

Инженерная школа природных ресурсов
 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Обоснование технологии и методов борьбы с газовыми гидратами на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.279.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Акулич Никита Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	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	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; выработывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы

проектирование	учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства

		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Акулич Никита Сергеевич

Тема работы:

Анализ показателей разработки, обустройства и добычи углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68-67/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения. Структура, содержание, механизм образования газовых гидратов. Проведение анализа эффективности рециркуляционной технологии использования метанола на УКПГ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н., Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Общая характеристика гидратов газа и условия их образования
Характеристика объекта исследования
Анализ эффективности рециркуляционной технологии использования метанола на УКПГ X месторождения
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Цеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Акулич Никита Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Акулич Никита Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов по моделированию технологии метода борьбы с гидратообразованиями соответствует данным с Х НГКМ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами. Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составления итогового графика длительности работ
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала

<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценка конкурентоспособности ИР</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Диаграмма Ганта</i> 4. <i>Бюджет НИ</i> 5. <i>Основные показатели эффективности НИ</i> 	
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Акулич Никита Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Д		Акулич Никита Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обоснование технологии и методов борьбы с газовыми гидратами на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является рабочая зона оператора технологических установок на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ и К) Xгазоконденсатного месторождения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	Специальные правовые нормы трудового законодательства, на основе документов по охране труда и технике безопасности. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания).
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	Анализ потенциальных вредных и опасных факторов при проведении полевых работ на участках фонда скважин и промысла нефтегазоконденсатных месторождений. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. <ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень шума на рабочем месте - Повышенный уровень вибрации - Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения - Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении - Сосуды, работающие под давлением - Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<input type="checkbox"/> Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); <input type="checkbox"/> Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть на месторождении – пожары и взрывы, влекущие за собой травмы и гибель людей, а также значительный материальный ущерб.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Акулич Никита Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Реферат Выпускная квалификационная работа содержит 106 с., 18 рис., 36 табл., 28 источников.

Ключевые слова: газ, низкотемпературная сепарация, углеводороды, гидраты, метанол, расход, конденсат, вода, десорбер, разделитель, точка росы.

Объектом исследования является технология подготовки газа на X газоконденсатном месторождении.

Цель данной работы – повышение эффективности использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации.

В процессе исследования изучен процесс гидратообразования, применение метанола в качестве основного ингибитора, развитие рециркуляционных технологий использования метанола, технологический процесс подготовки газа на УКПГ X месторождения. С помощью моделирования в среде программы UniSim Design проведено исследование вариантов реализации рециркуляционной технологии использования метанола на УКПГ X месторождения.

В результате исследования выявлено, что предлагаемый вариант рециркуляционной технологии позволяет сократить расход метанола на 110–140 кг/ч (40–45 %) за счет уменьшения уноса метанола с нестабильным конденсатом. Для доведения состава отделенной воды до экологических норм по содержанию метанола, потребовалось ввести в состав установки подготовки ректификационную колонну. Это позволяет вернуть в технологический процесс еще 85–120 кг/ч метанола, и безопасно утилизировать воду закачкой в поглощающий пласт.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ГКМ – газоконденсатное месторождение

НТС – низкотемпературная сепарация

ВМР – водометанольный раствор

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

СИЗ – средство индивидуальной защиты

ДКС – дожимная компрессорная станция

ГКП – газоконденсатный промысел

ПНГ – попутный нефтяной газ

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПДК – предельно допустимая концентрация

НДИ - низкодозлируемые ингибиторы

КИГ - кинетические ингибиторы

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	22
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ ГАЗА И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ	24
1.1. Гидраты природных газов	24
1.2. Типы и структуры гидратов	27
1.3. Некоторые свойства гидратов	31
1.4. Условия образования гидратов газа	33
1.5. Методы борьбы с газогидратами	35
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ	40
2.1. Общие сведения о месторождении	40
2.2. Общая характеристика производственного объекта	41
2.3. Нефтегазоносность	42
2.4. Физико-химические свойства природного газа	43
2.5. Газоконденсатная характеристика	44
2.6. Сведения о запасах углеводородного сырья	45
2.7. Технологические показатели разработки X НГКМ	46
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА НА УКПГ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ	47
3.1. Влияние состава газа на расход ингибитора	47
3.2. Модернизация технологии рециркуляции метанола	49
3.3. Обсуждение результатов	58
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности	

и ресурсосбережения.....	62
4.1.1. Анализ конкурентных технических решений	62
4.1.2. SWOT – анализ.....	63
4.2. Планирование научно-исследовательских работ	66
4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	66
4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	67
4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	68
4.3.Бюджет научно – технического исследования (НТИ).....	70
4.3.1. Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)	71
4.3.2. Расчёт амортизации специального оборудования	71
4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы.....	72
4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы..	74
4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления).....	75
4.3.6. Накладный расходы.....	75
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	77
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
5.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.1.1. Правовые основы экологической политики.....	81
5.1.2. Документы, регулирующие отношения природопользователя сместной администрацией.....	83
5.2.Производственная безопасность	84
5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов	84
5.2.2. Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	85
5.2.3. Повышенный уровень вибрации.....	86
5.2.4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.....	87
5.2.5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного	

освещения	87
5.2.6. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении.....	89
5.2.7. Сосуды, работающие под давлением	91
5.2.8. Производственные факторы, связанные с электрическим током	92
5.3. Экологическая безопасность	94
5.3.1. Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	94
5.3.2. Анализ воздействия объекта на гидросферу	94
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
5.4.1. Анализ возможных ЧС	95
5.4.2. Пожаровзрывоопасность.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

ВВЕДЕНИЕ

Гидраты природных газов являются самой распространенной проблемой при эксплуатации систем сбора, транспорта и подготовки природного газа. Образуюсь на стенках труб, запорно-регулирующей арматуре и в технологических аппаратах, гидраты тормозят и зачастую останавливают производственный процесс.

Значительную долю эксплуатационных затрат (до 20 %) на объектах отрасли составляют расходы, связанные с образованием газовых гидратов. Кроме того, из-за нерешенной проблемы предупреждения гидратообразования при низкотемпературной обработке газа фактическая температура процессов нередко превышает проектную, вследствие чего из газа недостаточно полно извлекаются жидкие углеводороды.

Существуют различные способы борьбы с гидратообразованием: осушка газа, работа в безгидратном режиме, введение ингибитора гидратообразования. Так, осушка газа на кустах скважин нецелесообразна, работа в безгидратном режиме зачастую невозможна, так как требует высоких температур и низких давлений, что делает невозможной технологию низкотемпературной сепарации. Поэтому основным методом борьбы с гидратообразованием является введение в поток газа ингибитора.

Самым распространенным ингибитором гидратообразования в настоящее время является метанол. Это обусловлено как его физико-химическими свойствами, так и низкой стоимостью по сравнению с другими ингибиторами.

Многие газовые и газоконденсатные месторождения в РФ находятся на стадии падающей добычи. При этом возрастает влагосодержание газа и снижается его температура. Это создает благоприятные условия для образования гидратов. Соответственно, возрастает расход метанола на ингибирование скважин, шлейфов и установок подготовки газа.

Актуальность работы заключается в том, что в связи с экономическим кризисом, сложностью поставок и растущей потребностью в метаноле

возникает необходимость в разработке новых схем его использования и регенерации в целях повышения экономической эффективности технологии подготовки природного газа.

Личный вклад студента заключается в сборе данных по технологии подготовки газа на X месторождении Томской области, построении моделирующих схем в среде программы UniSim Design, анализе полученных результатов и разработке рекомендаций. Новизна работы состоит в предложении по модернизации технологической схемы УКПГ в целях снижения расхода метанола на X месторождении. Практическая значимость работы в том, что при использовании предложенной схемы значительно сокращается расход метанола на ингибирование и экономятся средства предприятия.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ ГАЗА И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело [1].

1.1. Гидраты природных газов

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из водного раствора, льда, водяных паров низкомолекулярных газов.

путем включения молекул газа (летучей жидкости) в каркасную полость (кристаллическую решетку), образованную молекулами воды, в термодинамических условиях, специфичных для каждого компонента газа. Когда условия не выполняются, молекулы "гостей", то есть газа, удерживаемые в открытой воде, обрамленной слабыми силами Ван-дер-Ваальса, покидают ее, и гидрат разлагается на газ и пресную воду со значительным поглощением тепла.

По внешнему виду напоминают лед или снег. Известны тем, что при высоких давлениях (порядка 15 – 30 МПа) способны существовать даже в диапазоне положительных температур. Наиболее распространенным газом, присутствующим в гидрате, является метан, хотя другие газы также могут быть включены в гидратные структуры. Газогидраты входят в класс решетчатых соединений, под названием «клатраты» особенностью которого является включением двух молекул «хозяина» и «гостя». Они же в свою очередь подразделяются на (решетчатые и молекулярные клатраты) они же подразделяются по геометрии и размерами.

Типичными представителями которого являются гидраты газов. H_2O , «синтезируются с молекулами CH_4 в определенных термобарических условиях образуют твердые клатраты, внутри которых внедряются молекулы метана

образуя сложное, трехмерное кристаллическое соединения. Достоин внимания факт того, что между молекулой гостем и молекулами хозяевами отсутствует связь, т.е. молекула гость может свободно вращаться внутри решетки, образованной молекулами хозяевами.

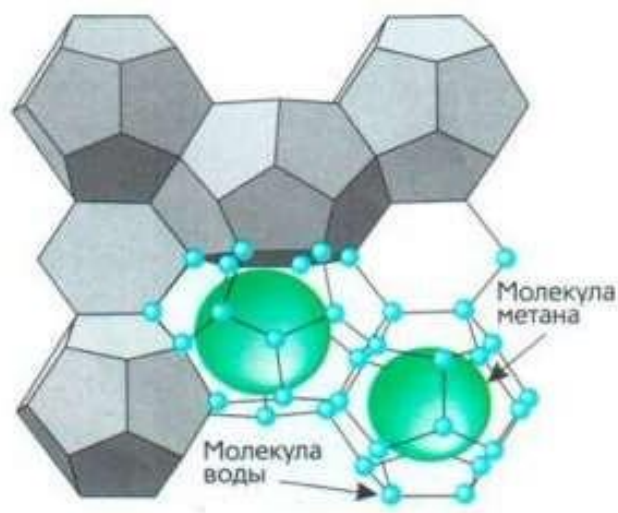


Рисунок 1 – Структура газовых гидратов

Стабилизация решетки «хозяина» в присутствии молекулы – гостя объясняется действием сил Ван-дер-Ваальса, которые проявляются в следствие межмолекулярного притяжения. В связи с этим считается, что решетка хозяина не испытывает каких-либо структурных деформаций в зависимости от степени ее заполнения молекулами-гостями, а также от их вида, а взаимодействие молекул-гостей с молекулами-хозяевами пренебрежимо мало.

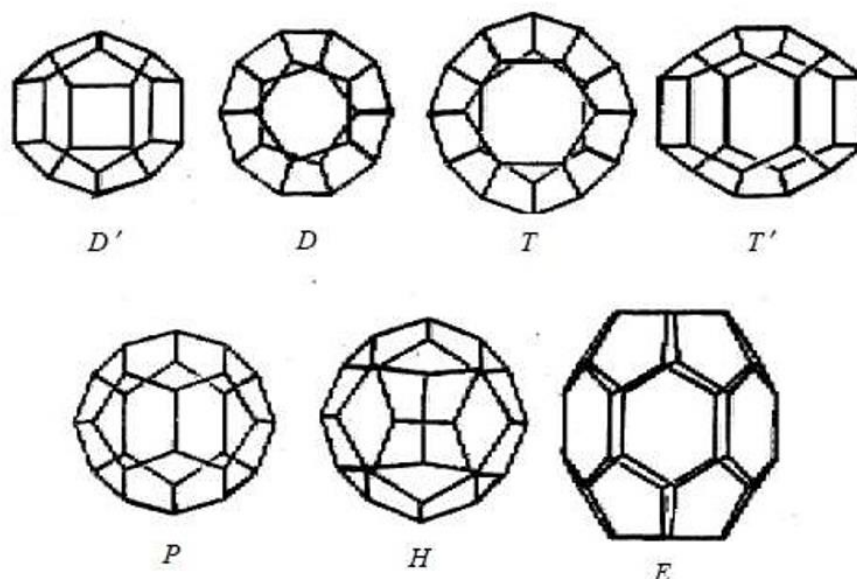


Рисунок 2 – Многогранники (полости) водных гидратных каркасов

Полости молекулярного размера в клатратных структурах могут являться 12-, 14-, 15-, 16- и 20-гранники (вершинами являются атомы кислорода, а ребра – водородные связи), обозначенные индексами D, D', T, T', P, H, E.

Двенадцатигранные полости D, D' принято называть малыми полостями, а остальные (T, T', P, H, E) – большими. Двенадцатигранники (D – полость или пентагондолекаэдр) являются энергетически более выгодными, так как угол между водородными связями слабо различается от тетраэдрического – 108° . Следует отметить, что полиэдры (из молекул воды), производящие крупные полости, в том числе и в рамках идеализированных каркасов становятся деформированными, включение в эти полости гостевые молекулы приводят к добавочным деформациям форм полости, Небольшие полости в первых приближениях уместно анализировать равно как в таком случае крупные полости отклоняются от сферических форм и тогда можно будет представить эллипсоидами (больше всего отличаются от сферических форм E – полость) [2].

1.2. Типы и структуры гидратов

Согласно классификации газогидратов по строению их кристаллической решетки, гидраты имеют следующие структуры: кубическая I (КС - I), кубическая II (КС-II) и гексагональная III (ГС-III) (рисунок 3). Известно, что индивидуальные газы CH_4 , CO_2 , H_2S , Xe , CF_4 , C_2H_6 , C_2H_4 при низких давлениях образуют гидраты структуры КС-I, а газы Ar , Kr , O_2 , N_2 , C_3H_8 , $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – структуры КС-II. Существуют также третий тип гидратов (структура Н), однако он встречается намного реже.

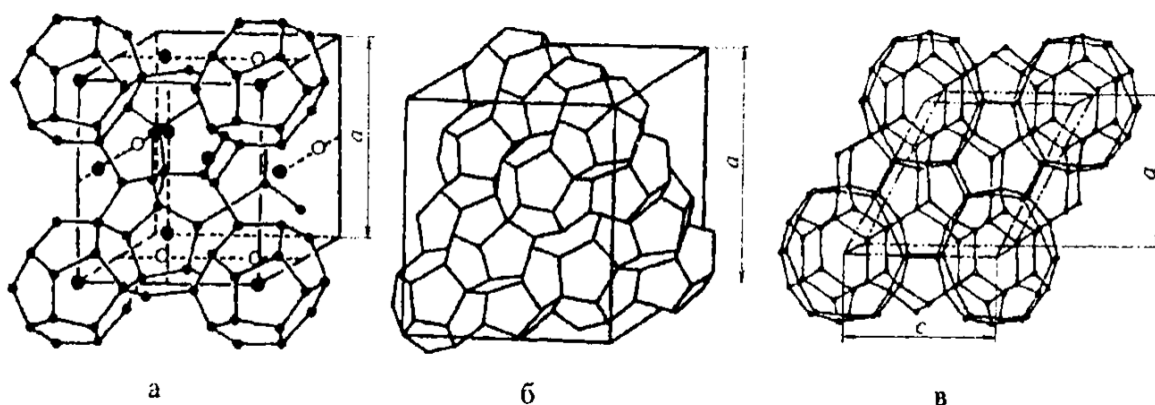
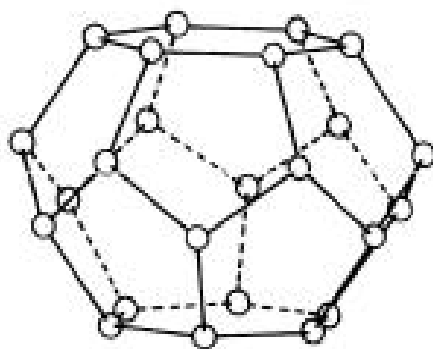


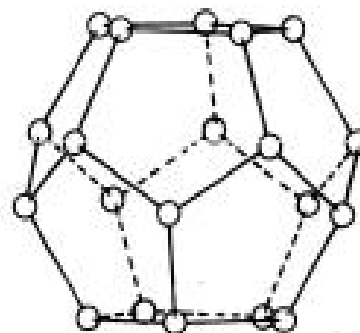
Рисунок 3 – Структуры элементарных ячеек кристаллических решеток гидратов: а) кубическая структура I (КС - I); б) кубическая структура II (КС - II); в) гексагональная структура III (ГС - III или Н - структура)

Самую простую структуру имеют гидраты первого типа, они образованы ячейками с полостями двух видов: в форме додекаэдра (12-гранника), и в форме тетракайдекаэдра (14-гранника).

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракайдекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые – большими полостями. В гидратах первого типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды (рисунок 4).



ТЕТРАКАИДЕКАЭДР
14-гранник (большая полость)



ДОДЕКАЭДР
12-гранник (малая полость)

Рисунок 4 – Гидрат первого типа

Установление кристаллической структуры газовых гидратов продолжительный период времени не представлялось возможным вследствие одного их интересного свойства – нестехиометричности. Данное свойство означает, что для образования стабильно решетки гидрата совсем необязательно нахождение молекул-госте в каждой молекулярной полости. В свою очередь, степень заполнения полостей является зависит от давления и температуры. Газами-гидратообразователями первого типа обычно является метан, этан, углекислый газ и сероводород.

Гидраты второго типа имеют уже более сложную структуру, которая представлена в виде: додекаэдра (12-гранника) и гексакаидекаэдра (16-гранника). Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакаидекаэдрических. Ячейка решетки гидрата второго типа образована 136 молекулами воды. Газами-гидратообразователями второго типа являются в основном азот, пропан и изо-бутан. Примечателен факт того, что н-бутан, вследствие больших размеров молекулы, не способен образовывать гидраты (рисунок 5)

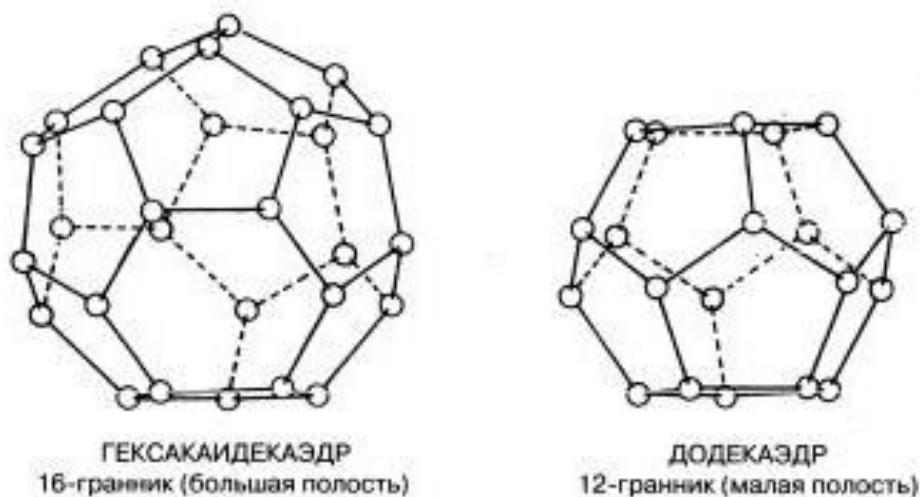


Рисунок 5 – Гидрат второго типа

Гидраты Н типа встречаются значительно реже, чем гидраты первого и второго типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы малого размера. В структуре гидратов типа Н имеются полости трех видов: додекаэдрические, полости неправильной додекаэдрической формы; и неправильный икосаэдрической формы (т.е. 20-гранник, имеющий 12 граней в виде правильного пятиугольника, и 8 граней в виде правильного шестиугольника).

Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех додекаэдрических полостей (малых 5^{12}), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних $4^35^66^3$) и одной икосаэдрической полости (большой $5^{12}6^8$). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Гидратообразователями Н типа являются: 2-метилбутан, 2.2-диметилбутан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа Эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитываются при анализе химического состава газа [1].

На рисунке 6 приведена поэтапная схема зарождения и роста гидрата в двухфазной системе. Молекулы-гости показаны как серые шары, молекулы воды показаны в виде структурных ячеек: 5^{12} (зеленые), $5^{12}6^2$ (синие), $5^{12}6^3$ (красные) и $5^{12}6^4$ (оранжевые).

Гидраты первого и второго типа образуют молекулы-гости, диаметр которых лежит в пределах от 3,8 до 7 Å, т.е. не все молекулы газов склонны к гидратообразованию. Например, молекулы пентана, гексана и прочих высших углеводородов не образуют гидратов. Примечательно также то, что молекулы водорода и гелия, несмотря на их малый размер (диаметр составляет 2,7 и 2,3 Å соответственно), также не являются газами-гидратообразователями. Это можно объяснить тем, что стабилизация кристаллической решетки гидрата напрямую связана с действием между «гостями» и «хозяевами» сил Ван-дер-Ваальса, которые, в свою очередь, являются результатом взаимодействия между электронами. Как известно, молекулы H_2 и He содержат всего по два электрона, силы Ван-дер-Ваальса в них слишком слабы, и именно поэтому данные газы не склонны к гидратообразованию.

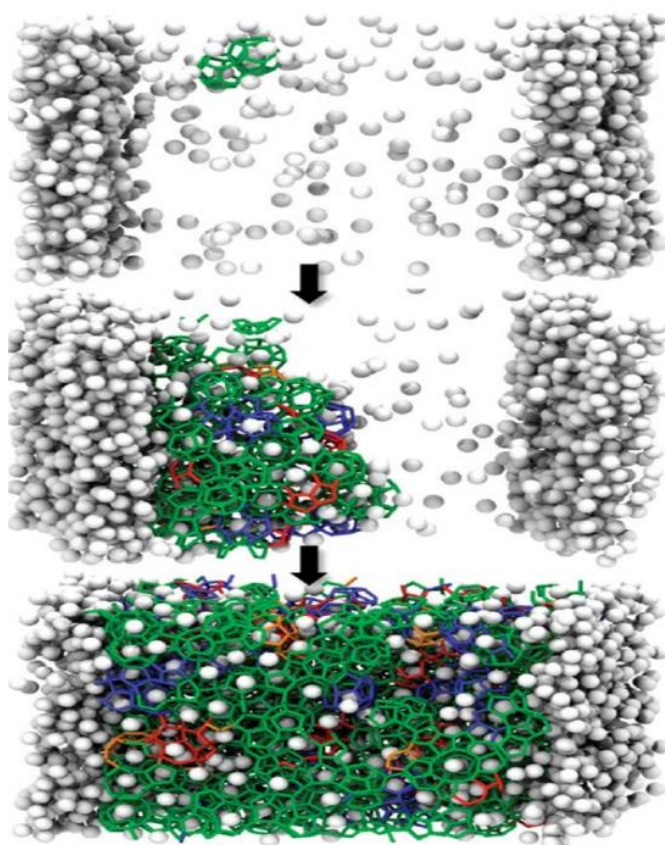


Рисунок 6 – Нуклеация и агломерация гидратов

Еще одним важным фактором, характеризующим склонность к гидратообразованию являются химические свойства вещества гидратообразователя. Например, газы, хорошо растворимые в воде, такие как

хлор и аммиак также не образуют газогидраты. Другими словами, гидрат не сможет образоваться, если существует угроза существованию водородных связей. Широко используемый на месторождениях Крайнего Севера метиловый спирт, который также хорошо растворим в воде, способствует разрушению гидратов, вследствие нарушения водородных связей между молекулами воды, из которых состоит кристаллическая решетка гидрата [3].

1.3. Некоторые свойства гидратов

Характеристики свойства гидратов играют важную роль при проектировании технологических процессов, связанных с гидратообразованием. Исследование свойств гидратов осложняется тем, что эти свойства зависят от типа гидрата, молекулы – гостя, и степени заполнения полостей (гидраты нестехиометричны).

1. Молярная масса – ее можно определить, исходя из его кристаллической структуры и степени заполнения полостей. Ниже приведены молярные массы некоторых гидратообразующих веществ (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Молярные массы некоторых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масса, г/моль
		малых	больших	
Метан	I	0,8723	0,9730	17,74
Этан	I	0,0000	0,9864	19,39
Пропан	II	0,0000	0,9987	19,46
Изобутан	II	0,0000	0,9987	20,24
СО ₂	I	0,7295	0,9813	21,59

2. Полость – значения полости гидратов некоторых чистых веществ при 0 °С указаны в таблице 2, можно заметить, что плотность гидратов углеводородов приблизительно равна плотности льда [4].

Таблица 2 – Плотность некоторых газовых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/см ³
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967
Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
Лёд	–	0,917
Вода	–	1,000

3. Объем газа в газогидрате. Следует отметить, что при структуре метаногидрата 5^{12} , чья химическая формула имеет вида: $(\text{CH}_4)_4(\text{H}_2\text{O})_{23}$, 1 моль метана соотносится к 5,75 молям воды, что соответствует 13,4% метана по массе, таким образом, 1 м³ метаногидрата массой 913 кг может содержать до 120 кг метана, что эквивалентно 169 м³ газообразного метана (при $t = 0$ °С и $p = 1$ ат). Для сравнения, в 1 м³ жидкого метана (при его температуре кипения $t_{\text{кип}} = 161,5$ °С) заключено 26,33 кмоль газообразного метана, что соответствует 633 м³ газа в стандартных условиях, а в 1 м³ сжатого метана ($p = 7$ МПа и $t = 27$ °С) содержится 3,15 кмоль или 75,7 м³ газообразного метана. Если посмотреть с другой стороны, для хранения газообразного метана объемом 25000 м³ потребуется около 150 м³ гидрата, это сравнимо с объемом 40 м³ сжиженного метана, или 335 м³ сжатого метана [1].

4. Энтальпия плавления, иногда называемая теплотой образования. С ее помощью можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения гидрата.

Таблица 3 – Энтальпия плавления некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	I	3,06	54,2
Этан	I	3,70	71,8
Пропан	II	6,64	129,2
Изобутан	II	6,58	133,2
Лед	–	0,333	6,01

Как видно из таблицы, энтальпия плавления газогидратов выше, чем у льда. Этим объясняется тот факт, что теплота плавления гидратов значительно превышают теплоту плавления воды, в случае с чистой водой лед превращается в жидкость, а при разложении гидрата образуется жидкость и газ [4].

1.4. Условия образования гидратов газа

Для образования гидрата необходимы следующие три обязательных условия:

1. Наличие необходимых термобарических условий. Известно, что для образования газогидратов необходимо комбинация высокого давления и низкой температуры. Равновесные условия для начала процесса гидратообразования для газов с различной относительно плотностью можно определить из диаграммы (см. рисунок 7)

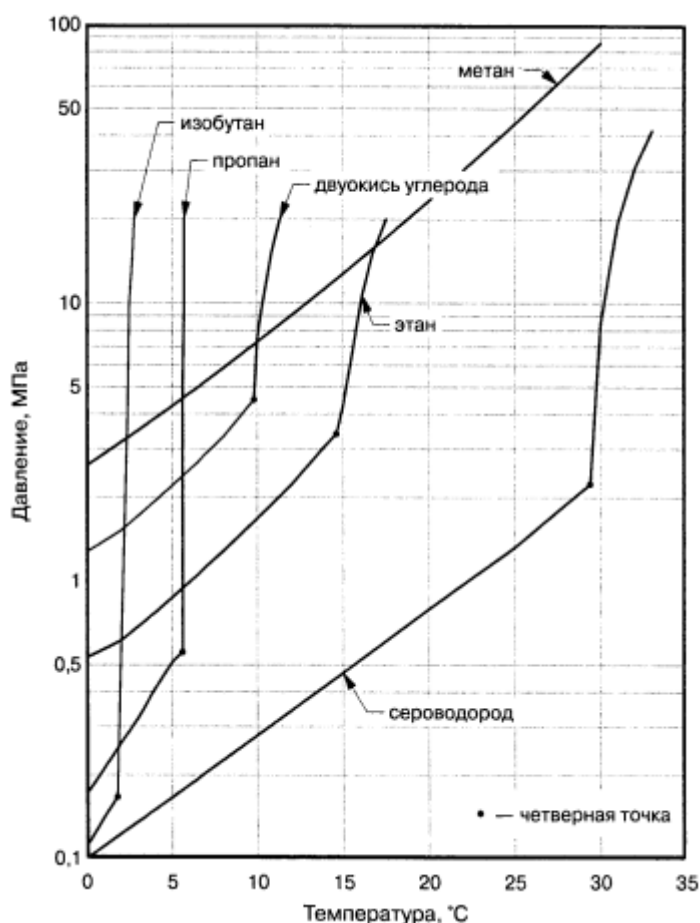


Рисунок 7 – Кривые процесса гидратообразования для основных составляющих природного газа

Каждая кривая на графике представляет собой геометрическое место точек начала образования гидратов в зависимости от давления и температуры газа данной относительной плотности. С уменьшением температуры ниже равновесной при постоянном давлении или с увеличением давления выше равновесного при постоянной температуре количество компонентов газа в газовой фазе гидрата повышается, т.е. в зоне выше каждой кривой гидраты образуются, ниже кривой – отсутствуют. Следовательно, из графика вытекает два практических вывода: возможность образования гидратов увеличивается с повышением давления и понижением температуры газа; чем тяжелее газ, тем меньше давление и выше температура, при которых образуются гидраты [5].

2. Наличие гидратообразующего вещества: к гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Достаточное количество воды [1].

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из условий, описанных выше. Однако, мы не можем удалить гидратообразующее вещество, т.к. в случае добычи природного газа, именно оно является полезным продуктом и объектом добычи.

Также следует отметить некоторые факторы, способствующие ускорению процесса гидратообразования:

1. Турбулентность и высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томпсона. Во-вторых, в уменьшенном сечении клапана возникает большая скорость потока.

2. Центры кристаллизации. Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура

трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т.д. Включения шлама, окарины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

3. Свободная вода. Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования, однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно возрастает [4].

1.5. Методы борьбы с газогидратами

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации, причем методы предупреждения гидратообразования всегда более предпочтительны. Условно все методы борьбы с гидратами можно разделить на три вида (см. рис 8): технологические (недопущение гидратообразования поддержанием безгидратных режимов эксплуатации), физическими (механические и тепловые методы ликвидации газогидратных пробок) и химические (ввод ингибиторов) [6].



Рисунок 8 – Классификация методов борьбы с гидратами

К технологическим видам борьбы относят:

1. Поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока.

2. Понижение температуры точки росы газа, что достигается:

- уменьшением давления при транспорте газа (при этом также снижается температура начала образования гидратов);
- нейтрализацией воды, выпадающей в жидком виде;
- очистке газа от паров воды – газоосушка.

Уменьшение давления при транспорте газа обычно используется только для ликвидации гидратных пробок, но не как средство предупреждения образования гидратов, потому что это связано с одновременным уменьшением пропускной способности газопровода [7].

3. Уменьшение плотности газа, путем извлечения из него тяжелых углеводородов (C_3+). С помощью чего увеличивается давление и снижается температура при которых начинают образовываться гидраты. Для понижения точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы [8].

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований либо путем скребкования либо путем нагрева интервала с гидратом

Химические методы основаны на добавлении ингибиторов гидратообразования. Различают две группы ингибиторов: термодинамические, обычно используемые в очень больших количествах (рабочие концентрации 10 – 60 % масс.), и низкодозируемые ингибиторы гидратообразования (НДИ), которые подразделяются на кинетические ингибиторы (КИГ) и антигломераты (АА) [8].

В настоящее время существуют следующие виды термодинамических ингибиторов (ТИГ):

а) водные растворы солей-электролитов: обычно используются водные растворы KCl и NaCl. Данный вид ингибиторов обладает достаточно высокой антигидратной активностью, весьма прост в изготовлении раствора необходимой концентрации, а также нетоксичен. Однако, несмотря на все свои преимущества, данный вид антигидратных ингибиторов обладает весьма высокой коррозионной активностью, а также несет в себе риск осаждения осадка при взаимодействии с высокоминерализованной пластовой водой. Также возникает необходимость в специальном оборудовании для подготовки раствора ингибитора нужной концентрации. Как правило, данный вид ингибиторов применим на небольших месторождениях средней и южной части России, в силу не технологичности их применения на крупных северных месторождениях.

б) растворы гликолей: моно-; ди- и триэтиленгликоль. Несмотря на то, что гликоли зарекомендовали себя как эффективные осушители, они также обладают антигидратными свойствами: они вступают конкуренцию с молекулами воды за формирование водородных связей, и как результат возможность гидратообразования с термодинамической точки зрения становится менее вероятно. Однако использование растворов гликолей в качестве ингибиторов не всегда оправдано, т.к. они обладают весьма высокой стоимостью, высокой вязкостью и высокой температурой кристаллизации, что практически всегда осложняет их использование в северных широтах.

в) водные растворы метилового спирта: сейчас метанол практически единственный ингибитор, использование которого в качестве ингибирования гидратообразования остается оправданным в промышленных масштабах в климатических условиях северных месторождений России. На это есть ряд существенных причин:

- цена на метанол относительно низкая;
- имеется достаточно широкая промышленная база по его производству;

- метанол (100% раствор) обладает очень низкой температурой кристаллизации (минус 97 °С), а также имеет весьма малую вязкость его водных растворов даже при температурах ниже минус 50 °С;
- отсутствие коррозионной активности и его водных растворов;
- наличие простых в обслуживании систем рециркуляции и регенерации его насыщенных растворов.

Тем не менее, использование метанола имеет ряд недостатков:

- высокие рабочие концентрации (95 % масс.);
- очень высокая токсичность;
- высокая пожароопасность;
- риск выпадения солевых осадков при контакте с высокоминерализованной пластовой водой;
- высокий удельный расход, обусловленный высокой летучестью паров метанола, вследствие их высокой упругости;
- явление ускоренного гидратообразования при добавлении разбавленных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией, т.е. при недостаточной концентрации метанол становится уже не ингибитором, а наоборот, катализатором гидратообразования;
- значительные финансовые расходы на регенерацию и переработку использованного метанола [9].

Альтернативным вариантом решения проблемы образования гидратов является использование так называемых КИГ. Данный вид ингибиторов представляют собой водорастворимые высокомолекулярные соединения, которые способны участвовать в процессе кристаллизации гидрата на начальных стадиях их роста, тем самым замедляя данный процесс. Путем химического воздействия на центры начала кристаллизации (на точки начального роста), кинетические ингибиторы предотвращают зарождение новых мелких гидратных кристаллов и тем самым увеличивают временной период образования газовых гидратов. Самым главным достоинством ингибиторов данного типа является их гораздо меньшая рабочая концентрация, выгодно отличающая КИГ от

антигидратных ингибиторов, составляющая порядка (0,1 – 2,0% масс.) [10].

Однако, некоторые физико-химические свойства КИГ ставят вопрос о нерациональности их применения в климатических условиях севера России:

- во-первых, концентрация их растворов не должна превышать 2% масс. вследствие дальнейшего роста вязкости раствора;
- во-вторых, температура замерзания растворов КИГ всегда близка к 0 °С.

Также к химическим методам борьбы с гидратами относят применение ингибиторов гидратоотложения. Данный тип антигидратных ингибиторов представляет собой определенные антигидратные составы, которые предотвращают отложение гидратов. Принцип действия таких антигидратных агентов состоит в «блокировке» водной фазы в газовом потоке, и близок по механизму работы с ингибиторами соле- и парафиноотложения. Как правило, с точки зрения химического состава ингибиторы данного типа содержат поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль (ПАВ в основном представительны метил- и этилсиликонатом натрия). Однако, при неправильном применении ингибиторов гидратоотложений весьма вероятен риск пенообразования, что может ухудшить процесс и привести к более интенсивному гидратообразованию.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1. Общие сведения о месторождении

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

2.2. Общая характеристика производственного объекта

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

2.3. Нефтегазоносность

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

2.4. Физико-химические свойства природного газа

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

2.5. Газоконденсатная характеристика

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

2.6. Сведения о запасах углеводородного сырья

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

2.7. Технологические показатели разработки X НГКМ

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА НА УКПГ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка экономичных технологий применения метанола позволит улучшить экологическую характеристику и повысить эффективность работы систем подготовки газа, что является актуальным для газовой промышленности. Для оценки действующей схемы рециркуляции метанола и эффективности предложенных изменений построена модель технологической схемы УКПГ X месторождения в программном комплексе Unisim Design R460.

3.1. Влияние состава газа на расход ингибитора

Для проведения исследования влияния состава сырого газа на количество метанола, необходимого для ингибирования процесса образования гидратов, создана моделирующая схема действующей технологии подготовки газа X НГКМ (рисунок 13).

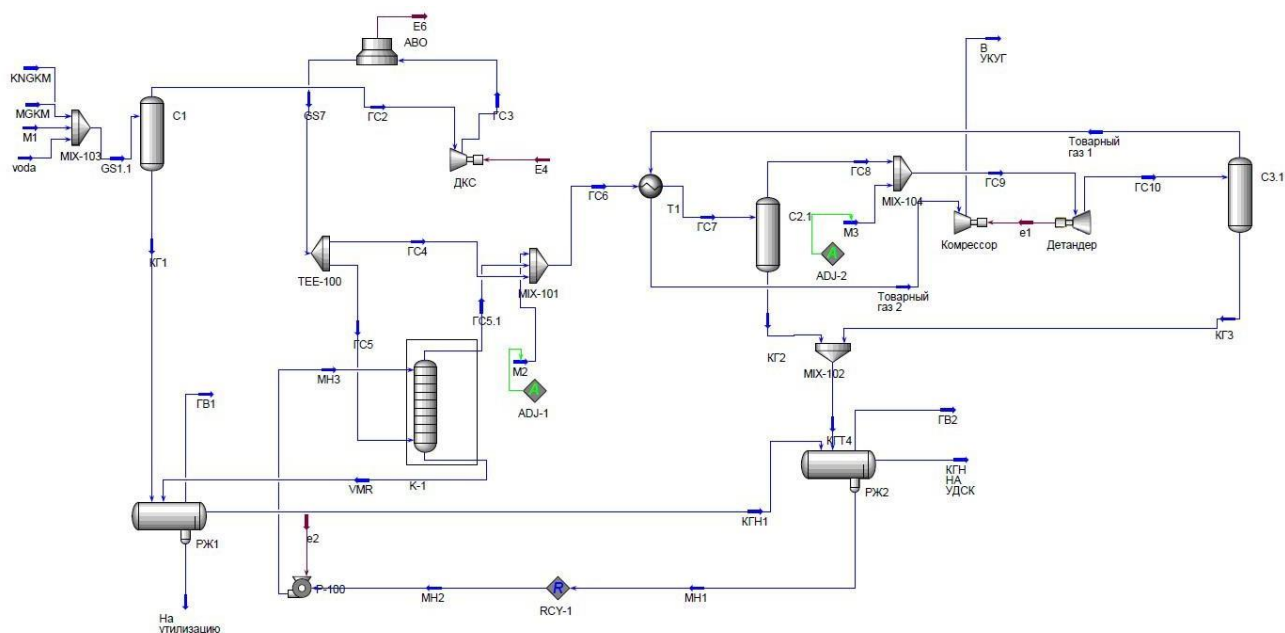


Рисунок 13 – Модель действующей схемы УКПГ X НГКМ

1) Таблица 8 – Состав газа, поступающего на подготовку

	Газ	
	газоконденсатный	нефтяной
	Месторождение	
Компонент	МГКМ	КНГКМ
Метан	83,29	81,57
Этан	4,37	4,96
Пропан	3,59	4,62
Изо-Бутан	1	1,75
Бутан	1,17	2,14
Изо-Пентан	0,48	0,65
Пентан	0,44	0,60
Гексаны	0,7	0,41
Гептаны	0,53	0,13
Октаны	0,61	0,03
Углерода диоксид	0,04	0,86
Азот	3,59	2,25
Содержание тяжелых УВ	39,29 г/м ³	57,32 г/м ³

Концентрированный метанол 95 % мас. подается перед входным сепаратором С1, перед теплообменником Т1 и перед турбодетандером.

Результаты моделирования показали, что для работы установки в безгидратном режиме в первом случае необходимый расход метанола составляет 247 кг/ч, во втором случае расход составляет 297 кг/ч, что существенно выше. Следовательно, добавление «жирного» попутного нефтяного газа ведет к повышению температуры гидратообразования для сухого газа с минус 34,56 до минус 33,03 градусов и, как следствие, к увеличению расхода метанола на УКПГ.

3.2. Модернизация технологии рециркуляции метанола

В ходе дальнейшей работы было решено исследовать возможность применения технологических решений, предложенных специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» [13]:

1) подача жидкой фазы из сепаратора С2 в низкотемпературный сепаратор С3, за счет чего происходит понижение концентрации метанола в ВМР из С3. Вследствие этого часть ингибитора гидратообразования, ранее растворенного в газовой и углеводородной фазах, сорбируется водой и затем может быть регенерирована в колонне-десорбере.

2) установка дополнительного разделителя РЖ3 и подача водной фазы из разделителя РЖ1 с концентрацией метанола 10–11 % мас. в разделитель РЖ3. В разделитель также направляется водная фаза с кубовых частей колонн отдувки нестабильный конденсат из РЖ2. Данное решение позволит реализовать водную экстракцию метанола. После поглощения водой части метанола, содержащегося в нестабильном конденсате, производится разделение газовой, углеводородной и водной фаз. Полученный в разделителе РЖ-3 ВМР смешивается с ВМР из разделителя РЖ-2 и направляется для перевода в газовую фазу («отдувки») и возвращения в технологический цикл в колонны-десорберы К1 и К2 (рисунок 16).

Проведено сравнение показателей действующей и модернизированной схем при работе на сыром природном газе и с добавлением попутного нефтяного газа. Общий расход сырого газа принят 100000 кг/ч (таблица 9, таблица 10).

За счет подачи жидкой фазы из сепаратора С2 в сепаратор С3 часть ингибитора гидратообразования, ранее растворенного в газовой и углеводородной фазах, сорбируется водой. Концентрация метанола в ВМР понизилась до 56 % мас., тогда как в действующей схеме составляет 66 % мас. Как следствие, образуется ВМР с большим расходом, но меньшей концентрацией, и количество чистого метанола, поступающего на отдувку, увеличивается.

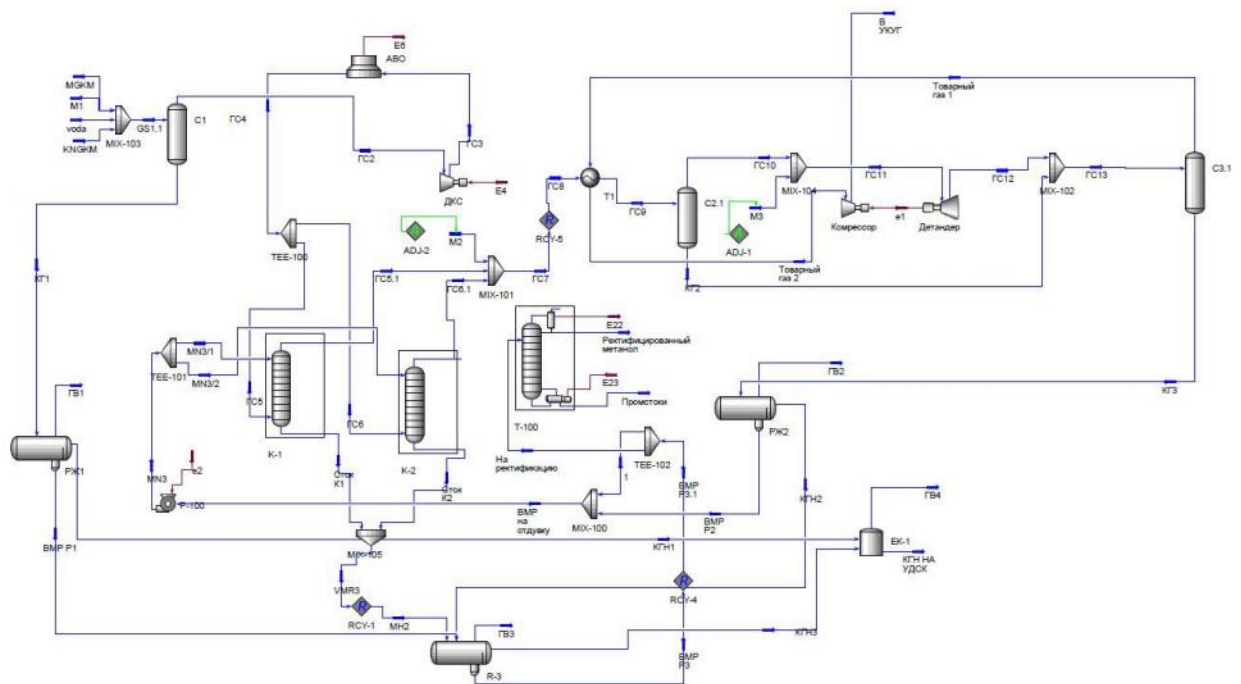


Рисунок 14 – Модернизированная рециркуляционная технология использования метанола на X НГKM

Поток ВМР из РЖ1, ранее уходящий на утилизацию в поглощающий пласт, перенаправляется в разделитель РЖ3. В этот же разделитель уходит ВМР из кубов колонн отдувки К1 и К2 и нестабильный конденсат из разделителя РЖ2. В разделителе РЖ3 происходит поглощение водой метанола из нестабильного конденсата, поступающего из РЖ2. Полученный ВМР смешивается с потоком ВМР из РЖ2 и подается на отдувку

Таблица 9 – Сравнение схем подготовки без добавления попутного нефтяного газа

Схема	Расход метанола в газе отдувки, кг/ч / % мольн.	Расход газа отдувки, кг/ч	Расход метанола в ВМР на отдувку, кг/ч	Унос метанола с конденсатом на УДСК, кг/ч	Доля метанола в конденсате на УДСК, % мольн / % мас.	Расход метанола с куба колонн, кг/ч / % мольн.	Температура ВМР на отдувку, °С	Расход концентрированного метанола, кг/ч	Унос метанола с товарным газом, кг/ч	Расход ВМР на ректификацию, кг/ч / выход метанола с ректификац. колонны, кг/ч
Действующая	46/0,08	34531	43	181	1,2/0,76	2/2,5	-10,5	261	12,4	—
Модернизированная	200/0,13	86378	256	26	0,2/0,12	65/6,8	-26,2	145	13,4	511/93

Таблица 10 – Сравнение схем подготовки при работе с 50%-ной добавкой попутного нефтяного газа к сырому газу

Схема	Расход метанола в газе отдувки, кг/ч / % мольн.	Расход газа отдувки, кг/ч	Расход метанола в ВМР на отдувку, кг/ч	Унос метанола с конденсатом на УДСК, кг/ч	Доля метанола в конденсате на УДСК, % мольн / % мас.	Расход метанола с куба колонн, кг/ч / % мольн.	Температура ВМР на отдувку, °С	Расход концентрированного метанола, кг/ч	Унос метанола с товарным газом, кг/ч	Расход ВМР на ректификацию, кг/ч / выход метанола с ректификац. колонны, кг/ч
Действующая	58/0,1	35860	56	213	1,5/0,9	2,2/2,6	-15,6	297	13,2	-
Модернизированная	226/0,15	89751	266	31,6	0,23/0,14	71/6,8	-27,3	176	12,9	532/105

Таким образом, эффект сокращения расхода метанола на 40–45 % в зависимости от состава газа достигается в основном за счет уменьшения уноса метанола с нестабильным конденсатом. В абсолютных единицах это составляет 110–140 кг/ч в зависимости от состава сырого газа (таблица 6).

Расход метанола, необходимый для ингибирования действующей и модернизированной технологических схем в зависимости от содержания попутного нефтяного газа представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Сокращение расхода метанола вследствие модернизации технологической схемы

	Содержание ПНГ в сыром газе, %			
	0	30	50	80
Расход метанола	0	30	50	80
Впрыск метанола перед Т1 в действующей схеме, кг/ч	108	130	145	183
Впрыск метанола перед Т1 в модернизированной схеме, кг/ч	0	7	24	52
Общий расход метанола в действующей схеме, кг/ч	261	276	297	339
Общий расход метанола в модернизированной схеме, кг/ч	145	155	176	203
Расход метанола в составе ВМР на ректификацию, кг/ч	93	98	105	114
Экономия (без учета ректификации), %	45	44	41	40

С увеличением количества попутного нефтяного газа, поступающего на установку, необходимый расход метанола увеличивается, и экономия несколько снижается (таблица 6).

За счет перенаправления потоков «теплый» конденсат из сепаратора С2 не попадает в разделитель РЖ2, и в разделителе устанавливается температура минус 33 °С (как в НТ сепараторе), вместо минус 11 °С, как в действующей схеме. Это приводит к значительному снижению температуры потока ВМР, поступающего в колонны-десорберы на отдувку.

Увеличение количества ВМР на отдувку и его более низкая температура, потребовали большего количества тепла на перевод метанола в газовую фазу. Поэтому расход сырого газа на отдувку был увеличен от 34000–36000 кг/ч до 86000–90000 кг/ч. В результате содержание метанола в газе отдувки возрастает от 45–60 кг/ч до 200–230 кг/ч, что приводит к значительному сокращению подачи концентрированного метанола перед теплообменником Т1: от 108–153 кг/ч до 0–52 кг/ч (таблица 6).

Фазовая диаграмма на рисунке 15 показывает, что без метанола будут образовываться гидраты, если температура газа понизится до минус 33 °С при давлении 4 МПа.

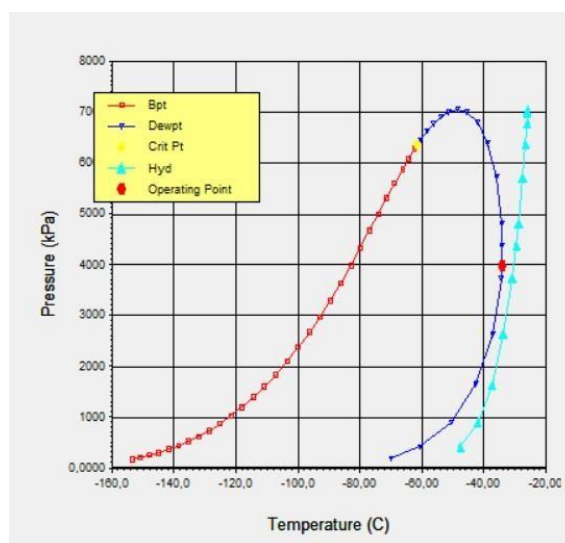


Рисунок 15 – Фазовая диаграмма для сухого газа без ввода метанола в схему Введение метанола в поток подготавливаемого газа изменяет условия

образования гидратов. Диаграмма на рисунке 16 показывает, что в присутствии метанола гидраты в товарном газе не будут образовываться, если его температура понизится до минус 33 °С при давлении 4 МПа.

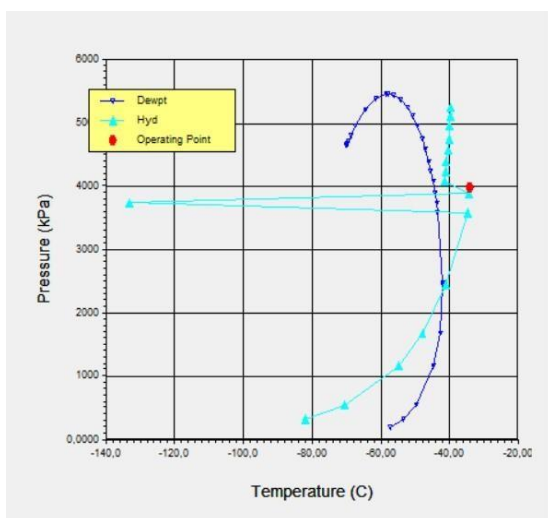


Рисунок 16 – Фазовая диаграмма для сухого газа в действующей схеме

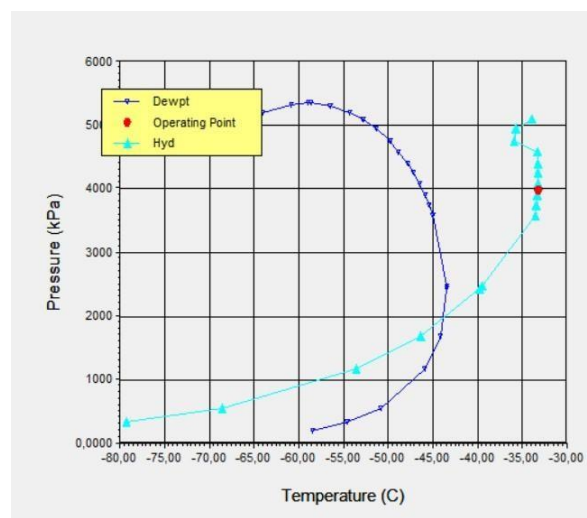


Рисунок 17 – Фазовая диаграмма для сухого газа в модернизированной схеме

Фазовая диаграмма на рисунке 17 показывает, что при модернизации технологии метанол защищает от образования гидратов до температуры подготовленного газа равной минус 33 °С при давлении 4 МПа.

В модернизированной схеме имеется неостребованный для отдувки поток ВМР низкой концентрации 20–25 мас. % с расходом 500–540 кг/ч, который предлагается направить на ректификацию.

В схему была добавлена установка ректификации метанола со следующими параметрами работы (таблица 7, рисунок 16).

Таблица 12 – Параметры работы установки ректификации метанола

Давление верха, кПа	115
Давление низа, кПа	120
Температура верха, °С	68
Температура низа, °С	99
Число тарелок	26
Подача на тарелку	21

Данная установка позволяет получить порядка 85–120 кг/ч метанола с концентрацией 95 % мас. в зависимости от состава сырого газа.

Стоки с колонны ректификации метанола отправляются на утилизацию. Остаточное содержание метанола в сточной воде составляет 2,9 % мас., что соответствует традиционной технологии регенерации метанола методом ректификации [4].

Расчетная концентрация метанола в стоках 0,44 мг/л³, что ниже ПДК, равного 3 мг/л, установленного ГН 2.1.5.689-98.

Материальный баланс по концентрированному метанолу для действующей и модернизированной технологии подготовки представлен в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Материальный баланс по метанолу для действующей схемы

Приход			Расход		
	% масс	кг/ч		% масс	кг/ч
Подача метанола перед С1	31	76	Унос с нестабильным конденсатом	73	181
Подача метанола перед Т1	41	102	Унос с товарным газом	5	12
Подача метанола перед дегандером	28	69	Утилизация метанола в пласт	22	55
Итого	100	248	Итого	100	248

Таблица 14 – Материальный баланс по метанолу для модернизированной схемы

Приход			Расход		
	% масс	кг/ч		% масс	кг/ ч
Подача метанола перед С1	55	76	Унос с нестабильным конденсатом	19	26
Подача метанола перед Т1	0	0	Унос с товарным газом	9	13
Подача метанола перед детандером	45	62	Метанол с колонны ректификации	65	89
			Утилизация метанола в пласт	7	10
Итого	100	138	Итого	100	138

В работе [8] основной эффект сокращения расхода метанола достигается за счет подачи жидкости из сепаратора С2 в сепаратор С3 (рисунок 9). В нашем варианте основной эффект достигается за счет «отмывки» конденсата из РЖ2 в разделителе РЖ3. Там метанол переходит из конденсата в водную фазу (расход порядка 176 кг/ч), в составе которой затем отправляется на «отдувку» в газовую фазу).

В модернизированной схеме возрастает расход метанола с куба колонн (65–75 кг/ч вместо 2–4 кг/ч) – эффективность отдувки снижается. Однако, это не является существенным минусом, так как данный поток ВМР возвращается в производственный цикл через разделитель РЖ3 (рисунок 14, таблица 4, таблица 5).

Для повышения производительности, улучшения массообменных и фильтрационных характеристик колонны-десорбера необходимо будет провести ее модернизацию и заменить каплеотделитель на распределитель газожидкостного потока, за счет чего будет обеспечено равномерное распределение нагрузки на контактное устройство [8]. Массообменные тарелки с контактно-сепарационными элементами необходимо заменить на тарелки с

промывными элементами. Фильтрационную часть аппарата необходимо заменить на каплеуловитель прямоточный комбинированный, особенностью которого является наличие фильтр-патронов, закрепленных снизу опорного полотна под каждым сепарационным элементом. Такая модернизация колонны-десорбера была проведена в 2018 г. на второй технологической нитке ГКП-22 Уренгойского месторождения [13].

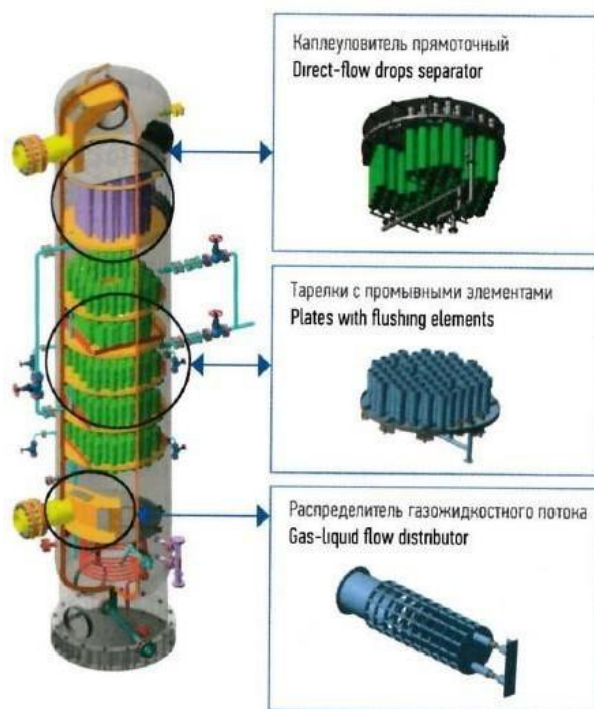


Рисунок 18 – Модернизация колонны-десорбера

3.3. Обсуждение результатов

Проведено сравнение параметров основных аппаратов, а также состава и свойств основных продуктов для модернизированной и действующей схем.

Таблица 15 – Сравнение параметров работы основных аппаратов до и после модернизации

Параметр	Аппарат				
	С1	С2	С3	ТДКА	РЖ1
Т, °С до/после	8,65/8,65	-12,6/-12,6	-34,2/-33,2	-34,1/-33,1	8,75/8,58

Р, кПа до/после	2800/2800	6413/6413	3990/3990	4000/4000	2750/2750
--------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Давления и температуры в основных точках технологической схемы изменились незначительно, следовательно, изменений технологического режима не требуется.

Осушенный газ, полученный по модернизированной технологии практически не изменил своего состава. Несмотря на рост температуры точки росы, газ соответствует нормам СТО Газпром 089-2010 (таблица 16).

Таблица 16 – Состав и свойства осушенного газа

Содержание компонента, мольная доля	Действующая схема	Модернизованная схема
Метан	0,925	0,927
Этан	0,043	0,042
Пропан	0,024	0,023
Изо-Бутан	0,0035	0,0034
Бутан	0,0028	0,0028
Молекулярная масса	17,65	17,62
Метанол, мольная доля	0,000092	0,000086
Точка росы по воде при Р=3,92 МПа по СТО Газпром 089-2010	-41,66	-36,26
Точка росы по у/в при Р= 3,9 МПа по СТО Газпром 089-2010	-34,25	-33,24
Давление осушенного газа, кПа	3990	3990
Температура осушенного газа, °С	-34,2	-33,2
Расход осушенного газа, кмоль/ч	4361	4368
Расход осушенного газа, кг/ч	76860	76880

Сравнение состава и свойств нестабильного конденсата, поступающего на подготовку на установку деэтанзации и стабилизации конденсата (УДСК) представлено в таблице 17.

Поток конденсата в модернизированной схеме имеет практически такой же расход и состав, как в действующей, за исключением снижения содержания

метанола. Температура конденсата повысилась с минус 11,1 °С до минус 6,9 °С, что положительно сказывается на его дальнейшей подготовке, так как технология подразумевает его дальнейший нагрев.

Таблица 17 – Состав и свойства конденсата нестабильного

Содержание компонента, мольная доля	Действующая схема	Модернизированная схема
Метан	0,159	0,154
Этан	0,073	0,076
Пропан	0,187	0,197
Изо-Бутан	0,088	0,09
Бутан	0,121	0,123
Изо-пентан	0,06	0,06
Н-Пентан	0,062	0,062
Гексан	0,09	0,09
Гептан	0,064	0,065
Октан	0,077	0,078
Метанол	0,013	0,0021
ДНП, кПа	1494	1485
Давление нестабильного конденсата, кПа	2700	2750
Температура нестабильного конденсата, °С	-11,1	-6,9
Расход нестабильного конденсата кгмоль/ч	384,9	383,3
Расход нестабильного конденсата, кг/ч	22221	22232

Соответствие составов и расходов для потоков осушенного газа (таблица 11) и нестабильного конденсата (таблица 11) в модернизированной и действующей схемах говорит об адекватности построенных моделирующих схем.

Таким образом, рециркуляционная технология использования ингибитора гидратообразования сокращает расход метанола на 110–140 кг/ч за счет уменьшения потерь с нестабильным конденсатом. Установка ректификации метанола из ВМР дополнительно позволяет вернуть в технологический процесс 85–120 кг/ч метанола, довести состав отделенной воды до экологических норм и безопасно утилизировать его закачкой в поглощающий пласт.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды и имеющей строго определённую структуру.

Состав гидратов выражается формулой $C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$: $CH_4 \cdot 6H_2O$; $C_2H_6 \cdot 7H_2O$; $C_3H_8 \cdot 18H_2O$. Внешне гидраты напоминают кристаллы льда или мокрый спрессованный снег. Скопления гидратов в линейной части газопроводов могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим работы магистрали. На процесс образования гидратов влияет состав транспортируемого газа, содержание воды, давление и температура. Обязательными условиями существования гидратов является снижение температуры газа ниже точки росы, при которой происходит конденсация паров воды (наличии капельной влаги в газе), а также ниже температуры равновесного состояния гидратов. Поскольку гидраты природных газов являются нестойкими химическими соединениями, любое отклонение от термодинамического равновесия приводит к их распаду. Однако, если термодинамическое равновесие сохраняется, скопления гидратов в газопроводе могут находиться длительное время. Поэтому для своевременного предупреждения образования гидратных пробок необходимо знать условия их возникновения и прогнозировать места их возможных скоплений.

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

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены три конкурирующие ингибитора различного состава:

- 1) Ингибитор на основе водного раствора метанола CH_3OH
- 2) Ингибитор на основе водного раствора соли-электролита NaCl и триэтиленгликоля $\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$

Детальный анализ необходим, т.к. каждый тип ингибитора имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 18 показано сравнение эффективности применения с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 18 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{k1}	B_{k2}	K_{ϕ}	K_{k1}	K_{k2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
2. Антигидратная активность	0,14	5	2	4	0,74	0,28	0,42
3. Расход реагента	0,18	5	1	3	0,78	0,22	0,49
4. Специальное оборудование	0,14	5	1	2	0,56	0,15	0,27
5. Простота изготовления	0,05	5	4	3	0,55	0,46	0,33
6. Эффективность работы	0,05	5	4	5	0,56	0,4	0,52
7. Безопасность	0,08	1	5	4	0,11	0,59	0,44
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена сырья	0,12	3	1	5	0,37	0,12	0,55
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	2	4	0,58	0,22	0,43
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	5	3	4	0,53	0,33	0,46
Итого	1	44	25	37	5,28	2,97	4,65

Расчёт конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i = 1 \cdot 5,28 = 5,28;$$

где K – конкурентоспособность проекта; B_i – вес показателя (в долях единицы); Б_i – балл показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2. SWOT – анализ

SWOT – Strength (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторо проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 4.2.

- **Сильные стороны.** Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

- **Слабые стороны.** Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

Таблица 19 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Низкая стоимость	Сл1. Необходимость проведения расчетов по обоснованию объемов
С2. Длительный эффект	Сл2. Потребность в сырье
С3. Применение на аналогичных месторождениях	Сл3. Зависимость от исходных параметров
С4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя	Сл4. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа
Возможности	Угрозы
В1. Поиск альтернативного сырья	У1. Аномальные температуры
В2. Появление потенциального спроса на новые разработки	У2. Проблемы с подачей метанола
В3. Повышение стоимости конкурентных разработок	У3. Отсутствие спроса на новые виды растворителей
В4. Возможность применения дополнительных веществ	

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон инженерного решения внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+) – Сильное соответствие сторон возможностям;

(-) – Слабое соответствие сторон возможностям;

(0) – Сомнения в выборе.

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	+	+	-
	B3	-	+	+	+
	B4	+	0	+	+

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции B1B2C1C2, B3B4C3C4, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (таблица 21).

Таблица 21 – SWOT – анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкая стоимость 2. Длительный эффект 3. Применение на аналогичных месторождениях. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость проведения расчетов по обоснованию объемов 2. Потребность в сырье 3. Зависимость от исходных параметров.
<p>Возможности</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение цен на сырье 2. Решение других проблем в трубопроводе за счет комплексирования методов 3. Поиск альтернативного сырья 	<p>Направления развития</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Данную технологию можно тиражировать на аналогичных месторождениях тем сам снизив закупочную стоимость 2. Расчеты могут быть использованы для решения других проблем на выбранном участке 3. По мере роста опыта применения возможна оптимизация за счет использования аналогичных технологий 	<p>Сдерживающие факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение качественных камеральных работ позволяет снизить потребность в закачке 2. Уточнение исходных данных в процессе эксплуатации 3. Возможность применения дополнительных веществ.
<p>Угрозы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Аномальные температуры 2. Проблемы с подачей метанола 	<p>Угрозы развития</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Закачка дополнительного объема метанола на случай аномальных температур 2. Регулярная проверка оборудования 3. Рост компетенция персонала по мере накопления опыта 	<p>Уязвимости:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимо проведение расчетов для широкого диапазона свойств 2. Необходимо иметь дублирующее оборудование и запасы сырья на складе

В результате SWOT – анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над её недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно – исследовательской разработке.

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

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

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер

Продолжение таблица 22

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. – дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, 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 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

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

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

Пример расчета (составление и утверждение технического задания), для остальных работ расчет проводится аналогично:

$$t_{ож} = \frac{3 * t_{min} + 2 * t_{max}}{5} = \frac{3 * 4 + 2 * 8}{5} = 6 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч} = \frac{6}{1} = 6 \text{ дней}.$$

4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал},$$

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 находится по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году;

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1,48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчеты временных показателей проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения НИР	1	3	3	4	1,8	3,4	1,2	2,1
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	10,2	69	68,9	101,9

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 24).

Таблица 24 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность работ											
				февр			март			апр			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп 1	4	█											
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп 1 Исп 2	4	█											
3	Обзор научной литературы	Исп 2	11		█										
4	Выбор методов исследования	Исп 2	6			█									
5	Планирование эксперимента	Исп 1 Исп 2	7			█									
6	Подготовка образцов для эксперимента	Исп 2	9				█								
7	Проведение эксперимента	Исп 2	25					█							
8	Обработка полученных данных	Исп 2	18							█					
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп 1 Исп 2	5									█			
10	Составление пояснительной записки	Исп 2	13										█		

Примечание:

█ – Исп. 1 (научный руководитель), █ – Исп. 2 (инженер)

4.3. Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

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

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;

- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР

4.3.1. Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Материальные затраты, необходимы для данной разработки, заносим в таблицу 25.

Таблица 25 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Перчатки резиновые	Шт.	10	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Фартук резиновый	Шт	5	647	3235
Шкаф сушильный	Шт.	1	31687	31687
Метан	М ³	2000	15	30000
Дистиллированная вода	Л	1000	50	50000
ИТОГО				117378

4.3.2. Расчёт амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.5)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (4.6)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 26 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	H_A , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Метанольная установка	1	10	1	0,1	2000000	16667	
2	Емкость	1	10	1	0,1	680000	5667	
3	Вагон – «Кедр 4Ю»	1	10	0,8	0,1	481000	3207	
4	Эл.плита	1	10	0,8	0,1	670000	4667	
5	Мост приемный	1	10	0,9	0,1	800000	6000	
6	Промежуточный теплообменник -1	1	10	1	0,1	303000	2525	
7	Воздушный холодильник	1	10	1	0,1	300000	2500	
8	Подогреватели пит. воды	1	12	0,9	0,083	300000	1868	
9	Сепаратор метанола	1	10	1	0,1	1200000	10000	
10	Сборник метанола	1	10	0,9	0,1	800000	6000	
Итого:								59101руб.

4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемые ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 19000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 37050 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 17000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 33150 \text{ руб.}$$

где Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M * M}{F_d},$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение 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 27).

Таблица 27 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество не рабочих дней: - выходные дни - праздничные дни	44/14	48/14
Потери рабочего времени - отпуска - невыходы на работу	48/7	24/7
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	272

Таким образом, для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{37050 * 11,2}{272} = 1526 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 * 10,4}{252} = 1368 \text{ руб.},$$

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}},$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

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

Для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1526 * 10,2 = 15565,2 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1368 * 69 = 94392 \text{ руб.}$$

Таблица 28 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб. дн	$Z_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	19000	0,3	0,2	1,3	33664	1526	10,2	15565,2
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1368	69	94392
Итого $Z_{\text{осн}}$, руб								109957,2

4.3.4. 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.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}},$$

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

Тогда для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,14 * 15565,2 = 2179,13 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,14 * 94392 = 13214,88 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,14.

4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.14)$$

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (15565,2 + 2179,13) = 5323,3 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.15)$$

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (94392 + 13214,88) = 32282 \text{ руб.}$$

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

4.3.6. Накладный расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать сксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 29 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов

59101	117378	109957,2	15394	37605,3	339435,3
-------	--------	----------	-------	---------	----------

Величина накладных расходов определяется по формуле (4.16):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.16)$$

$$Z_{\text{накл}} = 339435,3 \cdot 0,2 = 67887,06$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Исследование при борьбе с гидратообразованием в линейных сооружениях нефтегазоконденсатного месторождения» по форме, приведенной в таблице 30. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 30 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	117378	117378	117378	Пункт 4.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	59101	62428	66857	Пункт 4.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	109957	180530,22	180530,22	Пункт 4.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15394	15194,23	15194,23	Пункт 4.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	37605,3	37605,3	37605,3	Пункт 4.3.4
6	Накладные расходы	67887,06	68552,5	69438,3	Пункт 4.3.5
Бюджет затрат НИР		407332,36	481688,25	487002,75	Сумма ст. 1- 6

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Ингибитор на основе водного раствора метанола CH_3OH
- 2) Ингибитор на основе водного раствора соли-электролита NaCl и триэтиленгликоля $\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 407332,36$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 481688,25$ руб, $\Phi_{\text{исп.3}} = 487002,75$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{407332,36}{487002,75} = 0,83$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{исп2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{481688,25}{487002,75} = 0,98$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{исп3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{487002,75}{487002,75} = 1$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 31).

Таблица 31 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности	0,2	5	3	4
2. Стабильность работы	0,2	5	2	3
3. Технические характеристики	0,25	5	3	4
4. Химические свойства	0,2	4	3	4
5. Материалоёмкость	0,15	4	3	5
ИТОГО	1	4,8	3	4

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,6$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 + 0,25 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 = 3$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (20)$$

$$I_{тек.пр} = \frac{4,6}{0,95} = 4,84; I_{исп2} = \frac{3}{0,97} = 3,09; I_{исп3} = \frac{4}{1} = 4.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 32).

Таблица 32 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,83	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3	4
3	Интегральный показатель эффективности	4,84	3,09	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,81	0,89

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 69 дня; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 52 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 15,2 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 407332,36 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,83, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,6, по сравнению с 3 и 4;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,84, по сравнению с 3,09 и 4,1, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата X нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. На установке проводится подготовка газа к транспортировке методом низкотемпературной сепарации.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление контроля параметров с целью поддержания работы установки в заданном режиме, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при подготовке газа и газового конденсата. Работы выполняются круглогодично.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Правовые основы экологической политики

Обеспечение экологической безопасности при осуществлении хозяйственной деятельности базируется на соблюдении Российского законодательства и требований экологических нормативов и стандартов, регламентирующих отношения в сфере охраны и использования природных ресурсов, а также обеспечения безопасности обслуживающего персонала и населения от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой и эксплуатацией месторождения.

Правовые основы экологической политики при разработке проектных решений базируются на основных положениях политики ОАО "Газпром" в области охраны окружающей природной среды, безопасности и здоровья

работников на производстве (постановление Правления ОАО "Газпром" от 20.04.2000 г. № 14) и включают следующие направления экологической деятельности:

соответствие законам, государственным и отраслевым нормативно-методическим документам в области охраны окружающей природной среды;

сохранение природной среды в зоне размещения объектов газовой промышленности, разумное и рациональное использование природных ресурсов;

обеспечение промышленной экологической безопасности строительства и эксплуатации объектов добычи, транспорта, переработки и хранения углеводородного сырья;

обеспечение безопасности труда и сохранения здоровья работников отрасли;

участие в обеспечении экологической безопасности регионов, в которых размещены объекты газовой промышленности.

Основным отраслевым правовым механизмом природоохранной деятельности является система нормирования природопользования, базирующаяся на внедрении конкретных природоохранных норм, стандартов, правил и программ, обеспечивающих выполнение природоохранного законодательства.

Нормирование природопользования в отрасли осуществляется установлением предельно допустимых антропогенных воздействий на компоненты окружающей природной среды, обеспечивающих охрану окружающей среды и здоровье человека, сохранение генетического фонда, рациональное использование природных ресурсов.

5.1.2. Документы, регулирующие отношения природопользователя с местной администрацией

Основным документом, регулирующим отношения Заказчика (природопользователя) с местной Администрацией, является договор на комплексное природопользование. Договор является юридическим документом, нарушение которого одной из сторон является основанием для обращения в суд. Проведение геодезических, геологосъемочных, поисковых, кадастровых, землеустроительных исследований и изысканий осуществляется на основании решения о их проведении и договора с собственником земли, землепользователем, арендатором, который регистрируется местным органом власти.

В число обязательств природопользователя входят:

- обязательство ведения работ в соответствии с проектом, под авторским надзором Проектировщика, недопущение несанкционированных Министерством природных ресурсов Российской Федерации (далее – МПР России) отклонений от проекта;
- замены оборудования, машин и приборов, по мере выбытия по причине физического и морального старения, на более экологически совершенные;
- соблюдения полос отвода при строительстве и эксплуатации промысла, выплаты штрафов за экологические нарушения;
- недопущения к производству работ подрядчиков и субподрядчиков, не прошедших аккредитацию в Администрации, не имеющих экологического паспорта;
- ведения ведомственного контроля (мониторинга) состояния окружающей среды, своевременного обнаружения и ликвидации аварий, разливов, утечек углеводородов и химреагентов, рекультивации нарушенных земель, выплаты штрафов, предупреждения о всех случаях территориального органа МПР России местной Администрации;
- регламентация правил экологического поведения работников,

применения санкций за браконьерство, ввоз собак, бесконтрольный разъезд транспорта вне дорог и т.д., включения этих правил в трудовой договор с работниками;

- экологической подготовки и переподготовки персонала, назначения лиц, ответственных за экологическую безопасность объектов;
- создания рабочих мест за счет приоритетного приема местных кадров, в первую очередь лиц, потерявших доходы ввиду прекращения традиционных промыслов в связи с реализацией проекта;
- полной рекультивации участков, нарушенных после закрытия промысла;
- Нормативная база природоохранной деятельности включает в себя: законы, постановления, нормативные и инструктивно–методические акты органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации; государственные стандарты, строительные нормы и правила, строительные нормы, санитарные правила и нормы; нормативно–методическую документацию по отдельным аспектам природоохранной деятельности федерального и регионального значения.

5.2. Производственная безопасность

5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в таблице 32.

Таблица 32 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по осушке природного газа методом низкотемпературной сепарации

Источник фактора, наименование видом работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Технологические операции: 1) замена манометра 2) пуск/остановка высоконапорных насосов 3) пуск турбодетандерных агрегатов 4) контроль огневых работ	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте 2. Повышенный уровень вибрации 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения 5. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении	1. Сосуды, работающие под давлением 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий 3. Пожаровзрывоопасность	СН 2.2.4/2.1.8-562-96 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 СНиП 23-05-95 СанПиН 2.2.4.548-96 РД 34.21.122-88 РД 52.04.52-85

5.2.2. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источником возникновения повышенного уровня шума является установка осушки газа, а именно сепараторы газа, в которых из-за повышенной скорости и расширения газа появляются звуковые колебания. Требование по уровню шума в помещениях - согласно СН 2.2.4/2.1.8-562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА. Предусматриваются ряд мероприятий по снижению уровня шума в цехе осушке газа:

Сепараторы оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;

Применение звукоизоляции трубопроводов.

5.2.3. Повышенный уровень вибрации

Источниками интенсивного шума и вибрации являются машины и механизмы с не уравновешенными вращающимися массами, отдельных кинематических парax которых возникают трение и соударения, а также аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. Установлены предельно допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах в производственных помещениях в зависимости от среднегеометрических и граничных частот октавных полос и амплитуды (пикового значения) перемещений при гармонических колебаниях. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96

«Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» предельно допустимые среднеквадратичные значения колебательной скорости лежат в интервале 92–107 дБ относительно $5 \cdot 10^{-5}$ мм/с. Трудовая деятельность в цехе осушки газа попадает под категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора при длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ⁻²		дБ		м/с ⁻² 10 ⁻²		дБ	
	В ^{1/3-} ОКТ.	В ^{1/1-} ОКТ.	В ^{1/3-} ОКТ.	В ^{1/1-} ОКТ.	В ^{1/3-} ОКТ.	В ^{1/1-} ОКТ.	В ^{1/3-} ОКТ.	В ^{1/1-} ОКТ.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	

Продолжение таблицы 32

20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

5.2.4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Источником загазованности может стать

разгерметизация технологического оборудования, а также газоопасные работы, связанные с профилактикой насосно-компрессорного оборудования, замена манометра и т.п. УКППиК оборудован системой,

исключающей возможность загазованности помещений, и включает датчики загазованности. При обнаружении загазованности в контролируемых помещениях или наружных установках в объеме 10 % от НКПВ, контроллер пожаротушения выдает команду на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной, и на включение аварийной вентиляции. При достижении загазованности в объеме 20 % от НКПВ происходит отключение аварийной, приточной вентиляции и установка технологического оборудования.

Газ природный при больших концентрациях (более 15-16%) действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность. При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован. В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться шланговые противогазы ПШ-1,2 и изолирующие дыхательные аппараты АСВ-2.

5.2.5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Освещение одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест при правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомление. Освещение должно отвечать

требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» (таблица 33).

Таблица 33 – Допустимые значения освещения по СНиП 23-05-95

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение	
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения
1	2	3	4	5	6	7	8
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	III	а	Малый	Темный	2000	500
						1500	400
			б	Малый	Средний	1000	300
				Средний	Темный	750	200
			в	Малый	Средний	750	300
Большой	Темный	600		200			
Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	а	Малый	Темный	750	300
						б	Малый
			Средний	Темный			
			в	Малый	Светлый	400	200
				Средний	Средний		
Большой	Темный						
Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	г	Средний	Светлый	–	200
				Большой	Светлый		
				Большой	Средний		

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м².

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

5.2.6. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении

Модуль подготовки газа располагается в отапливаемом помещении, в котором размещается также пункт подготовки газа на собственные нужды промысла, включающий теплообменник и узлы распределения газа потребителям.

С целью обеспечения безопасности производства и создания оптимальных условий работы ведется постоянный контроль условий, в которых протекают технологические процессы на предприятии, в том числе метеорологических (микроклимат). Для отслеживания негативного теплового и физического воздействия в помещении используют систему мониторинга микроклимата, представляющую собой аппаратно-программный комплекс, который включает базовые приборы, сетевые приборы, программное обеспечение обработки и визуализации данных. Благодаря этой системе происходит отслеживание различных параметров окружающей среды. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» оптимальная температура микроклимата приведена в таблице 34. Категория работ по уровню энергозатрат для цеха осушки газа – Па.

Таблица 34 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 30 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:

- при категориях работ Ia и Ib – 4° С;
- при категориях работ IIa и IIб – 5° С;
- при категории работ III – 6° С.

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением,

работникам бесплатно выдаются сертифицированная специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

5.2.7. Сосуды, работающие под давлением

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1 м^3 , находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа , составляет 13 МВт .

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [22]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше $0,07\text{ МПа}$ ($0,7\text{ кгс/см}^2$); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше $0,07\text{ МПа}$, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°C или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении

0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их [22].

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов. Так, сосуды с внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, а с диаметром менее 800 мм - лючки в местах, доступных для обслуживания [22].

5.2.8. Производственные факторы, связанные с электрическим током

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.009-2017 [20].

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при

использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

5.3. Экологическая безопасность

5.3.1. Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных «организованных» выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках являются при низкотемпературной сепарации газа:

Таблица 35 – Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников выброса	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Наименование вещества	Периодичность,	Годовая величина залповых выбросов, тонн
ТМПГ №1: сепаратор С-1/1.	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные С ₁ -С ₅	постоянно	15,732

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;
- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты газовой промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

5.3.2. Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки на установке «Биодиск-350», сбрасываются на рельеф.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». основополагающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

5.4.1. Анализ возможных ЧС

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода в следствии человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

Источником пожароопасности является применение открытого огня (огневые работы). Помещения категории «А» в здании модуля подготовки газа, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, свидом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-1. В

блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

Установка автоматического пенного пожаротушения УКПП обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме. Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого цеха. На Х НГКМ имеется собственная пожарная часть.

5.4.2. Пожаровзрывоопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [21]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ.

Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами

пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

Таблица 36 – Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа

На УКПГ наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вентиляционных систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вентиляционных систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее $0,05 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема взрывоопасного помещения.

В производственных помещениях, в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

Заключение

В ходе работы был проведен анализ возможных вредных и опасных производственных факторов, которые могут оказывать отрицательное влияние на физическое состояние рабочего персонала. Выполнение всех требований техники безопасности позволяет избежать вредного воздействия этих факторов, сохранить жизнь. Соблюдая правила по защите окружающей среды, возможно снизить вред, причиняемый природе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в трудных экономических условиях сокращение затрат на предупреждение гидратообразования является одной из важных задач нефтегазодобывающих компаний.

В ходе выполнения выпускной работы был рассмотрен процесс гидратообразования. Основными факторами, влияющими на процесс образования гидратов, являются давление, температура газа, его состав и насыщение парами воды.

Выявлены причины использования метанола как основного ингибитора гидратообразования. Среди них: наивысшая антигидратная активность, низкая стоимость, низкая температура замерзания, наличие схем регенерации и утилизации. Основным недостатком метанола является высокая токсичность.

Выполнено концептуальное исследование, показавшее принципиальную возможность реализации рециркуляционной технологии использования метанола в технологическом процессе подготовки газа подобном реализованному на УКПГ X месторождения.

Предлагаемый вариант рециркуляционной технологии позволяет сократить расход метанола за счет уменьшения уноса метанола с нестабильным конденсатом и сокращения количества метанола, отправляемого на утилизацию в сточных водах.

Преимущества рециркуляционной технологии использования метанола:

- сокращение расхода ингибитора на 110–140 кг/ч в зависимости от состава сырого газа;
- экономия метанола составляет 40–45% от действующей технологии;
- установка ректификации метанола позволяет получить 85–120 кг/ч метанола с концентрацией 95 % мас.;
- расчетная концентрация метанола в сточных водах составляет 0,44 мг/л и не превышает ПДК 3мг/л.

Для повышения эффективности процесса отдувки метанола предлагается внесение изменений в конструкцию колонны-десорбера.

Анализ показателей модернизированной схемы показал, что состав и свойства выходных потоков осушенного газа и нестабильного конденсата не ухудшились и соответствуют установленным требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дж. Кэрролл. Гидраты природного газа / Пер. с англ. — М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг» 2007. — 316 с.
2. Запорожец Е.П., Шостак Н.А., Запорожец Е.Е. Процессы и оборудование в технологиях подготовки и переработки углеводородных газов – Москва; Вологда: Издательство «Инфа-Инженерия», 2021. – 600 с.
3. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 252 с.
4. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промышленных трубопроводов: Методические указания / – Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
5. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
6. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром // Нефтегазовое дело. 2007. [Электронный ресурс] URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf
7. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Анализ методов диагностирования гидратообразования в шлейфах // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2017. №1. С.80–83. [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28807658>
8. Петров С.В. Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы: метод. указания / С. В. Петров, В. Л. Онацкий, И. С. Леонов. – Ухта: УГТУ, 2014. – 24с.
9. Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986, – 238 с.
10. Медведев В.И. Исследование возможности использования полимерных реагентов для кинетического ингибирования техногенного гидратообразования // Химия и технология топлив и масел 2015. №6. С. 24 – 49.

[Электронный ресурс]

URL:http://elib.sfukras.ru/bitstream/handle/2311/21165/issledovanie_vozmozhnosti_ispol_zovaniya_polimernyh_reagentov_dlya_kineticheskogo_ingibirovaniya_tehnogenogo_gidratoobrazovaniya.pdf?sequence=1

11. Комплекс промыслово-геологической информации по Мыльджинскому месторождению. – 2010 г.

12. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения» ОАО «Газпром добыча Томск»

13. Корякин А.Ю. Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования на Ачимовских УКПГ Уренгойского НГКМ / А. Корякин, А. Ермолаев, В. Кобычев // Газовая промышленность. – 2018. – №6. – С. 28-34

14. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с.

15. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.

16. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.

17. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования.

18. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

19. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности.

20. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.
21. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
22. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
23. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
24. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
25. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
26. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
27. ГОСТ 12.0.003-15 «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация;
28. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».