования гидратов равна +18⁰С.

3. Определим величину необходимого понижения температуры начала гидратообразования:

$$\Delta t = t_{\text{н.обр.}} - t_{\text{кон.}}, \quad (8)$$

где $t_{\text{н.обр}}$ – температура начала образования гидратов, ⁰С; $t_{\text{кон}}$ – температура в конце газопровода, МПа.

$$\Delta t = 18 + 2 = 20 \text{ } ^\circ\text{С}, \quad (9)$$

4. Определим концентрацию отработанного ингибитора

По графику на рисунке 11 находим что для $\Delta t = 20 \text{ } ^\circ\text{С}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 33%, концентрация отработанного раствора CaCl₂ равна 26%.

5. Определим удельный расход ингибитора:

$$q_{\text{н}} = \frac{(W_1 - W_2)}{C_1 - C_2} + 0,001 * C_2 * a \quad (10)$$

Где C_1 – массовая концентрация свежего ингибитора, %;

C_2 – массовая концентрация отработанного ингибитора, %;

a – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости ($a = 0,02 \text{ г/м}^3$).

$$q_{\text{CHЗОН}} = \frac{(0,357 - 0,082) * 33}{95 - 33} + 0,001 * 3 * 0,02 = 0,147 \text{ кг/1000 м}^3 \quad (11)$$

$$q_{CaCl2} = \frac{(0,357 - 0,082) * 26}{35 - 26} + 0,001 * 26 * 0,02 = 0,79 \text{ кг/1000 м}^3 \quad (12)$$

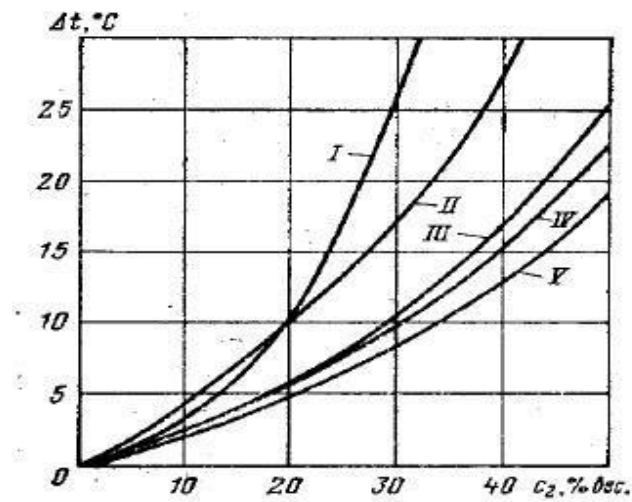


Рисунок 7 – Понижение температуры гидратообразования различными

Ингибиторами в зависимости от концентрации отработанного ингибитора: 1 – Хлорид кальция; 2 – Метанол; 3 – Триэтиленгликоль; 4 – Диэтиленгликоль; 5 – Этиленгликоль.

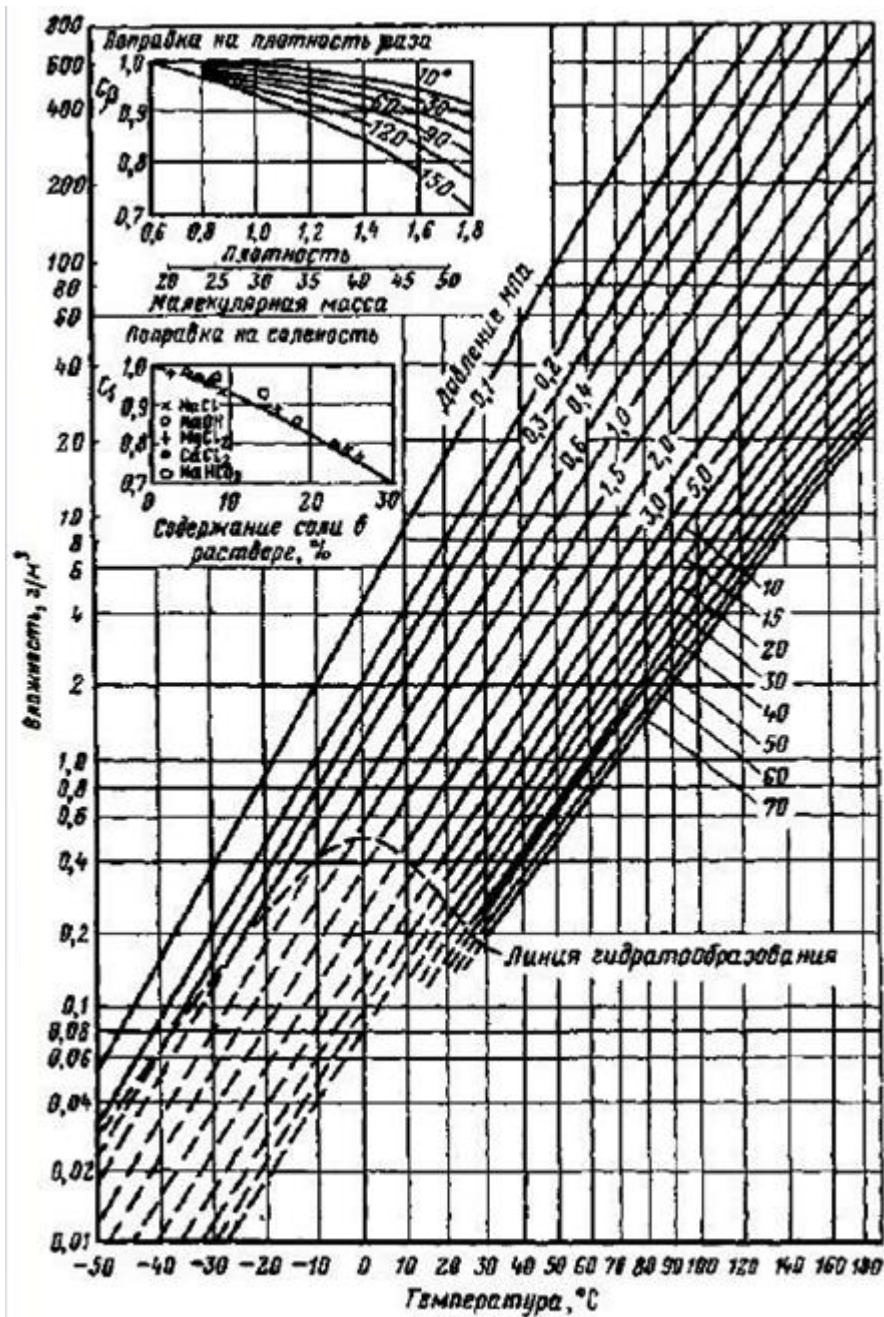


Рисунок 8 – Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры

6. Определим суточный расход ингибитора, суточный расход метанола составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,148 \cdot 850 = 125 \text{ кг/сут}, \quad (13)$$

Суточный расход хлорида кальция составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,79 \cdot 850 = 675 \text{ кг/сут}, \quad (14)$$

В результате проведённых расчётов при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальное давление 12 мПа и температуре +26°C,

конечное давление 9 мПа и температура -2°C ; количество газа по газопроводу, равно 850 тыс. м³/сут; относительная плотность газа по воздуху 0.65, массовая концентрация свежего ингибитора СН₃ОН -95%, СаСl₂ – 35%. Были определены следующие параметры: количество влаги в начале газопровода 0,375 кг/1000 м³, количество влаги в конце газопровода 0,082 кг/1000 м³; количество влаги, конденсирующиеся на каждые 1000 м³ газа; температура начала образования гидратов $+18^{\circ}\text{C}$; температура необходимая для начала разложения гидратов $+20^{\circ}\text{C}$. По графику на рисунке 12 мы определили, что для $\Delta t=20^{\circ}\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 33%, концентрация отработанного раствора хлорида кальция равна 26%.

Комплексный подход заключается, в применении нескольких методов для борьбы с гидратообразованием:

- 1) Понижение давления ниже давления разложения гидратов;
- 2) Подогрев газа до температуры $+20 - 25^{\circ}\text{C}$, превышающей температуру разложения гидратов;
- 3) Ввод ингибиторов в газовый поток.

Применение ингибитора метанола исходя из проведённых расчётов и исследования является наиболее эффективным [6].

Исходя из полученных параметров был рассчитан удельный расход ингибитора: метанол = 0,147 кг/1000 м³; хлорид кальция = 0,79 кг/1000 м³. Суточный расход составил: метанол = 125 кг/сут; хлорид кальция = 675 кг/1000 м³.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б8Г2	Керимов Камиль Закир оглы

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г.Томск
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30,2 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей результатов исследования Расчет конкурентоспособности. SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального финансового показателя, интегрального показателя ресурсоэффективности, интегрального показателя эффективности.
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	Керимов Камиль Закир оглы		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе рассматривается экономическая эффективность работ по борьбе с гидратообразованием на нефтегазоконденсатном месторождении Северо - Останинское на основе решений, приведённых в технологической части работы.

Раздел содержит информацию, касающуюся технологии удаления гидратов в технологическом процессе добычи природного газа. Для этого выполняется полное исследование, включающее определение оптимальных рабочих параметров работы – температуры, давления, расхода ингибитора.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
3. Планирование научно-исследовательских работ;
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования;
5. SWOT-анализ;
6. Оценка потенциальных потребителей проекта и оценка конкурентных преимуществ.

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом

выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Целевой рынок: компании по добыче нефти и газа.

Таблица 18 - Карта сегментирования рынка по методам борьбы с осложнениями при добыче нефти, газа и газоконденсата.

		Методы борьбы с гидратообразованием		
		Ингибитор (метанол)	Тепловая обработка (горячая промывка нефтью)	Ингибитор (хлорид кальция)
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

	Газпром Добыча Томск
	Новатек
	Сургутнефтегаз

Исходя из данных таблицы 13 можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом борьбы с гидратообразованием является закачка метанола. Крупные, средние и мелкие компании считают этот метод самым эффективным.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить

направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в табл. 19.

Таблица 19 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,11	4	4	3	0,44	0,44	0,33
2. Надежность	0,12	4	2	2	0,52	0,26	0,26
3. Удобство в эксплуатации	0,13	5	2	4	0,60	0,24	0,48
4. Простота эксплуатации	0,1	4	1	3	0,40	0,1	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,15	4	4	3	0,32	0,32	0,24
2. Цена	0,15	5	4	3	0,75	0,75	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	4	4	0,32	0,32	0,32
4. Наличие сертификации разработки	0,05	5	3	3	0,25	0,25	0,15
5. Высокое качество продукции	0,04	4	2	3	0,8	0,8	0,06
Итого	1	30	26	28	4,4	2,83	2,59

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 14, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Б_ф – применение закачки метанола;

Б_{к1} – применение хлорида кальция;

Б_{к2} – применение тепловой обработки с помощью АДПМ.

По таблице 14 мы видим, что наиболее эффективным является закачка метанола, она является наиболее надежным по сравнению с другими методами борьбы с гидратообразованием.

Конкурент 1 – применение метанола

$$k1 = \frac{B_{\phi}}{B_{k1}} = \frac{30}{26} = 1,15 \quad (15)$$

Конкурент 2 – применение других видов оборудования

$$k2 = \frac{B_{K2}}{B_{K1}} = \frac{28}{26} = 1,07 \quad (16)$$

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

4.2 SWOT – анализ

Таблица 20 – Матрица SWOT

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>С1. Предотвращение нарушения работы технологического оборудования</p> <p>С2. Максимальное использование пропускной способности.</p> <p>С3. Высокоэффективность продукта.</p> <p>С4. Более низкая стоимость по сравнению с другими технологиями.</p>	<p>Сл1. Обучение имеющегося персонала.</p> <p>Сл2. Принятие на работу высококвалифицированного персонала.</p> <p>Сл3. Высокая стоимость оборудования.</p> <p>Сл4. Контроль руководства при проведении работ.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение эффективности работы предприятия.</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Совершенствование технологической составляющей.</p> <p>В4. Отсутствие простоев</p>	<p>1. Доработка имеющегося оборудования.</p> <p>2. Снижение затрат на реализацию проекта.</p> <p>3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования</p>	<p>1. Снижение затрат на реализацию проекта.</p> <p>2. Корпоративное обучение персонала</p> <p>3. Контроль руководства при проведении работ.</p>

Продолжение таблицы 20

<p>Угрозы:</p> <p>У1. Длительная и дорогостоящая реализация.</p> <p>У2. Снижение бюджета на разработку.</p> <p>У3. Высокая конкуренция в данной отрасли.</p> <p>У4. Появление новых конкурентов, использующих более совершенные технологии.</p>	<p>1. Доработка технологического оборудования.</p> <p>2. Снижение затрат на закупку оборудования.</p>	<p>1. Задержка финансирования разработки.</p> <p>2. Снижение качества продукции.</p> <p>3. Нечеткое соблюдение областей ответственности.</p>
---	---	--

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	6	11.03	15.03	Руководитель
2	Выбор направления исследования	10	16.03	27.03	Руководитель, исполнитель
3	Теоретические экспериментальные исследования	21	28.03	16.04	Исполнитель
4	Анализ результатов	12	17.04	2.05	Руководитель, исполнитель
5	Обобщение и оценка результатов	16	3.05	14.05	Руководитель, исполнитель
6	Оформление отчёта	4	15.05	17.05	Руководитель, исполнитель
Итого		69	11.03	17.05	Руководитель

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения,

ожидаемого(среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (17)$$

Где:

$t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка; в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} - максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (18)$$

Где:

T_{pi} -продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ -ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

Таблица 22 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Трудоемкость работ						Деятельность работ в рабочих днях T_{pi}	
	t_{min} чел-дни		t_{max} че-дни		$t_{ож}$			
	Науч. Рук-ль	исполн итель	Науч. Рук-ль	Исполн итель	Науч.р ук-ль	исполн итель	Науч. Рук-ль	Исполн итель
Разработка технического задания	5	-	7	-	5,8	-	6	-
Выбор направления исследования	4	4	6	6	4,8	4,8	5	5
Теоритические экспериментальные исследования	-	20	-	22	-	20,8	-	21
Анализ результатов	5	5	7	7	5,8	5,8	6	6
Обобщение и оценка результатов	7	7	9	9	7,8	7,8	8	8
Оформление отчёта	1	1	3	3	1,8	1,8	2	2

Следующим этапом отразим длительность работ в диаграмме Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{кал} \quad (19)$$

Где:

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

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

$K_{кал}$ – коэффициент календарности. Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (20)$$

Где:

$T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году. Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} .

На основании таблицы 22 строим диаграмму Ганта (таблица 23). Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

Таблица 23 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исполнитель	T_{ki} , кал.дни	Продолжительность выполнения работ															
				Март			Апрель			Май									
				1	2	3	1	2	3	1	2	3							
1	Разработка технического задания	Р	6																
2	Выбор направления исследования	И,Р	7,7																
3	Теоретические экспериментальные исследования	И	21																
4	Анализ результатов	И,Р	7, 11																
5	Обобщение и оценка результатов	И,Р	5, 9																
6	Оформление отчета	И,Р	3, 2																

Условные обозначения:

	Исполнитель
	Руководитель

Общее количество рабочих дней составляет – 78 из которых: 35 - руководитель, 43 – исполнитель.

Вывод: данное исследование помогает наглядно установить сроки при планировании работ.

4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, используемых при разработке проекта (таблица 24). Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим или договорным ценам. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{расхi} \quad (21)$$

Где:

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб/шт., руб/кг, руб/м, руб/ m^2 и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 24 – Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы (Z_m),руб.
Датчик температуры ТСПУ Метран-274	Шт.	1	19600	19600
Датчик давления Метран-150	Шт.	1	23700	23700
Сигнализатор уровня Rosemount 2120	Шт.	1	8700	8700
Итого мат.затрат				5200
Транспортно-заготовительные расходы	%	3		37123,8
Итого:				89123,8

4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.
Руководитель	ПК	1	105000
Исполнитель	ПК	1	105000
Итого:		2	210000

В смете затраты на оборудование учитываются по амортизации. Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации.

Расчёт амортизационных отчислений. В соответствии с Классификацией персональные компьютеры отнесены к 2-ой амортизационной группе, для которой СПИ установлен свыше 2 до 3 лет включительно.

$$\text{Арук} = \frac{\text{Стоимость} * \text{Ндн.исп.}}{\text{Срок службы} * 365} \quad (22)$$

$$\text{Арук} = \frac{\text{Стоимость} * \text{Ндн.исп.}}{\text{Срок службы} * 365} = \frac{105000 * 35}{3 * 365} = 3356 \text{ руб.} \quad (23)$$

Цена ПК больше 100000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

365 – дней в году;

35 - период использования, в днях.

$$\text{Арук} = \frac{\text{Стоимость} * \text{Ндн.исп.}}{\text{Срок службы} * 365} = \frac{105000 * 43}{3 * 365} = 4123 \text{ руб.} \quad (24)$$

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей системы

Данный раздел включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30% от тарифа или оклада:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп.}} \quad (25)$$

Где:

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p \quad (26)$$

Где:

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата работника

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн;

$Z_{\text{дн}}$ – средневзвешенная заработная плата работника, руб.

Средневзвешенная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m * M}{F_d} \quad (27)$$

Где:

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течении года:

при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 26).

Таблица 26- Годовой баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Кол-во нерабочих дней (выходные/праздничные)	66	118
Потери рабочего времени отпуск/невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p \quad (28)$$

Где:

$Z_{тс}$ –заработная плата по тарифной ставке, руб.

$k_{пр}$ –премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d –коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-

0,5 k_p –районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 27.

Таблица 27- Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	45000	0,3	0,25	1,3	83250	3505,3	25	87632,5
Исполнитель	15000	0,3	0,25	1,3	15337	645,8	43	27769,4

Продолжение таблицы 27

Итого $Z_{\text{осн}}$	115401,9
------------------------	----------

4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} \quad (29)$$

Где:

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Дополнительная и основная заработная плата, а также их сумма сводится в таблицу 28.

Таблица 28- Расчет дополнительной заработной платы

	$Z_{\text{осн}}$,руб.	$Z_{\text{доп}}$,руб.
Руководитель	87631,6	105,15,8
Исполнитель	27768,0	3332,2
Итого		13848

4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (30)$$

Где:

$k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 0,302$

Отчисления во небюджетные фонды представлены в таблице 29.

Таблица 29-Отчисления во внебюджетные формы

	Руководитель	Исполнитель
$Z_{зп,руб.}$	98147,4	31100,2
$Z_{внеб,руб.}$	29640,5	9392,2
Итого $Z_{внеб}$		39032,7

4.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = \left(\frac{\text{сумма статей 1}}{5} \right) * k_{нр} \quad (31)$$

Где:

$k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

$$Z_{накл} = (3200 + 115401,9 + 98147,4 + 31100,2 + 39032,7) * 0,16 = 45901,15 \text{ руб.} \quad (32)$$

4.4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 30, рисунок 9.

Таблица 30 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб	%	Примечание
1. Затраты на оборудование	210000	49,5	Пункт 4.4.2
2. Затраты по основной ЗП исполнителей темы	115401,9	27,2	Пункт 4.4.3
3. Затраты по дополнительной ЗП исполнителей темы	13848	3,3	Пункт 4.4.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	39032,7	9,2	Пункт 4.4.5
5. Накладные расходы	45901,15	10,8	Пункт 4.4.7
6. Бюджет затрат НТИ	424183,75	100	Сумма ст. 4.4.2 – 4.4.7

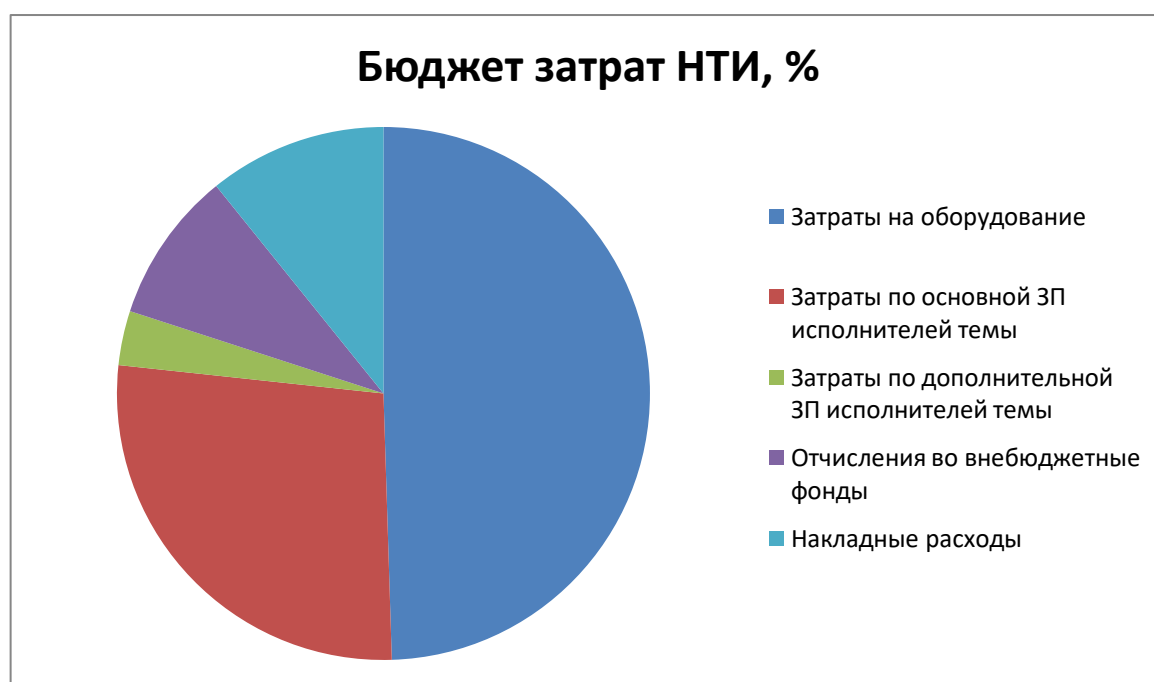


Рисунок 9 – Бюджет затрат НТИ

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой бюджетной, экономической эффективности исследования

4.5.1 Определение экономической эффективности

В данном разделе рассмотрим и сравним экономическую эффективность работ по борьбе с гидратообразованием на

нефтегазоконденсатном месторождении и на основе решений, приведённых в технологической части.

Далее приведены экономические расчёты эксплуатационных затрат на проведение мероприятий по борьбе с гидратообразованием и сравнения экономической эффективности ингибиторов гидратообразования при добыче газа, таких как, метанол и хлорид кальция.

В качестве исходных данных возьмём следующие значения:

- Стоимость тонны метанола, $C_{\text{СНЗОН}} - 28\,000$ руб/т;
- Стоимость тонны хлорида кальция, $C_{\text{CaCl}_2} - 21\,000$ руб/т;
- Количество метанола, $M_{\text{СНЗОН}} - 45,6$ т;
- Количество хлорида кальция, $M_{\text{CaCl}_2} - 246,4$ т;
- Стоимость аренды агрегата, $C_a - 2\,000$ руб./ч;
- Объём емкости, $V_c - 0,5$ м³;
- Плотность метанола, $\rho_{\text{СНЗОН}} - 791,8$ кг/м³;

Плотность хлорида кальция, $\rho_{\text{CaCl}_2} - 1335$ кг/м³;

Экономический расчёт будем проводить по следующим формулам:

1. Суммарные расходы (Р) вычисляются путём сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата:

$$P = P_{\text{и}} + P_{\text{а}}, \text{ руб}, \quad (33)$$

2. Расходы на ингибитор определяются по следующей формуле:

$$P_{\text{и}} = C_{\text{и}} + M_{\text{и}}, \text{ руб} \quad (34)$$

3. В среднем, на заправочном агрегате можно заправить в час две метанольные ёмкости. Представим объём заправки за час формулой:

$$V_{\text{ч}} = 2 * V_c \text{ м}^3, \quad (35)$$

4. Выполняем расчёт общего времени работы данного агрегата по следующей формуле:

$$T_{\text{а}} = \frac{V_{\text{из}}}{2 * V_c}, \text{ час} \quad (36)$$

Где $V_{из}$ – это объём ингибитора для заправки, рассчитываемый по формуле:

$$V_{из} = \frac{M}{\rho}, \text{ м}^3 \quad (37)$$

5. Расходы на аренду агрегата рассчитывается по формуле:

$$P_a = C_a * T_a, \text{ руб}, \quad (38)$$

6. Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет являться суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться равенство:

$$A = P_a, \text{ руб}, \quad (39)$$

4.5.2 Расчет экономических затрат на закачку

1. Определим расходы на метанол:

$$P_{CH_3OH} = C_{CH_3OH} \cdot M_{CH_3OH} = 28\,000 * 45,6 = 1\,276\,800 \text{ руб} \quad (40)$$

2. Найдем объем метанола для заправки:

$$V_{CH_3OH} = \frac{M_{CH_3OH}}{\rho_{CH_3OH}} = \frac{45,6}{0,7918} = 57,59 \text{ м}^3 \quad (41)$$

3. Определим объём заправки за один час:

$$V_{ч} = 2 * 0,5 = 1,0 \text{ м}^3 \quad (42)$$

4. Найдем общее время работы машины:

$$T_{CH_3OH} = \frac{57,59}{1,0} = 57,59 \text{ ч} \quad (43)$$

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{aCH_3OH} = 2\,000 * 57,59 = 115\,180 \text{ руб}. \quad (44)$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P_{CH_3OH} = P_{CH_3OH} + P_{aCH_3OH} = 1\,276\,800 + 115\,180 = 1\,391\,980 \text{ руб} \quad (45)$$

4.5.3 Расчёт экономических затрат на закачку хлорида кальция

1. Определим расходы на хлорид кальция:

$$P_{CaCl_2} = C_{CaCl_2} \cdot M_{CaCl_2} = 21\,000 * 246,4 = 5\,174\,400 \text{ руб} \quad (46)$$

2. Найдем объём хлорида кальция для заправки:

$$V_{CaCl_2} = \frac{M_{CaCl_2}}{\rho_{CaCl_2}} = \frac{246,4}{1,335} = 184,57 \text{ м}^3 \quad (47)$$

3. Определим объём заправки за один час:

$$V_{\text{ч}} = 2 * 0,5 = 1,0 \text{ м}^3 \quad (48)$$

4. Найдем общее время работы машины (6,4):

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{aCaCl_2} = 2\,000 * 184,57 = 369\,140 \text{ руб} \quad (49)$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P_{CaCl_2} = P_{CaCl_2} + P_{aCaCl_2} = 5\,174\,400 + 369\,140 = 5\,543\,540 \text{ руб} \quad (50)$$

4.5.4 Сравнение экономических затрат на применение ингибиторов

Из расчёта экономических затрат можно сказать, что затраты на применение хлорида кальция почти в 3 раза превышают затраты на применение метанола, это связано с тем, что хлорида кальция необходимо для предупреждения гидратообразования в 5,37 раза больше, чем метанола. Отсюда можно сделать вывод о том, что применение метанола для борьбы с гидратообразованием более экономически выгодно, чем использование хлорида кальция, несмотря на то, что оптовая цена последнего на 25% ниже. Результат расчёта представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты расчёта экономических затрат на применение ингибиторов

Показатель	Ед. изм.	Метанол	Хлорид кальция
Стоимость ингибитора	Тыс. руб.	28,00	21,00
Расходы на ингибитор	Тыс. руб.	1276,80	5174,00
Вес ингибитора для заправки	т	45,60	246,40
Объём ингибитора для заправки	м ³	57,59	184,57
Стоимость аренды машины для заправки ингибитора	Тыс. руб./ч	2,0	2,0
Расходы на аренду агрегата	Тыс. руб.	115,18	369,14

Продолжение таблицы 31

Объём заправки на 1 час	м ³	1,0	1,0
Общее время работы машины	ч	57,59	184,57
Итого расходов	Тыс. руб.	1 421,98	5 566.1 4

Вывод по разделу:

1.Проведенный анализ говорит о том, что проект крайне эффективен – технология может широко применяться на месторождении Западной Сибири, по сравнению с альтернативными технологиями закачка метанола имеет сравнительно не высокую стоимость, но при этом значительно больший эффект. При этом анализ потенциальных точек роста выявил возможность дальнейшего повышения рентабельности технологии за счет массового тиражирования и оптимизации параметров;

2.При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения был установлен потенциальный потребитель результатов исследования – недропользователь СОНГКМ;

3.При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено что применение метанола значительно более эффективно и выгодно, по сравнению с компаниями-конкурентами;

4.На основе SWOT-анализ выделены основные сильные стороны (низкая стоимость, высокая эффективность, возможность массового тиражирования работ) и угрозы. Предложены способы применения сильных сторон для снижения рисков угрозы;

5.При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ;

6. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г2		Керимов Камиль Закир оглы	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

ВЫБОР МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: методы и технологии борьбы с гидратообразованием.</p> <p>Область применения: нефтяные и газовые 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>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03-нормы по уровню шума.</p> <p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека.</p> <p>ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – основы противопожарной защиты предприятий.</p> <p>ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности.</p> <p>СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов 	<ul style="list-style-type: none"> • отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; • производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

<p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> • повышенный уровень шума и вибрации; • Повышенный уровень электромагнитного излучения • производственные факторы, связанные с электрическим током
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло- коммуникациях, водоканале, транспорте); техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель ООД ШБИП</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б8Г2</p>	<p>Керимов Камиль Закир оглы</p>		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, так и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 "ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты"
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.

8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности.

11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха.

12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.

13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.

14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Отсутствие или 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. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие

параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 32 и 33.

Таблица 32 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 33 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19- 23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м² , объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует

размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является обще обменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до

100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям.

5.2.3 Повышенный уровень шума и вибрации

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА.

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ)от шума.

Средства коллективной защиты:

1.устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

2.изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);

3.применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

4.применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий

диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [9, 10].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля

(ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*): а) до 10 мкВт/см², время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;

г) для населения в целом ПППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;

2. защита расстоянием;

3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

4. экранирование источника;

5. защита рабочего места от излучения; СИЗ

Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO₂).

5.2.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);

- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ. Средства коллективной защиты:

1. Заземление электрического оборудования;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.
3. Зануление источников напряжения;
4. Применение разделительных трансформаторов. Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.3 Экологическая безопасность

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках [7].

В оргтехнике огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть(поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому оргтехника требует специальных комплексных методов утилизации. Сначала происходит списывание техники с баланса компании.

Только после этого можно приступать к поискам компании и непосредственной утилизации техники.

Порядок проведения у каждой фирмы может быть своим, но примерная схема такова:

1. Заказчик заключает договор с исполнителем.
2. Состоится вывоз оргтехники с предприятия.
3. Исполнитель демонтирует, сортирует технику. Отделяет черный металл от цветного и драгметаллов.
4. Полученное сырье отправляется на заводы для переработки. В дальнейшем из них будут сделаны новые продукты.
5. Отходы классов повышенной опасности обезвреживаются и уничтожаются, либо их отвозят на легальные места захоронения.
6. Заказчик получает акт выполненных работ вместе с необходимыми для бухучета документами.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки оргтехники необходимо:

- Побеспокоиться заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.
- Узнать насколько новая техника соответствует современным

эко-стандартами примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

- Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой оргтехнике и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку».

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения. В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

При сильных морозах— ниже 40 0С, которые приводят к частичному или полному размораживанию помещения, в результате чего, даже при восстановлении электроснабжения, становится сложно обеспечить подачу тепла потребителям. Автономная система электроснабжения позволит безопасно проходить кратковременные нарушения электроснабжения. При кратковременных нарушениях тепло-коммуникаций, необходимо заранее запастись таким количеством обогревателей чтобы согреть помещение. Предусмотреть заранее и запастись как питьевой водой, так и технической. Должен быть обеспечен транспорт, который сможет забрать вас и увезти до теплого помещения.

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

5.4.1 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В— горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что

помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например, ОП-5, ОХ-1, ОУБ-3, ОВЭ-10.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении -

соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 [11] и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений дозрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 10, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.



Рисунок 10 – План эвакуации

5.5 Заключение

В данном разделе были изучены факторы, которые могут оказывать негативное воздействие на здоровье и благополучие работника, занятого в сфере промышленной, пожарной безопасности и охраны труда. А также рассмотрены факторы с экологической точки зрения. На основе нормативных документов, связанных с охраной труда и безопасностью в чрезвычайных ситуациях, были рассмотрены возможные риски и способы их предотвращения.

Анализ данных показал, что соблюдение предложенных мероприятий по устранению опасных и вредных производственных факторов позволит достичь соответствия рабочего места нормативам. Однако, следует отметить, что вопросы безопасности на рабочем месте требуют постоянного внимания и необходимости внесения изменений в процессе работы, чтобы обеспечить наивысший уровень защиты для работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация месторождения производится в условиях Крайнего Севера, что способствует образованию гидратов, способных вызвать осложнения от уменьшения поперечного сечения трубопроводов вплоть до остановки оборудования и его разрушения.

Применение технических и физических методов гидратообразования не рассматривались в силу их узкой специализации и сложности их применения. Применение кинематических ингибиторов невозможно в климатических условиях Северо-Останинского месторождения (температура замерзания близка к 0°C).

Для предупреждения гидратообразования на месторождении был рассмотрен метод ингибирования метанолом (CH_3OH) и хлоридом кальция (CaCl_2).

Расчет количества ингибитора необходимого для предупреждения гидратообразования показал, что метанола, в условиях месторождения, требуется в 5 раз меньше, чем хлорида кальция. Суточный расход составил: метанол - 125 кг/сут; хлорид кальция - 675 кг/1000 м³.

Несмотря на преимущества использования хлорида кальция (дешевизна, простота использования, нетоксичность) применение его на месторождении невозможно в силу климатических условий и высокой коррозионной активности раствора, которая может усиливается минерализованной водой.

Несмотря на токсичность и пожаровзрывоопасность использования метанола в качестве ингибитора гидратообразования, он рекомендован к применению на месторождении, так как обладает высокой антигидратной активностью (не зависящей от температуры), некоррозионностью, наличием простых технологических схем использования и захоронения отходов, достаточно низкой стоимостью и широким предложением на рынке.

Из расчета экономических затрат можно сказать, что применение метанола для борьбы с гидратообразованием более экономически выгодно,

чем использование хлорида кальция, несмотря на то, что оптовая цена последнего на 25% ниже. Стоимость тонны метанола, $C_{\text{CH}_3\text{OH}}$ – 28 000 руб/т; Стоимость тонны хлорида кальция, C_{CaCl_2} – 21 000 руб/т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недра, 1986. - 238 с.
3. Дегтярёв, Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б.В. Дегтярёв, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1976, с.198.
4. Истомин, В.А., Квон В.Г., Тройникова А.А., и др. Особенности предупреждения гидратообразования в системах сбора газа на поздних стадиях образования сеноманских залежей месторождений Западной Сибири. Текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование» 2016 г. – с. 136 – 142.
5. Куревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1972. - 360 с.
6. Плотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1981.– 248 с.
7. Сыроежко А.М., Пекаревский Б.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата Учебное пособие. – Санкт-Петербург: СПбГТИ (ТУ), 2011. – 160 с.
8. Чухарев Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с. 7.
9. ГОСТ 12.1.004. Система стандартов безопасности труда. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования.
10. ГОСТ 12.1.010 – 76. ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования.
11. ГОСТ 12.4.021-75. СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ. Общие требования.

12. ГОСТ 9230-77. Огнетушители СО(2) (углекислотные) передвижные. Технические условия.
13. Газовые гидраты. – Текст : электронный. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/147419-gazovye-gidraty/> (Дата обращения: 02.05.2023).
14. Характеристика нефтеносности. – Текст : электронный. – URL: https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3bd69a4d53a88421306c37_0.html (Дата обращения: 01.06.2023).
15. Гидрогеохимические особенности. – Текст : электронный. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gidrogeohimicheskie-osobennosti-alb-senomanskogo-vodonosnogo-gorizonta-v-zone-vliyaniya-na-nego-hvostohranilischa-stoylenskogo-goka> (Дата обращения: 17.05.2023).
16. Использование метанола. – Текст : электронный. – URL: <https://neftegaz.ru/science/ecology/331523-geoekologiya-metanola-ispolzuemogo-v-gazovoy-promyshlennosti/> (Дата обращения: 25.05.2023).
17. Методы борьбы с гидратообразованием. – Текст : электронный. – URL: <https://fh.kubstu.ru/fams/issues/issue03/st0308.pdf> (Дата обращения: 03.06.2023)