

Инженерная школа природных ресурсов
 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности борьбы с гидратообразованием и оптимизация расхода ингибитора на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)

УДК 622.279.72(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Борзенко Александр Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

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 ООД ШБИП	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
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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели</p> <p>И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата</p> <p>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</p> <p>И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений</p>
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	<p>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</p> <p>И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>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</p> <p>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</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>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</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
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	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>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</p> <p>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</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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
		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 общинженерные 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 проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		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				
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)

Инженерная школа природных ресурсов
 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Борзенко Александру Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности борьбы с гидратообразованием и оптимизация расхода ингибитора на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.03.2022 №68-67/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Принципиальная схема УКПГ Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения; 2. Физико-химические свойства входного сырья; 3. Требования к качеству подготовки газа ОСТ 089-2010; 4. Технологический регламент эксплуатации ОПО ГП Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения; 5. Научная литература, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Геологическое строение Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения; 2. Анализ существующих и применяемых методов борьбы с гидратообразованием; 3. Моделирование и анализ работы установки регенерации метанола на Заполярном НГКМ; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.

Перечень графического материала	1. Принципиальная схема подготовки газа на УКПГ ЗНГКМ; 2. Принципиальная схема установки регенерации метанола; 3. Литолого-стратиграфический разрез сеноманских залежей Заполярного месторождения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Кащук Ирина Вадимовна
7. Социальная ответственность.	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Борзенко Александр Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 120 страниц, в том числе 28 рисунков, 28 таблиц, 3 приложения. Список литературы включает 41 источник.

Ключевые слова: ингибитор гидратообразования, осложнения при добыче газа, гидратообразование, гидрат, газовый гидрат, метанол, уменьшение расхода метанола.

Объектом исследования является термодинамический ингибитор метанол и процесс восстановления его физико-химических свойств.

Цель исследования – анализ повышения эффективности расхода за счет более качественного процесса его регенерации.

В процессе исследования были обобщены общие сведения о Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении, рассмотрены общие сведения о гидратах, а также технологические участки промысловых систем, наиболее подверженные гидратообразованию. Рассмотрены основные и наиболее распространенные ингибиторы гидратообразования и проведен анализ их эффективности в борьбе с гидратообразованием. Проанализированы текущие способы восстановления концентрации метанола и предложены способы ее повышения.

Область применения: установка комплексной подготовки газа.

Потенциальная экономическая эффективность связана с уменьшением расхода метанола и его рациональным использованием для борьбы с гидратообразованием за счет улучшения технологических показателей процесса регенерации метанола.

Обозначения, определения и сокращения

ЗНГКМ – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение;

ЭГ – этиленгликоль;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

КИГ – кинетический ингибитор гидратообразования;

ММП – многолетнемерзлые породы (породы, которые постоянно находятся в условиях отрицательных температур);

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ВМР – водометанольный раствор;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЗПА – здание переключающей арматуры;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

КГС – куст газовых скважин;

МПК – межпромысловый коллектор;

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

ПУ – пробкоуловитель;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ЦОГ – цех осушки газа.

Оглавление

Введение	18
1 Общая характеристика Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	20
1.1 Общие сведения о месторождении	20
1.2 История освоения месторождения	21
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	22
1.4 Тектоническое строение месторождения	23
1.5 Нефтегазоносность Заполярного месторождения	23
1.6 Фильтрационно-ёмкостные свойства пород.....	25
1.7 Физико-химическая характеристика газа	28
1.8 Прогноз технологических показателей разработки Заполярного месторождения	29
2 Общие сведения о гидратах и гидратообразовании	24
2.1 Сущность газовых гидратов	24
2.2 Структуры газовых гидратов.....	25
2.3 Физико-химические свойства гидратов	26
2.4 Условия формирования газовых гидратов	28
2.5 Методы предотвращения и борьбы с гидратообразованием	35
2.6 Места техногенного гидратообразования.....	47
2.7 Технологии оптимизации расхода метанола	48
2.7.1 Технология регенерации метанола методом ректификации	50
2.7.2 Технология регенерации метанола методом отдувки.....	54
3 Анализ процесса подготовки газа на установке комплексной подготовки газа X Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	56
3.1 Описание технологического процесса подготовки газа	65
3.1.1 Здание переключающей арматуры	66
3.1.2 Площадка пробкоуловителей	66
3.1.3 Дожимная компрессорная станция	67
3.1.4 Цех осушки газа	67
3.1.5 Аппарат воздушного охлаждения	69
3.1.6 Установка регенерация ДЭГа.....	69

3.2	Анализ процесса регенерации метанола на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении	58
3.2.1	Схема установки регенерации метанола на УКПГ Х Заполярного месторождения	58
3.2.2	Анализ параметров работы установки регенерации метанола и подбор оптимальных значений	60
3.2.3	Расчет флегмового числа	67
4	Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	69
4.1.1	Анализ конкурентных технических решений	69
4.1.2	SWOT – анализ	71
4.2	Планирование научно-исследовательских работ	74
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	74
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	75
4.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	76
4.3	Бюджет научно – технического исследования (НТИ)	79
4.3.1	Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)	79
4.3.2	Расчёт амортизации специального оборудования	80
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	81
4.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	83
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)	83
4.3.6	Накладный расходы	84
5	Социальная ответственность	88
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.2	Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов	89
5.2.1	Анализ потенциально вредных производственных факторов	91
5.2.2	Анализ потенциально опасных производственных факторов	93
5.3	Экологическая безопасность	97
5.3.1	Защита атмосферы	98
5.3.2	Защита гидросферы	99

5.3.3	Защита литосферы	99
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
	Заключение	103
	Список использованных источников	105
	Приложение А Литолого-стратиграфический разрез сеноманских отложений Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	109
	Приложение Б Технологическая схема подготовки газа на УКПГ X Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	110
	Приложение В Схема блока огневой регенерации метанола	111

Введение

Одним из главных осложняющих факторов при добыче нефти и газа является образование газовых гидратов. Гидраты могут образовываться как в скважине, так и в промысловых трубопроводах и установках. Борьба с гидратообразованием является важной частью процесса эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Существуют различные способы предотвращения и ликвидации газовых гидратов, однако, наиболее распространенным является химический метод. Заключается он в ингибировании химических реагентов, которые предотвращают процесс образования газовых гидратов и удаляют уже образованные структуры.

Различают множество видов ингибиторов гидратообразования: термодинамические, кинетические, ингибиторы гидратоотложения и другие. Однако, наиболее распространенным и эффективным средством по борьбе с гидратами является метанол.

Помимо этого, важным вопросом при подготовке газа является его регенерация, поскольку постоянно закачивать новый метанол экономически невыгодно. Процесс восстановления концентрации метанола является очень важным, поскольку, повышая его концентрацию, мы добиваемся меньшего его расхода. Этот факт повышает эффективность работы газовых и газоконденсатных промыслов.

Актуальность данной работы: снижение объемов потребления ингибитора гидратообразования – метанола.

Новизна заключается в анализе и повышении эффективности работы установки регенерации метанола на территории газового промысла при изменении технологических параметров работы данной установки.

Практическая значимость позволяет применить данные параметры на промысле и повысить эффективность работы установки.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования, а также анализ методов, направленных на повышение эффективности его применения.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть схему подготовки газа и выделить места наиболее подверженные отложениям газогидратов;
2. Провести анализ применяемых ингибиторов гидратообразования и рассмотреть возможные методы повышения эффективности применения метанола;
3. Проанализировать и предложить улучшения технологических параметров процесса регенерации метанола.

1 Общая характеристика Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в северо-западной части Пур-Тазовского междуречья, в 80 км к юго-востоку от районного центра пос. Тазовский (рисунк 1).



Рисунок 1 – Ямало-Ненецкий автономный округ

Главным населенным пунктом является вахтовый поселок Новозаполярный. В нем располагается большая часть персонала, работающего с данным месторождением.

Рельеф Пур-Тазовского междуречья представляет собой полого-холмистую равнину, поверхность которой наклонена к северо-востоку к долине реки Таз.

Также возможны осложнения и в процессе бурения, например, замерзание промывочной жидкости в скважине, а также протаивание и потеря связности в рыхлых породах с образованием значительных по объему каверн.

Резко континентальный климат с суровой и продолжительной зимой присущ данному району. Летний период является коротким, с периодическими заморозками и сильным ветром. Наблюдаются периоды полярных дней и ночей.

Средняя температура в году составляет -10°C . Холодный период года составляет порядка 7 месяцев. Январь и февраль являются месяцами с самыми большими заморозками. Минимальная температура достигает $-(45-50)^{\circ}\text{C}$. Самым теплым месяцем является июль со средней температурой порядка $15-17^{\circ}\text{C}$. Данные суровые условия значительно осложняют процесс освоения региона.

Основным населением являются ханты, ненцы, русские. Плотность населения составляет около 1 человека на 6 км^2 . Коренное население занимается оленеводством, рыбным и пушным промыслом. По мере освоения и развития региона население постоянно увеличивается [1].

1.2 История освоения месторождения

Заполярное месторождение было обнаружено в 1965 году. Промышленное освоение началось в 2001 году.

На данный момент в разрезе месторождения выделяются 2 залежи: сеноманская газовая залежь в отложениях верхнего мела и нефтегазоконденсатная валанжинская залежь в нижнемеловых отложениях.

Начальные геологические запасы месторождения были опубликованы в протоколе №10306 от 04.12.1987 года (таблица 1).

Таблица 1 – Начальные геологические запасы Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Вид углеводорода		
Газ, млрд м ³	Газовый конденсат, млн т.	Нефть, млн т.
3337	133	137

Глубина залегания сеноманской залежи – основного источника газа составляет 1113 - 1377 м. По своему типу залежь массивная, водоплавающая. Толщина составляет 230 м. Размеры залежи ограничены площадью 32х50 км.

В нижнемеловых отложениях выделено 5 эксплуатационных объекта, содержащих газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи: БТ₂₋₃, БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁¹ и БТ₁₁². Продуктивные интервалы в них расположены в интервале глубин 2450 -3240 м. Залежи преимущественно сводовые пластовые, иногда литологически ограниченные.

Первое УКПГ №1С запущено в эксплуатацию 30.09.2001. Эта дата считается началом промышленной эксплуатации Заполярного НГКМ. В 2011 году началось освоение валанжинских газоконденсатных залежей [2].

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

1.4 Тектоническое строение месторождения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

1.5 Нефтегазоносность Заполярного месторождения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

1.6 Фильтрационно-ёмкостные свойства пород

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

1.7 Физико-химическая характеристика газа

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

1.8 Прогноз технологических показателей разработки Заполярного месторождения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

2 Общие сведения о гидратах и гидратообразовании

2.1 Сущность газовых гидратов

Газовый гидрат или газовый клатрат – твердое кристаллическое вещество, состоящее из молекул газа, заключенных в молекулы воды. Молекулы воды связаны водородными связями. В свою очередь, молекула газа удерживается внутри молекулы воды силами Ван-дер-Ваальса. Никакого химического взаимодействия между молекулой воды и газа не происходит.

Поскольку гидрат состоит из молекул воды, связанных водородными связями, он выглядит как лед, хотя имеет другую кристаллографическую структуру.

Концептуальная модель газогидратного каркаса представлена на рисунке 6. Внутри молекулы воды заключена молекула метана CH_4 .

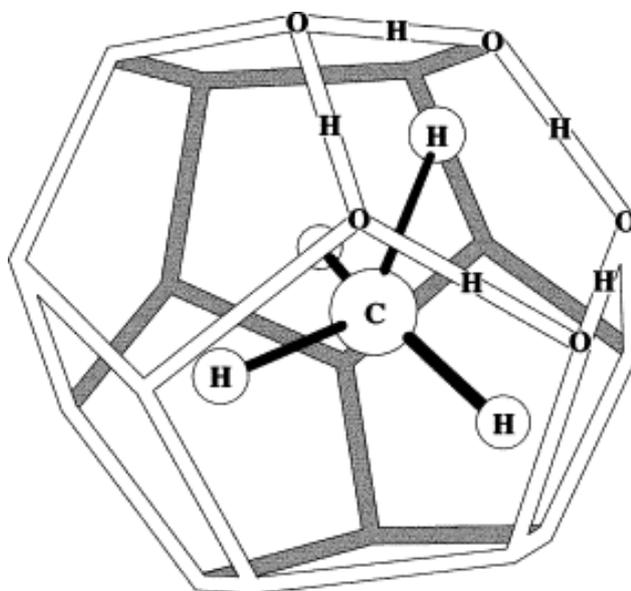


Рисунок 6 – Модель газового гидрата структуры I [5]

Каркас гидратов образован из 5 молекул воды, которые соединяются в 5-ти угольные плоскости. Данные плоскости соединяются между собой и образуют различные многогранники, например, кубы, тетрадекаэдры, додекаэдры, гексадекаэдры и т.д.

Молекулы воды и газа образуют элементарные ячейки гидрата. Соотношение воды и газа в данных ячейках определено и зависит от молекулы

газа-гидратообразователя. Один объем воды может связывать от 70 до 300 объемов газа [6].

2.2 Структуры газовых гидратов

Различают гидраты структуры I, II и H.

Кубическая структура газового гидрата I-типа состоит из 46 молекул воды, которые образуют 6 больших и 2 малых полости. Кубическая структура гидратов II-го типа насчитывает 136 молекул воды, которые образуют уже 8 больших и 16 малых полостей [7].

Существует структура H, для формирования которой необходимо 34 молекулы воды. Данная структура состоит из 3 малых полостей, 2 средних и одной очень большой полости. В данной полости может содержаться очень крупные молекулы газа (например, бутана, пентана и гексана) с присутствием малых молекул газа.

Таким образом, гидраты I-го типа имеет малые размеры полости, и соответственно содержит молекулы метана или другие, аналогичные по размерам молекулы газа. В них могут содержаться следующие газы: CH_4 , N_2 , O_2 , CO_2 , H_2 и другие. Размеры молекул газа в данных гидратах не превышают 0,6 нм [8].

Структура II может содержать более крупные размеры газа, включая C_3H_8 и $i - \text{C}_4\text{H}_{10}$. В данных структурах размеры молекул в больших полостях не превышают 0,7 нм.

В таблице 6 приведены некоторые геометрические характеристики гидратов разных структур.

Таблица 6 – Некоторые геометрические характеристики кристаллических структур газовых гидратов

Параметр	Структура I	Структура II	Структура H
----------	-------------	--------------	-------------

Продолжение таблицы 6

	Малая полость	Большая полость	Малая полость	Большая полость	Малая полость	Средняя полость	Большая полость
Количество полостей	2	6	16	8	3	2	1
Средний радиус полости, нм	0.395	0.433	0.391	0.473	0.391	0.406	0.571
Количество молекул воды	46		136		34		
Кристаллическая решетка	Кубическая		Гранецентрированная кубическая		Гексагональная		
Средняя плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	912		940		1952		

Помимо этого, в процессе добычи углеводородов происходит интенсивное перемешивание продукции, что приводит к образованию смешанных гидратов. В состав данных гидратов входят двойные гидраты II структуры, где заполнены и большие и малые плоскости, а также гидраты структуры I, которые заполнены метаном, углекислым газом и т.д. [6].

2.3 Физико-химические свойства гидратов

В таблице 7 представлен неполный перечень газов, которые способны образовывать гидраты. Отметим, что углеводородные газы $n - C_4$ и $C_{5+\text{высш}}$ гидратов не образуют.

Таблица 7 – Некоторые газы, способные образовывать гидраты [9]

He (небольшое количество)	N_2	$c - C_3H_6$
H_2 (небольшое количество)	CH_4	$(CH_2)_3O$
Ne	Xe	C_3H_8
Ar	H_2S	$i - C_4H_{10}$
Kr	CO_2	C_2H_6
N_2	Cl_2	Br_2

В Таблице 8 приведены некоторые свойства гидратов компонентов природного газа.

Таблица 8 – Свойства гидратов компонентов природного газа [8]

Компоненты	p_0 , МПа	t , °С	$T_{кр}$, °С	$p_{кр}$, МПа	H_1 , кДж/кг	H_2 , кДж/кг
CH ₄	2,65	-29	-	-	3,81	1,15
C ₂ H ₆	0,53	-15,8	14,5	3,46	2,10	0,88
C ₃ H ₈	0,173	-8,5	5,5	0,57	3,05	0,60
i – C ₄ H ₁₀	0,122	0	2,6	0,173	2,38	0,39
CO ₂	12,71	-24	10	4,58	1,37	-
H ₂ S	0,098	0,36	29,5	2,34	1,83	0,85
N ₂	16,32	-	-	-	1,77	0,57

В таблице 8: p_0 – давление разложения при температуре 0 °С; t – температура разложения при атмосферном давлении; $T_{кр}$ и $p_{кр}$ – верхняя критическая точка разложения гидрата; H_1 – теплота образования гидрата из газа и воды; H_2 – теплота образования гидрата из газа и льда.

По данной таблице видим, что наибольшим давлением разложения обладают гидраты углекислого газа. Гидраты сероводорода и изобутана слабые по стойкости, так как разлагаются при очень низком давлении. По температуре разложения видим, что наиболее стойкими являются гидраты метана. Гидраты изобутана и сероводорода разлагаются при температуре близкой к 0 °С.

Физико-химические свойства:

Газогидраты по своей структуре во многом похожи на лед. Плотность газогидратов варьируется в пределах от 0,908-1,100 г/см³ и зависит от степени заполнения гидрата газом и его структуры. В таблице 9 приведены некоторые свойства гидратов структуры I и II, а также для сравнения физико-химические свойства льда.

Таблица 9 – Физико-химические свойства газогидратов различных структур и льда [10]

Свойство	Лед	Структура I	Структура II
Число молекул воды	4	46	136
Диэлектрическая постоянная при 273 К	94	58	58

Продолжение таблицы 9

Изотермический модуль Юнга при 268 К, ГПа	9,5	8,4	8,2
Коэффициент теплопроводности при 273 К, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$	2,23	0,49	0,51
Теплоемкость, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$	3800	3300	3600
Показатель преломления, при -3°C	1,31	1,34	1,35

Молярная масса является одним из важных физических параметров газовых гидратов. Она определяется, исходя из формы кристаллической решетки гидрата, а также от степени заполнения его полостей.

Некоторые данные по молярной массе газовых гидратов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Молярная масса газовых гидратов в зависимости от их структуры и степени заполнения полостей [11]

Газ	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масса, $\frac{\text{г}}{\text{моль}}$
		Малые полости	Большие полости	
CO ₂	I	0,73	0,98	21,59
H ₂ S	I	0,91	0,97	20,87
CH ₄	I	0,87	0,97	17,74
C ₂ H ₆	I	0	0,99	19,39
C ₃ H ₈	II	0	1	19,46
i – C ₄ H ₁₀	II	0	1	20,24

2.4 Условия формирования газовых гидратов

Условия формирования газовых гидратов:

Для формирования газового гидрата необходимо наличие следующих условий:

1. Присутствие воды и гидратообразующего вещества;
2. Низкая температура;

3. Высокое давление

Присутствие воды в газе определяется величиной влагосодержания. Вода попадает в газ во время их контакта в пластовых условиях. Количественно объем воды характеризуется величиной пластового давления, температурой и степенью минерализации воды.

Различается два вида влагоемкости: равновесная и относительная. Равновесная влагоемкость у каждого газа индивидуальна. Это максимальное количество влаги, которое находится в паровой фазе в составе газа. При определенном давлении и температуре газ становится насыщенным влагой. Данное явление характеризуется понятием «точка росы».

Равновесную влагоемкость количественно можно определить по уравнению Бюкачека:

$$b = \frac{A}{10,2p} + B \quad (1)$$

где A – влагоёмкость идеального газа при атмосферном давлении $г/м^3$, p – давление газа МПа, B – коэффициент, показывающий разницу влагосодержаний реального и идеального газов $г/м^3$.

Под относительной влагоемкостью понимают отношение числа водяных паров, которое содержится в газе к равновесной влагоемкости при одинаковых внешних параметрах [8].

Вторичными факторами формирования гидратов являются высокая скорость газоводяного потока, интенсивное перемешивание, пульсации потока или, в целом, его турбулентность. Помимо этого, на формирование гидратов также влияет присутствие в потоке H_2S и CO_2 .

Для отображения термобарических условий образования газовых гидратов наиболее информативна равновесная кривая гидратообразования (рисунок 7). На данном графике область слева от кривой равновесия означает наличие и существование гидрата. Область справа от данной кривой означает отсутствие гидрата.

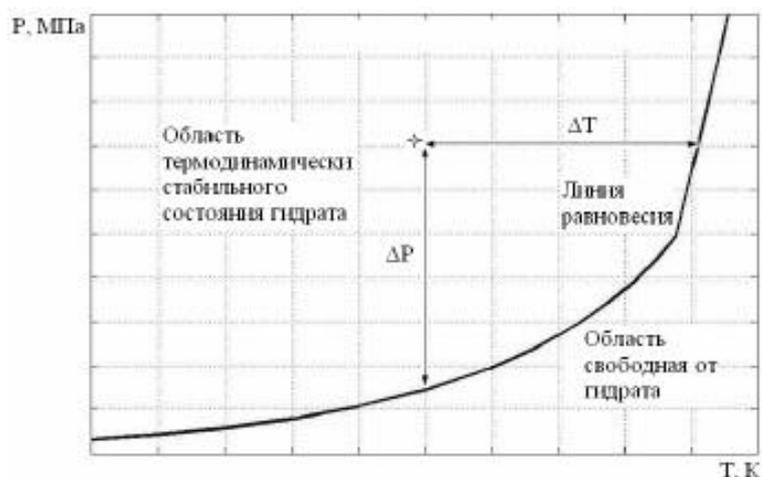


Рисунок 7 – Равновесная кривая гидратообразования

На рисунке 8 приведены кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа. Часть, располагающаяся левее кривой отражает процесс гидратообразования. Часть же правее кривой отражает термобарические условия, при которых гидраты не образуются. По рисунку 8 видно, что наиболее гидратообразующим газом является сероводород. При наличии данного компонента в природном газе уделяется большое внимание системе предупреждения и борьбе с гидратообразованием.

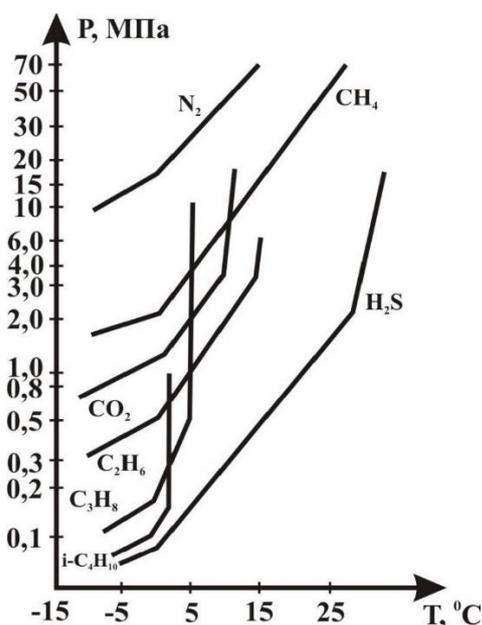


Рисунок 8 – Кривые гидратообразования некоторых компонентов природного газа

Существование газового гидрата определяется термобарическими условиями, наличием воды и гидратообразующего газа. Рисунок 9 представляет

собой диаграмму фазовых состояний системы «вода-газ». По данной диаграмме можно судить о состоянии системы при определенных значениях температуры и давления.

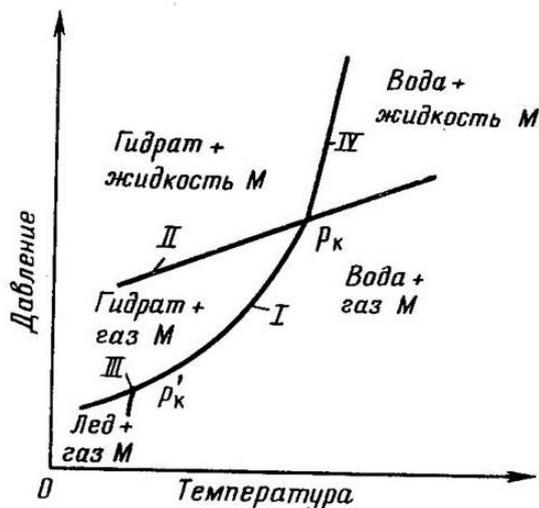


Рисунок 9 – Диаграмма фазовых состояний системы «вода-газ»

На данной диаграмме кривая I – равновесные условия образования гидратов в системе «газообразный гидратообразователь – вода»; кривая II – кривая упругости паров гидратообразователя, насыщенного водой; кривая III – кривая понижения температуры замерзания воды из-за растворения в ней гидратообразователя; кривая IV – кривая зависимости критической температуры разложения газовых гидратов от давления.

Область, в которой могут существовать газогидраты находится слева от кривых I и IV. Критическая точка P_k соответствует одновременному наличию 4-х фаз: вода, газ, сжиженный газ и гидрат. Если температура системы выше температуры данной точки, то гидраты образовываться не будут. Нижняя критическая точка P'_k соответствует наличию в системе 4-ч фаз: газ, вода, гидрат и лед [12].

В своих работах, С.Ш. Бык и Ю.Ф. Макогон определили одно из необходимых условий образования гидрата:

Условие самопроизвольного образования гидратов:

$$P_{\text{дис}}^{\text{гидр}} < P_{\text{газ}}^{\text{сист}} \leq P_{\text{газ}}^{\text{нас}} \quad (2)$$

В уравнении 2 $p_{\text{дис}}^{\text{гидр}}$ – давление диссоциации гидрата; $p_{\text{газ}}^{\text{сист}}$ – давление газа в системе; $p_{\text{газ}}^{\text{нас}}$ – давление газа, насыщенного парами воды. Делаем вывод, что самопроизвольное образование газового гидрата, насыщенного парами воды возможно при условии, что его давление в системе $p_{\text{газ}}^{\text{сист}}$ больше давления диссоциации его гидрата $p_{\text{дис}}^{\text{гидр}}$ [13].

Область, в которой могут существовать газогидраты находится слева от кривых I и IV. Критическая точка $P_{\text{к}}$ соответствует одновременному наличию 4-х фаз: вода, газ, сжиженный газ и гидрат. Если температура системы выше температуры данной точки, то гидраты образовываться не будут. Нижняя критическая точка $P'_{\text{к}}$ соответствует наличию в системе 4-х фаз: газ, вода, гидрат и лед [12].

На рисунке 10 представлены графики зависимостей равновесных параметров гидратообразования природных газов. На данных зависимостях существование гидратов возможно в областях левее каждой кривой. Стоит отметить, что при увеличении плотности газа и давления в системе, температура гидратообразования возрастает.

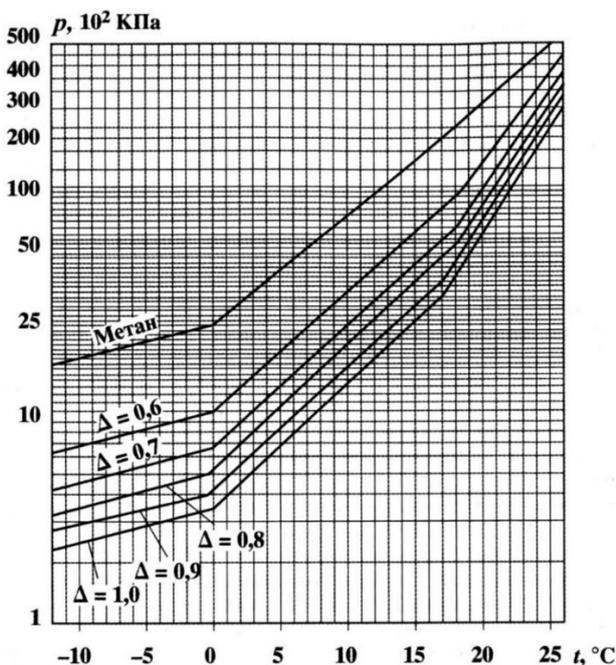


Рисунок 10 - Графики зависимостей равновесных параметров гидратообразования природных газов

Важным фактором, влияющим на процесс гидратообразования является минерализация пластовых вод. Если минерализация высокая, то кристаллическая решетка воды занята молекулами соли. Таким образом, газу не хватит места, чтобы попасть внутрь полостей. Это свойство повышает антигидратную характеристику воды. То есть, при высокой минерализации воды процесс гидратообразования замедляется или вовсе исключается.

Зависимость условий гидратообразования от минерализации воды для системы «вода-метан-хлорид натрия» описывается следующей формулой:

$$\frac{\ln P}{P_0} = \frac{8160,43}{T} + 33,1103 - 128,65x + 40,28x^2 - 138,49 \cdot \ln(1 - x) \quad (3)$$

где x – молярная доля NaCl в растворе; P – давление, МПа; P_0 – атмосферное давление, МПа; T – температура, К.

Рисунок 11 демонстрирует, что увеличение содержания хлорида натрия в воде сдвигает термобарические условия гидратообразования метана в сторону меньших температур и больших давлений (единицей обозначена максимальная чистота воды. Чем меньше число, тем больший процент примесей в воде) [14].

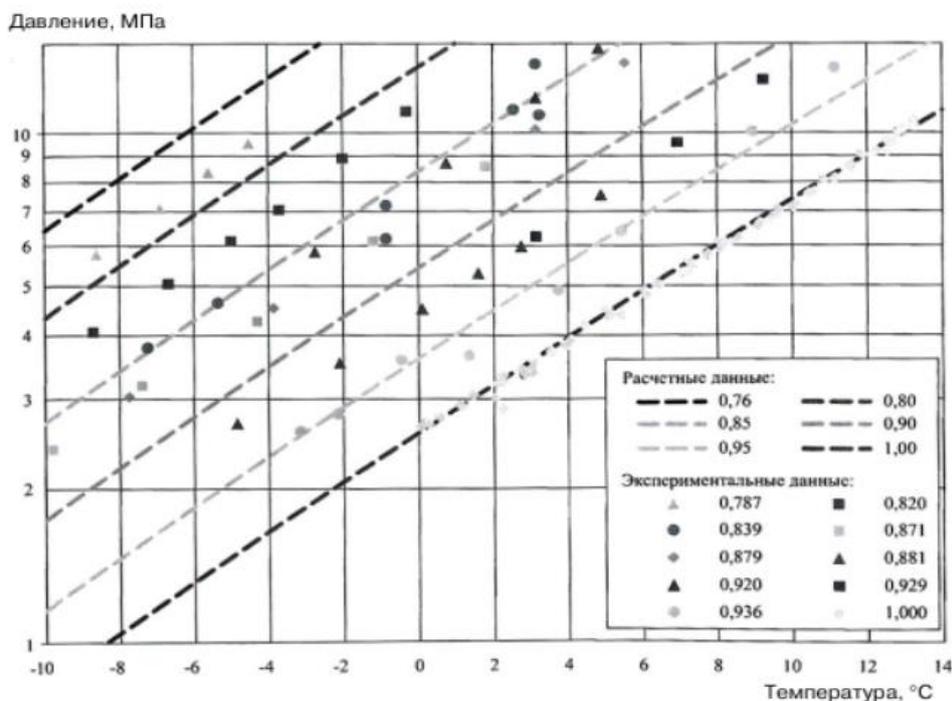


Рисунок 11 – Условия гидратообразования метана в присутствии хлорида натрия в различной концентрации

Термобарические условия, а также минерализация воды напрямую влияют на величину влагосодержания газа. Влагосодержание отражает количество воды, содержащейся в газе. Чем влагосодержание выше, тем выше вероятность образования газовых гидратов [14].

Стоит отметить еще один важный фактор, влияющий на гидратообразование. Это литолого-фациальный состав горных пород. Если проницаемость пород достаточно высокая, тогда никаких отклонений кривых гидратообразований от своих равновесных значений не будет. Однако, если порода сложены глинами, то наблюдаются отклонения в значениях равновесных параметров. Так если, влажность глинистых пород низкая (<10%), то и вероятность образования газовых гидратов будет ниже, поскольку связанная пленочная и капиллярная вода практически не участвуют в процессе гидратообразования. Обратный процесс, будет, если влажность глинистых пород весьма высокая (> 80%) [7].

Условия образования гидратов:

Ученый Гаммершмидт после проведения экспериментальных опытов предложил эмпирическое уравнение, связывающее температуру и давление образования гидратов (формула 4):

$$t_r = 20,68 \cdot p^{0,268} - 17,78, \quad (4)$$

где t_r – температура гидратообразования, °С; p – давление, соответствующее данной температуре.

Помимо этого, если давление варьируется в средних и низких значениях, то можно использовать зависимости В.Г. Пономарева, которые учитывают состав газа (формулы 5 и 6):

При $t > 0$:

$$t_r = 18,47 \cdot \lg(p) - B + 18,65 \quad (5)$$

При $t < 0$:

$$t_r = 58,5 \cdot \lg(p) + B_1 - 59,32, \quad (6)$$

где B и B_1 – коэффициенты, зависящие от состава газа (табличные величины) [8].

2.5 Методы предотвращения и борьбы с гидратообразованием

Предотвращение образования газовых гидратов и удаление уже образовавшихся клатратов – важный этап в процессе технологической подготовки газа к товарным условиям. Образование газовых гидратов ведет к возможной остановке процесса подготовки газа, к экономическим проблемам и может поставить под угрозы безопасность всего промысла.

Для предупреждения образования и ликвидации газовых гидратов при добыче и подготовке газа используются следующие методы:

- Технологические (поддержание безгидратных режимов добычи и подготовки газа);

- Химические (ингибиторы гидратообразования и гидратоотложения);

Помимо этого, при образовании гидратов могут применяться следующие методы их ликвидации:

- Физические (тепловые, акустические и магнитные поля);

- Механические (например, скребкование).

Рассмотрим подробнее каждый из методов предотвращения и ликвидации гидратов.

Технологические методы:

Дегидратация:

Удаление влаги из газа – важный и очень эффективный метод борьбы с гидратообразованием, поскольку он избавляет от главного условия образования гидратов – наличия воды. Данный метод заключается в поглощении жидкими или твердыми сорбентами влаги из газа. Осуществляется данный процесс в абсорберах и адсорберах.

Контроль термобарических условий образования гидратов:

При данном методе предупреждения гидратообразования происходит либо снижение давления в системе, либо повышение температуры.

В случае, когда происходит снижение давления в системе, повышается влагоемкость газа, вследствие чего он становится недонасыщенным. Следовательно, «точка росы» понижается, и конденсации воды не происходит. Однако, для того, чтобы использовать данный необходимо стравливать газ в атмосферу либо снижать пропускную способность газопровода. При температуре ниже 0 °С могут образовываться ледяные пробки.

По данным причинам, лучше использовать другой метод предупреждения гидратообразования – поддержание температуры системы выше температуры гидратообразования. Таким образом, гидраты образовываться не будут [8].

Применение ингибиторов гидратообразования:

Наиболее распространенным способом борьбы с гидратами является подача ингибиторов в систему. При данном методе происходит насыщение газовой фазы парами ингибитора, что приводит к снижению парциального давления паров воды над гидратом и его разрушению [8].

Режим разложения гидратов определяют по графикам на рисунке 12

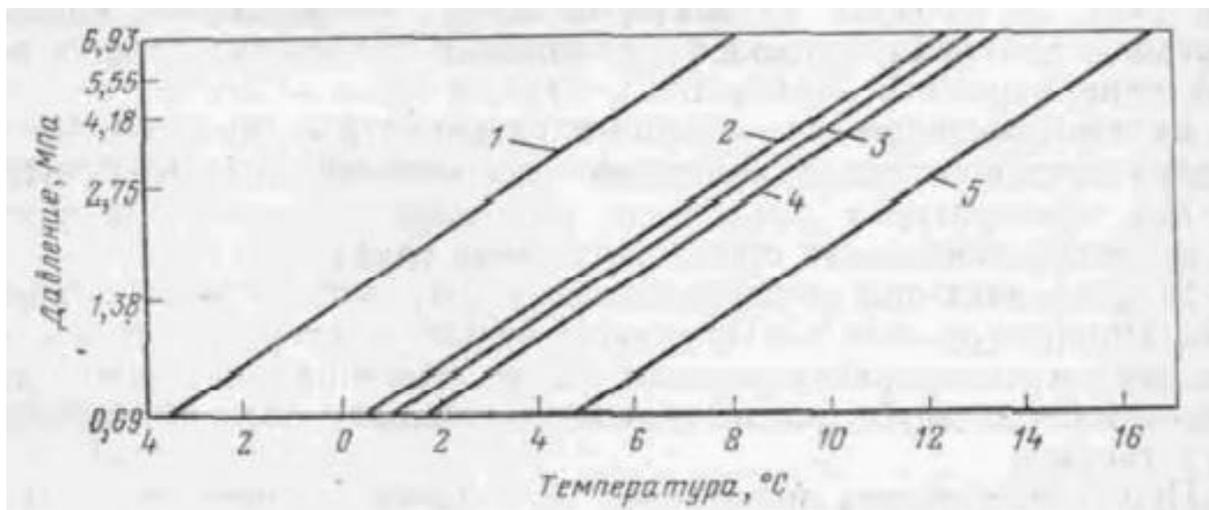


Рисунок 12 – Изменение параметров разложения гидратов при ингибировании 10%-ых растворов [8]

По Рисунку 1 видим прямые зависимости между давлением и температурой разложения. Таким образом, повышая температуру, необходимо приложить большее давление для разрушения гидратов.

Ингибиторы бывают следующих видов:

- Термодинамические;
- Кинетические;
- Ингибиторы гидратоотложения;
- Антиагломеранты.

При добавлении термодинамических ингибиторов химический потенциал между молекулами воды меняется. При этом происходит смещение температуры гидратообразования к более низким значениям, а давления к более высоким. Таким образом, исключается возможность образования газогидратов.

Наиболее распространенными ингибиторами данного типа являются галогениды щелочных металлов, спирты, такие как метанол и гликоли, водные растворы электролитов.

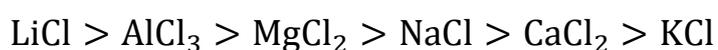
В таблице 11 приведены некоторые свойства термодинамических ингибиторов.

Таблица 11 – Свойства некоторых ингибиторов гидратообразования [11]

	Метанол	Этанол	Этиленгликоль	Триэтиленгликоль
Химическая формула	CH_4O	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$	$\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$
Молярная масса, г/моль	32,04	46,07	62,07	150,17
Температура кипения, °С	64,7	78,4	198	288
Давление пара (при 20 °С), кПа	12,5	5,7	0,011	< 0,001
Температура кристаллизации, °С	-98	-112	-13	-4,3
Плотность (при 20 °С), кг/м ³	792	789	1116	1126
Вязкость (при 20 °С), мПа*с	0,59	1,2	21	49

По таблице 12 видим, что наибольшей температурой кипения обладает триэтиленгликоль. Это свойство позволяет без вакуума восстанавливать концентрацию ингибитора до наиболее высокого процента. Однако, плотность и вязкость данного ингибитора также наиболее высокие. Введение данного ингибитора в состав газа может значительно повысить его плотность и вязкость, тем самым приведя к осложнениям при добыче и подготовке газа.

Ингибиторы на базе электролитов пользовались высокой популярностью в середине XX века. Для сравнения антигидратной активности ингибиторов данного типа ниже приведен ряд ингибиторов гидратообразования на базе щелочных металлов в порядке снижения эффективности (слева направо). Данная оценка производилась по степени снижения температуры гидратообразования в водном растворе данных металлов при одной определенной концентрации [15].



По данному ряду видно, что наибольшей эффективностью обладает хлорид лития. Однако, по экономическим соображениям наибольшей популярностью пользуются хлориды кальция [15].

Преимущества данного ингибитора заключаются в высокой активности к образованию гидратов, относительно невысокая стоимость, простота в приготовлении растворов и безвредность данного ингибитора для человека. К слабым сторонам данного компонента можно отнести высокую коррозионную активность, выпадение осадка при контакте с минерализованной пластовой водой. Руководствуясь этими недостатками, главной задачей при использовании хлорида кальция является снижение его коррозионной активности. Поэтому при приготовлении растворов вводят различные антикоррозионные добавки и удаляют кислород [15].

Помимо этого, для повышения эффективности данного ингибитора в качестве добавки может использоваться метанол. Так смесь 30 %-го раствора CaCl_2 и 10 %-го CH_3OH обладает температурой замерзания – 63 °С. Данный раствор имеет высокий потенциал использования на северных месторождениях.

Применение гликолей:

Гликоли применяются в качестве ингибиторов гидратообразования с начала 60-х годов прошлого столетия. Это бесцветные жидкости, без запаха и обладающие сладким вкусом. В таблице 12 приведены некоторые свойства гликолей. Данные ингибиторы помимо своих антигидратных свойств используются в качестве абсорбентов при осушке газа. Наиболее распространен диэтиленгликоль.

Главным его преимуществом является низкая растворимость в газе, что ведет к низким потерям, а также способность к регенерации. Помимо этого, он менее токсичен, чем метанол. Данный ингибитор обладает следующими недостатками: дороговизна применения, высокая температура кристаллизации (-7,8 °С), высокая вязкость, осложняющая транспорт газа.

Таблица 12 – Некоторые свойства гликолей

Показатель	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,17
Температура кипения при атмосферном давлении, °С	198	245	287
Температура замерзания, °С	-13	-7,8	-4,3
Вязкость (при 20 °С), мПа*с	21	35,7	49

ТЭГ менее летуч, чем ДЭГ. Обладает лучшими регенерирующими свойствами. Однако, вязкость его выше, чем ДЭГа и температура замерзания у него выше, что осложняет его применение в северных условиях.

На рисунке 13 показаны зависимости температур гидратообразования при воздействии этиленгликоля на гидратообразование метана. Отметим, что добавление даже 50 %-го раствора ЭГа не обеспечивает достаточного снижения температуры гидратообразования метана. При давлении $P = 8$ МПа температура снижается на ≈ 13 °С.

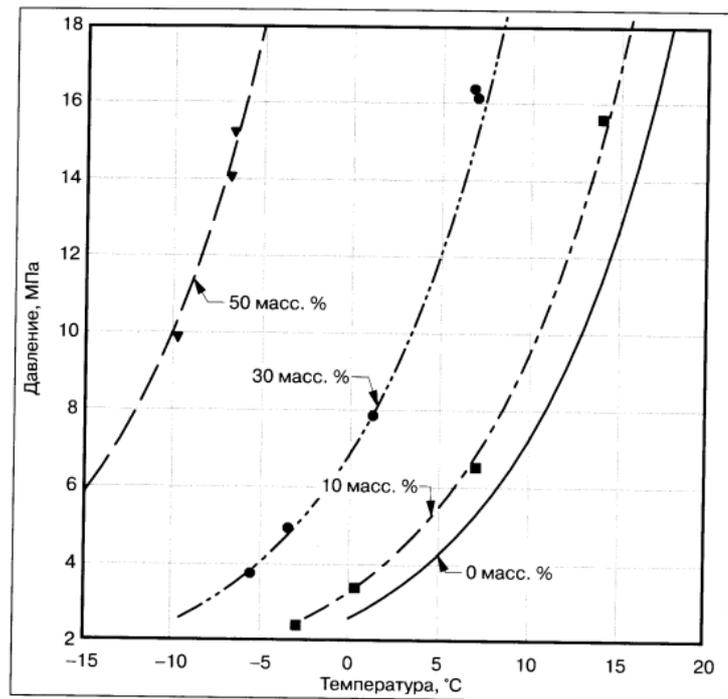


Рисунок 13 – Ингибирующее воздействие этиленгликоля на образование гидрата метана [11]

В своих работах В.А. Истомин и В.Г. Квон рекомендуют использование этиленгликоля в технологических схемах низкотемпературной сепарации газа в качестве ингибитора гидратообразования на стадии предварительного охлаждения и осушки газа [15].

Наиболее распространенным термодинамическим ингибитором гидратообразования является метанол, ввиду своей невысокой стоимости, низкой температуры кристаллизации ($-98\text{ }^{\circ}\text{C}$), очень высокой антигидратной активности. Стоит отметить, что при смешивании с минерализованной выпадение осадков происходит только при высоких значениях минерализации. Также положительными свойствами метанола можно отметить низкую растворимость в нестабильном конденсате, низкую коррозионную активность, возможность регенерации, продуманность схемы утилизации отработанного метанола. Метанол используется не только для предотвращения образования газогидратов, но и для борьбы с гидратными пробками в шлейфах, стволах скважин, сепараторах, теплообменниках и т.д. [15].

Главными недостатками метанола являются его высокая летучесть, которая способствует капельному уносу его в потоке газа, а также высокая

токсичность метилового спирта, которая ведет к более тщательной подготовке помещений, где происходит регенерация его и введение в поток газа [8].

На рисунке 14 показано воздействие метанола на гидратообразующие свойства сероводорода. По рисунку видим, что добавление метанола значительно снижает термобарические условия образования гидрата сероводорода. При давлении P порядка 6 МПа удастся уменьшить температуру гидратообразования с 30 °С до 5 и 11 °С (для водного раствора метанола концентрацией 50 и 35 % соответственно).

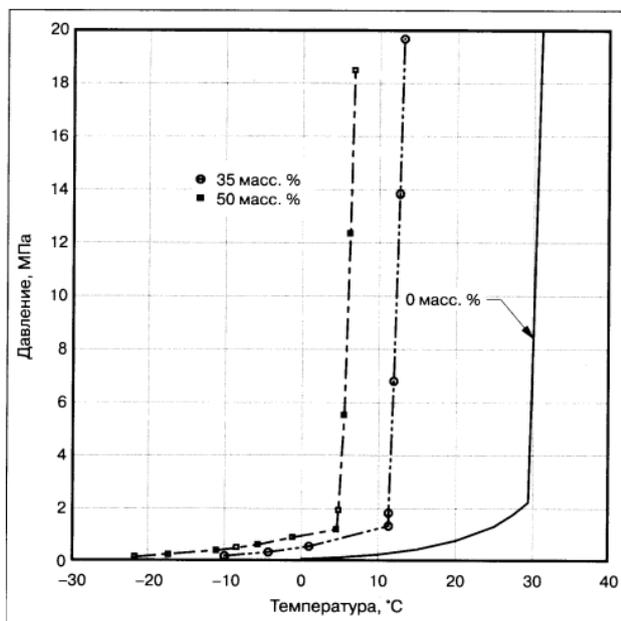


Рисунок 14 – Ингибирующее воздействие метанола на образование гидрата сероводорода [11]

Как было сказано выше, метанол обладает более низкой температурой замерзания, чем гликоли, что делает его более подходящим для северных условий. На рисунке 15 показано сравнение температур замерзания метанола и этиленгликоля. По графику видим, что при концентрации растворов в 20% раствор метанола замерзает при ≈ -15 °С, а раствор МЭГа при ≈ -8 °С.

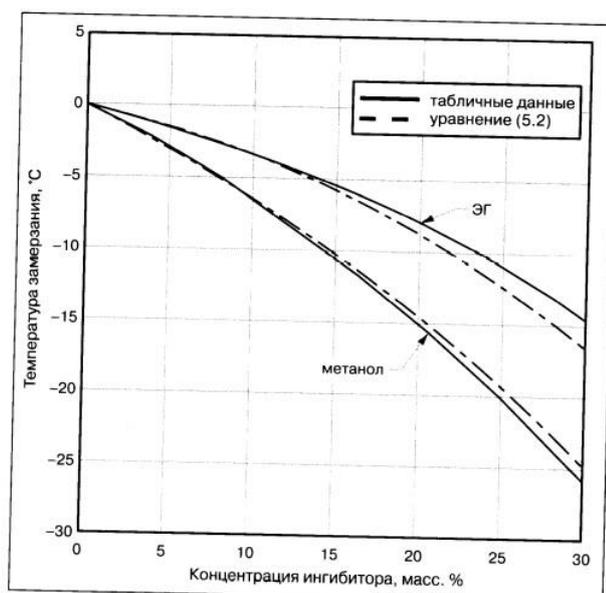


Рисунок 15 – Сравнение температуры замерзания этиленгликоля и метанола при различной концентрации [11]

Как было отмечено ранее, метанол является наилучшим выбором по понижению гидратной активности. То есть добавление метанола в газ снижает его температуру гидратообразования значительно больше всего. На рисунке 16 продемонстрировано сравнение метанола и гликолей по их противогидратной активности. По рисунку видим, что метанол при концентрации в 50 % понижает температуру гидратообразования на 30 °С, в то время как ТЭГ и ЭГ снижают ее на 20 и 23 °С соответственно.

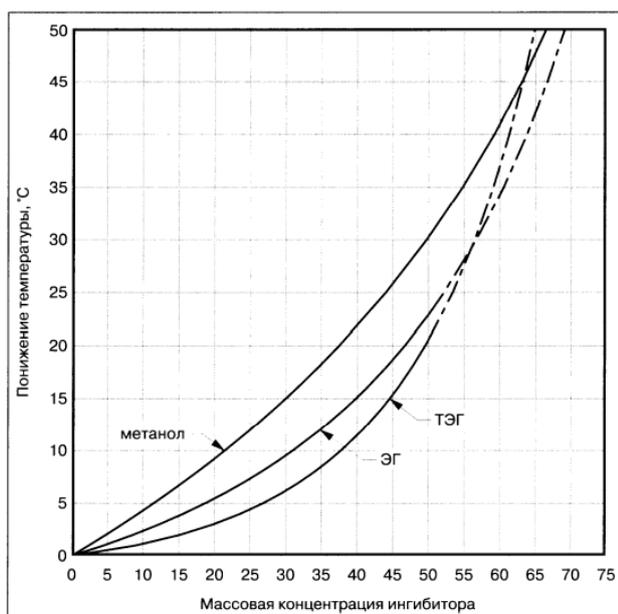


Рисунок 16 – Сравнение противогидратной активности этиленгликоля и метанола при различной концентрации [11]

Гидрат метана является наиболее распространенным типом газовых гидратов, поэтому важно учитывать условия образования данного вида гидратов при проектировании месторождения. Введение метанола в газ в концентрации порядка 75 % позволяет практически при любых условиях избежать образование гидратов метана. Данная зависимость показана на рисунке 17. При концентрации метанола 73,7 % температура гидратообразования снижается до значения – 50 °С (при давлении $P = 10$ МПа). Данной температуры достаточно практически для любых северных условий.

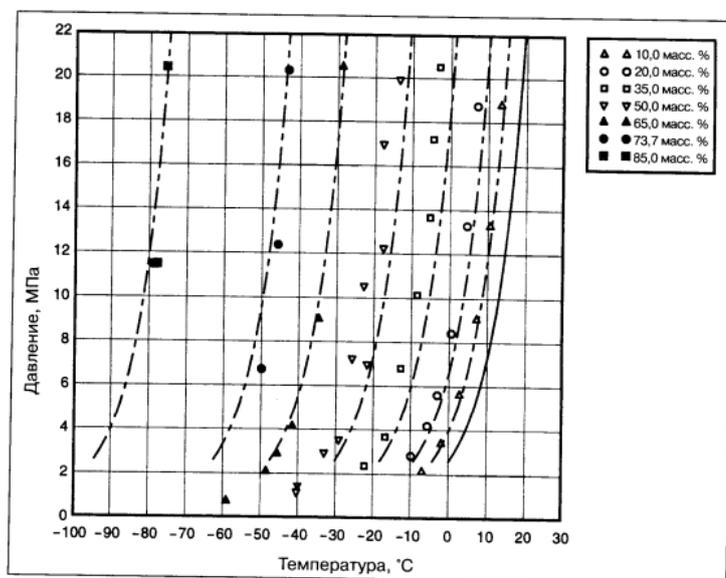


Рисунок 17 – Ингибирующее воздействие метанола на образование гидрата метана [11]

Метанол является самым эффективным и поэтому распространённым ингибитором гидратообразования. На рисунке 18 показано сравнение эффективности применения термодинамических ингибиторов гидратообразования по величине снижения температуры образования гидратов. Анализируя данный рисунок, можно заключить, что наиболее эффективными ингибиторами гидратообразования являются хлористый кальций и метанол.

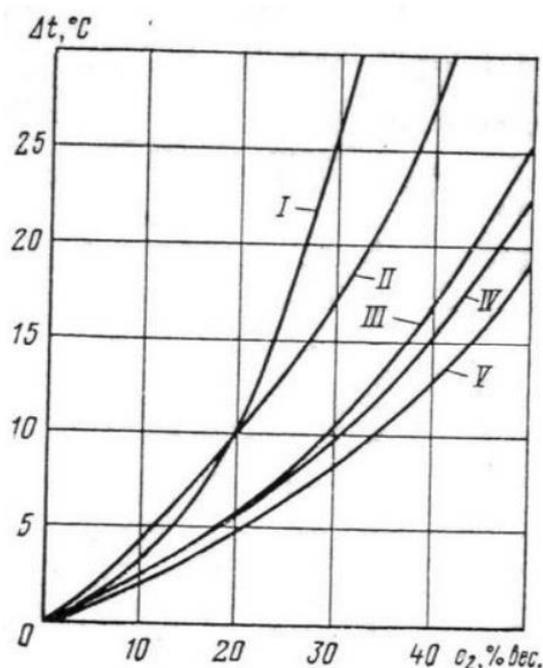


Рисунок 18 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации [16]

Кинетические ингибиторы гидратообразования:

Кинетические ингибиторы гидратообразования – класс химических веществ, принцип действия которых основан на предотвращении формирования кристаллов в гидрате. Суть данного метода заключается в замедлении скорости кристаллизации газовых гидратов. При значительно низких концентрациях данные вещества (0,5-1 мас. %) способны замедлять процесс гидратообразования на десятки часов.

Основные преимущества данных ингибиторов:

1. Сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение гидратов в несколько раз;
2. Более высокий уровень экологической безопасности данных компонентов;
3. Отсутствие необходимости в регенерации отработанных растворов;
4. Незначительные затраты в случае переоборудования текущих систем ввода метанола на ввод кинетических ингибиторов гидратообразования;

Однако, имеются и трудности при применении такого рода ингибиторов:

1. Данные компоненты имеют более высокую вязкость по сравнению с термодинамическими ингибиторами, что накладывает ограничение на их концентрацию, которая не должна превышать нескольких процентов;

2. Температура замерзания данных ингибиторов близка к 0 °С, что создает дополнительные трудности при применении данных ингибиторов в северных условиях;

3. При взаимодействии с минерализованной водой или нестабильным конденсатом возможно образование пенных систем;

Применению данного рода ингибиторов способствует стабильный термобарический режим работы газопромысловой системы. Поэтому при переходных процессах (например, при выходе на неустановившийся режим) необходимо использование термодинамических ингибиторов. Таким образом, необходимо использовать 2 типа ингибиторов. [15]

Примерами данного типа ингибиторов являются «КИГ-Дельта», «Сонгид-1801А», поликапролактан, поли-N-винилпирролидон.

В статье [17] приведено сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и термодинамического действия. На рисунке 19 отражено их сравнение на основе анализа понижения температуры гидратообразования при постоянном давлении.

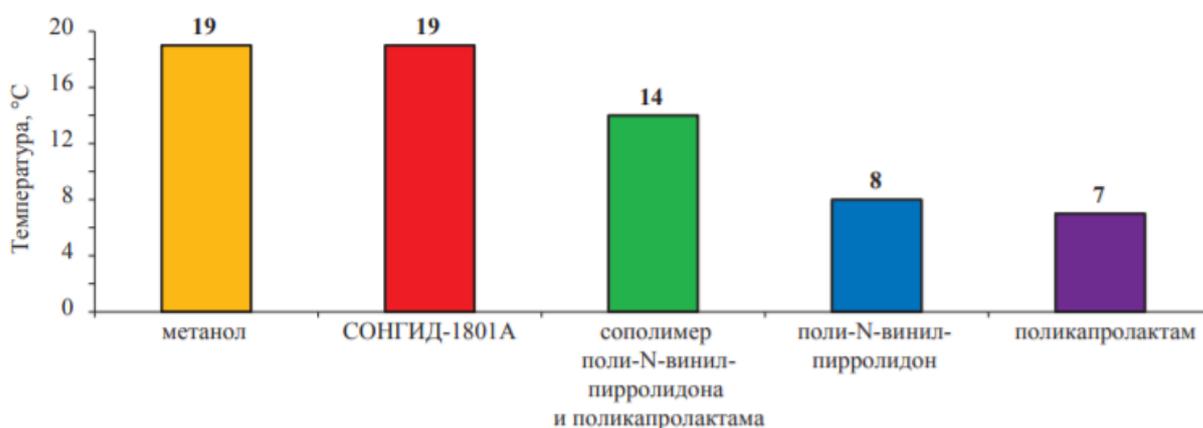


Рисунок 19 – Снижение равновесной температуры гидратообразования метан-пропановой смеси при давлении $P=5,5$ Мпа [17]

Отметим, что ингибитор кинетического типа «СОНГИД-1801А» показал эффективность на уровне метанола, а расходы на его применение гораздо ниже.

Антиагломеранты:

Достаточно перспективными ингибиторами гидратообразования являются низкодозируемые ингибиторы – агломеранты. Данные вещества не препятствуют формированию газогидратных частиц, но препятствуют их агломерации и накоплению в большие гидратные массы, способные закупорить ствол скважины и сечение трубопроводов.

Основными соединениями являются четвертичные соли аммония, содержащие два или более $C_4 - C_6$ алкильных фрагмента, в частности соли тетрабутиламмония [18].

Физические и химические способы ликвидации газовых гидратов:

Для борьбы с уже образовавшимися гидратами в стволе скважин и трубопроводах используются следующие методы:

- Механические (проталкивание пробки в нижнюю часть НКТ, скребкование);
- Прогрев теплоносителем (паром, горячей водой);
- Термохимические (технологии, использующие теплоты химической реакции);
- Тепловые без непосредственного контакта теплоисточника с гидратом;
- Комбинированные методы.

Например, довольно известным термохимическим способом ликвидации гидратов является подача в скважину 15-ти % раствора соляной кислоты и магния. Помимо, выделения теплоты, которое воздействует на гидратную пробку образуется ингибитор гидратообразования – раствор хлорида магния.

Известно установка малогабаритного электронагревателя с передвижной установкой, которая спускается непосредственно в НКТ и воздействует на зоны образования гидратов.

Также перспективными являются направления волнового воздействия на НКТ, но без спуска установки в саму скважину.

Существует множество патентов, описывающих применение комбинированных методов ликвидации гидратообразований. Так, известно устройство, в котором помимо теплового воздействия оказывается еще и вибрационное. Данная установка также спускается непосредственно в НКТ и состоит из источника питания, многожильного кабеля, электронагревателя и электромагнитного источника вибраций [15].

2.6 Места техногенного гидратообразования

Главными местами гидратообразования являются:

- Призабойная зона пласта;
- Стволы газовых и газоконденсатных скважин;
- Нагнетательные скважины при закачке газа;
- Системы внутрипромыслового сбора продукции газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин;
- В технологических процессах осушки газа;
- В магистральных трубопроводах.

Образование гидратов в призабойной зоне скважин имеет место при показателях пластовой температуры и давления близких к «области гидратообразования». Технология предотвращения гидратообразования заключается в локальном подогреве призабойной зоны скважины нагревателями различного типа, а также периодическая подача в пласт термодинамических ингибиторов гидратообразования [19].

Гидратообразование в стволах скважин – явление более редкое, поскольку технология добычи предусматривает обеспечение безгидратного режима добычи. Однако, на поздних стадиях гидраты могут проявляться, поскольку снижается пластовая температура.

В нефтяных скважинах в интервалах ММП возможно образование газовых гидратов. Это происходит из-за того, что нефть, разгазируясь образует водонасыщенную газовую фазу, в условиях которой и образуются гидраты.

Обводненность нефти играет важную роль в интенсивности процесса гидратообразования. Также в нефтяных скважинах помимо гидратов образуются и парафиновые отложения, следовательно, и смешанные парафиногидратные отложения. Ликвидация данных отложений производится закачкой депарафинизированной горячей нефтью, конденсатом или электроподогревом ствола скважины [19].

Особого внимания требует рассмотрения процесса гидратообразования в стволах нагнетательных скважин при водогазовом воздействии или закачке углекислого газа. Традиционные технологии борьбы с гидратами не показывают высокой эффективности. Поэтому необходимо обеспечивать нагрев скважины при закачке газовых смесей [19].

В системах сбора продукции газовых и газоконденсатных скважин необходимо обеспечить автоматизацию расхода ингибитора в шлейфах при различных дебитах газа, различной температуре газа при движении в данных трубопроводах. Помимо прочих методов предотвращения гидратообразования, можно использовать вариант теплоизоляции промысловых трубопроводов для обеспечения низких потерь температуры в окружающую среду.

Процесс подготовки сырого газа также подвержен процессу гидратообразования, Гидраты образуются в различных технологических аппаратах: в АВО газа, теплообменниках «газ-газ» и «газ-конденсат», сепараторах, дросселях, эжекторах, турбодетандерах. Здесь важно осуществлять безгидратные режимы работы, а также применять различные технологии отдувки метанола [19].

2.7 Технологии оптимизации расхода метанола

Наиболее эффективным методом борьбы с гидратообразованием на месторождениях Крайнего Севера (в том числе Заполярного НГКМ) является ингибирование природного газа метанолом. При относительно невысоких

затратах метанол позволяет добиться большего значения снижения температуры гидратообразования, чем другие ингибиторы.

Однако, расход метанола составляет несколько т/ч. При таких высоких значениях расхода обеспечить регулярное снабжение метанолом удаленных месторождений становится затруднительно. Создаются дополнительные логистические и экономические затраты, что в свою очередь, приводит к повышению себестоимости добычи газа и снижению прибыли. Поэтому, постоянно привозить ингибитор на удаленные месторождения становится нецелесообразно.

Выделяют два метода оптимизации расхода ингибитора. Первый – регенерация метанола методами ректификации или отдувки на территории УКПГ. Второй метод – это организация производства метанола в необходимых количествах непосредственно на газовом промысле.

Первый способ является наиболее распространенным и эффективным. Данный способ подразумевает под собой процесс восстановления концентрации метанола методами выделения из него примесей (воды, газа, ДЭГа). Регенерация позволяет создать возможность циклического использования метанола, что в значительной степени сократит экономические затраты, необходимые на доставку ингибитора из заводов-изготовителей.

Второй способ является более затратным. Он предполагает создание установки по производству метанола непосредственно на месторождении. В статье [20] указывается опыт компании «НОВАТЭК», которая построила малотоннажную установку по производству метанола на территории Юрхаровского газоконденсатного месторождения. Главной идеей данной установки является значительное упрощение некоторых технологических этапов производства метанола по сравнению с традиционными методами.

В качестве сырья используется природный газ, который предварительно очищается от углеводородного конденсата. Последним этапом осуществляется ректификация сырого метанола в товарный с концентрацией 93-94%.

Ввиду того, что в данной установке отсутствуют многие этапы производства метанола, существенно снижаются затраты на реализацию подобных проектов.

Однако, данная установка производит 12500 т/год метанола. Для потребности Заполярного месторождения такого значения не хватит.

Руководствуясь вышеописанным, можно сделать вывод, что регенерация метанола является наиболее эффективным способом оптимизации расхода ингибитора в большинстве месторождений Крайнего Севера.

Восстановление концентрации можно производить методом ректификации, если промысел газовый, либо методом отдувки на ступенях НТС, если промысел газоконденсатный.

Помимо данных методов, одним из методов оптимизации расхода ингибитора является преобразование схемы подачи метанола в трубопровод или скважину. В статье [21] описывается результат изменения технологической схемы узла подачи метанола на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Данный результат заключается в уменьшении расхода метанола на 25-30% в зимний период и до 50% в летний период.

2.7.1 Технология регенерации метанола методом ректификации

Регенерация водометанольных растворов является одной из наиболее эффективных методик промышленной подготовки газа. Она позволяет значительно уменьшить количественный расход ингибитора, а также транспортные издержки.

Процесс ректификации заключается в разделении растворов на чистые компоненты, которые различаются температурами кипения путем многократного процесса испарения жидкости с последующей конденсацией паров (процесс дистилляции).

Диффузионный процесс разделения жидкостей ректификацией возможен при условии, что температуры кипения жидкостей различны. Для осуществления

диффузии пары и жидкости должны как можно лучше контактировать между собой, двигаясь в ректификационной колонне навстречу друг другу: жидкость под собственным весом сверху вниз, пары – снизу-вверх [22].

Факторами, влияющими на процесс ректификации газовых смесей, являются: перепад давления в конденсаторе и ребойлере, температура верха и низа колонны, количество тарелок в аппарате, а также флегмовое число.

Данная технология восстановления концентрации метанола впервые внедрена в 1971 году на Мессояхском месторождении. Помимо этого, данная технология применяется на Заполярном, Ямбургском, Мессояхском, Вуктылском, Оренбургском месторождениях [16].

Процесс ректификации происходит в ректификационной колонне.

Ректификационная колонна – это вертикальный цилиндрический аппарат для термического разделения смесей в зависимости от их температур кипения.

Диаметр колонны может составлять несколько метров метра, высота варьируется от 5 до 10 метров. Различают два вида колонн: тарельчатые и насадчатые.

Процесс работы колонны заключается в следующем: исходная смесь, нагретая до температуры подачи и находящаяся в жидком, газо-жидкостном или паровом состоянии поступает в колонну в качестве входящего потока. В секции питания происходит однократное испарение смеси, в результате чего низкокипящие фракции переходят в пар и поднимаются в верх колонны. Высококипящие фракции переходят в жидкое состояние и отправляются в низ колонны. Для поддержания бесперебойного режима работы колонны в верхней части и нижней части колонны обеспечивается контроль необходимой температуры. В верхнюю часть колонны подводят рефлюкс, охлаждающий поток газа. В нижнюю часть колонны подводят тепло.

Таким образом, многократная дистилляция позволяет достичь максимальных концентраций отдельных компонентов, изначально поступающих в исходной смеси.

В насадочной колонне (рисунок 20) корпус заполнен слоями твердых тел с большой площадью контакта – насадками.

Взаимодействие газов с примесями происходит на поверхности насадочных тел за счет пленочного течения жидкости по насадке. Таким образом, для насадочной колонны важны геометрические формы насадок, их взаимное расположение и размер насадочных слоев.

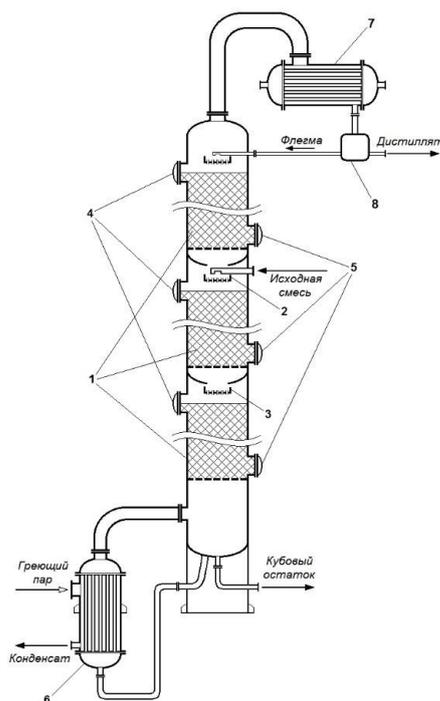


Рисунок 20 – Устройство насадочной ректификационной колонны [23]

На рисунке 20 под цифрами изображены: 1 – сегменты насадки, 2 – тарелка питания, 3 – перераспределительная тарелка, 4 – люки для загрузки насадки, 5 – люки для выгрузки насадки, 6 – ребойлер, 7 – конденсатор, 8 – сепаратор.

Достоинствами насадочных колонн являются:

- Низкая себестоимость;
- Простота изготовления.

Однако, эффективность данной колонны ниже, чем у тарельчатой. При одинаковых объемах колонн площадь контакта будет выше у тарельчатой колонны [23].

Более распространенным видом ректификационных колонн являются тарельчатые колонны (рисунок 21). В них процесс массо- и теплообмена происходит на тарелках – барботажных устройствах, где газ проходит через слой

стекающей жидкости. Каждая тарелка осуществляет одну степень контакта. Конструкция тарелок бывает колпачковой, ситчатой или клапанной. В зависимости от конструкции тарелки движение жидкостей может быть, как противоточным, так и прямоточным.

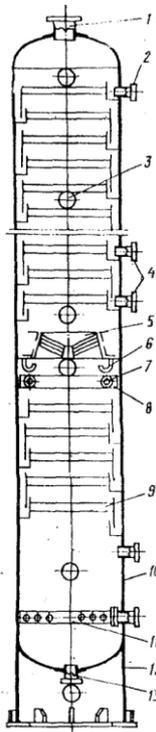


Рисунок 21 – Устройство тарельчатой ректификационной колонны

На рисунке 21 под цифрами изображены: 1 – штуцер вывода паров по шлемовым трубам, 2 – штуцер верхнего орошения, 3 – люки, 4 – штуцера отбора боковых погонов, 5 – отбойники, 6 – гидравлический затвор, 7 – штуцера ввода сырья, 8 – улита, 9 – тарелка, 10 – корпус, 11 – трубчатый маточник для подачи водяного пара, 12 – опора, 13 – штуцер вывода нижнего остатка.

В каждой колонне имеется концентрационная часть (верх колонны), куда подается рефлюкс. Приемная часть, на которой располагаются распределительные тарелки. На них подается исходное сырье. Также имеется кубовая (отгонная) часть, куда поступает пар после ребойлера.

Принцип работы данной колонны аналогичен принципу работы насадочных колонн. Исходная смесь подается на распределительную тарелку. На ней происходит однократная дистилляция смеси, в результате чего, паровая фаза поднимается вверх. Жидкая фаза стекает вниз. На каждой тарелки происходит

однократная дистилляция. В результате этого, жидкая фаза обогащается высококипящими фракциями, а паровая низкокипящими. Количество тарелок подбирается из условий получения необходимых концентраций.

Паровая фаза, попадая в конденсатор, охлаждается и переходит в жидкое состояние. Далее насосами часть ее подается в качестве орошения (флегмы), другая же часть отправляется в резервуары хранения регенерированного метанола. Жидкая фаза, попадая в ребойлер, нагревается. В результате этого, смесь разделяется на воды и более низкокипящие фракции. Вода отводится из установки, а пары метанола снова подаются в колонну. Подача орошения в верх колонны и горячего пара в низ колонны обеспечивает непрерывный процесс ректификации. Отбираемый продукт с верха колонны называется дистиллятом (метанол), а с низа колонны – ректификатом (вода).

К достоинствам таких колонн можно отнести:

- Высокую эффективность работы;
- Большую площадь контакта фаз.

Однако, данные аппараты имеют и недостатки. Среди них высокая стоимость колонны и высокие гидравлические потери.

2.7.2 Технология регенерации метанола методом отдувки

Технология ректификации метанола имеет следующие недостатки:

- Высокие энергозатраты;
- Необходимость борьбы с образованием осадков;
- Необходимость общего коллектора газа, приходящего на УКПГ.

На смену данной технологии приходит технология отдувки метанола. Принципиальная схема подготовки газа с отдувкой метанола представлена в патенте [24]

Технология отдувки метанола (рисунок 22) заключается в многократном использовании ингибитора, который испаряется на первых ступенях сепарации

и конденсируется на последних. Сконденсированный метанол подается на предыдущие ступени сепарации.

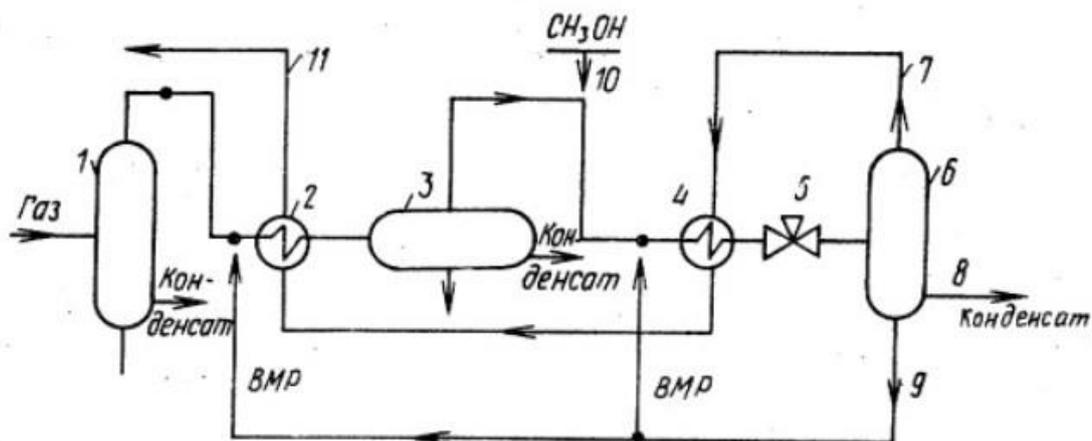


Рисунок 22 – Схема подготовки газа с отдувкой метанола

На рисунке 22 под цифрами изображены: 1 – сепаратор I ступени, 2, 4 – рекуперативные теплообменники, 3 – сепаратор-отстойник, 5 – штуцер, 6 – сепаратор II ступени, 7 – трубопровод, 8 – трубопровод для вывода углеводородной жидкости, 9 – трубопровод метанола, 10 – место ввода метанола, 11 – магистральный трубопровод.

Данная технология позволяет избежать недостатков, получаемых при ректификации. К минусам технологии отдувки можно отнести необходимость периодической очистки оборудования и низкую степень изученности технологии [25].

3 Анализ процесса подготовки газа на установке комплексной подготовки газа X Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Добыча газа производится посредством эксплуатационных скважин, группирующихся в кусты. Обеспечение надежности скважин при их построении и последующей эксплуатации, а также получение необходимых дебитов газа являются основными факторами, определяющими конструкцию эксплуатационных скважин сеноманской залежи Заполярного месторождения.

Газовые скважины группируются в 29 кустов по 3, 4, 6, 7 шт. эксплуатационных скважин в каждом. Общее количество скважин составляет 163 штуки, из них – 146 эксплуатационных, 3 поглощающих и 12 наблюдательных, 2 пьезометрические.

Транспортировка газа от кустов газовых скважин до УКПГ осуществляется по 20 газопроводам-шлейфам. Схема сбора газа лучевая и коллекторная. Газопроводы проложены под землей [27].

Природный газ от кустов газовых скважин транспортируется на УКПГ. УКПГ имеет в своем составе два параллельных технологических модуля, в которых производится подготовка природного газа к транспорту.

На сооружениях основного производства УКПГ осуществляется очистка и осушка природного газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010.

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется методом абсорбционной осушки с применением в качестве абсорбента диэтиленгликоля.

В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол.

Единичная пропускная способность одной технологической линии цеха осушки газа - 12 млн. $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$. Количество технологических линий в каждом цехе 6.

Регенерация гликоля - огневая, производительность технологической линии – 16500 $\frac{\text{кг}}{\text{ч}}$. Количество линий в каждом цехе – 2 [27].

Регенерация метанола – огневая. В цехе установлено три технологических линии регенерации. Производительность каждой линии по

насыщенному метанолу, с концентрацией от 15 % (масс.) - $5000 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$. Подготовка проводится в соответствии с ГОСТ 2222-95 «Метанол технический. Технические условия» [26].

График равновесных условий гидратообразования представлен на рисунке 23.

По данному графику можно отметить, что при средних пластовых давлениях $P_{\text{пл}} \approx 4$ МПа температура начала гидратообразования $T_{\text{гидр}} = 279 \text{ К} = 6 \text{ }^\circ\text{С}$.

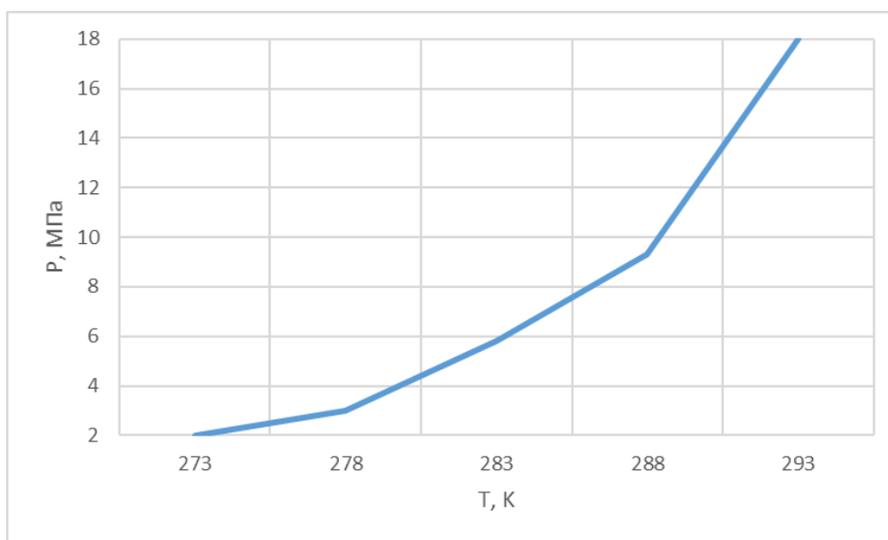


Рисунок 23 – Равновесные условия начала гидратообразования газа на УКПГ Х Заполярного месторождения

3.1 Описание технологического процесса подготовки газа

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.1.1 Здание переключающей арматуры

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.1.2 Площадка пробкоуловителей

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.1.3 Дожимная компрессорная станция

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.1.4 Цех осушки газа

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.1.5 Аппарат воздушного охлаждения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.1.6 Установка регенерация ДЭГа

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.2 Анализ процесса регенерации метанола на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении

3.2.1 Схема установки регенерации метанола на УКПГ X Заполярного месторождения

В приложении В представлена принципиальная схема установки регенерации метанола на УКПГ X Заполярного НГКМ. Представленные на схеме буквенные обозначения означают следующее: Р – давление, МПа; Т – температура, °С; Q – массовый расход, т/ч; С – концентрация, %.

Водометанольный раствор с концентрацией от 15% поступает на регенерацию из цехов осушки газа, площадки пробкоуловителей, а также с площадки ДКС. Сначала ВМР проходит через блок дегазации 40Д-1, где при

давлении $P_p = 0,25 - 0,5$ МПа. и температуре 5-20 °С из него выделяется и отводится растворенный газ.

Блок дегазации представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат $d = 1000$ мм и длиной 3300 мм, имеющий линию подвода насыщенного метанола, линию отвода выветренного метанола, линию отвода газа на собственные нужды и на свечу, а также дренажную линию.

После этого, раствор поступает в блок разделителя 40Р-1, в котором при тех же параметрах происходит отстаивание и отделение насыщенного метанола от примесей углеводородного конденсата с одновременным выделением некоторого количества газа.

Блок разделителя представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 1600 мм и длиной 11000 мм. Оснащение данного аппарата аналогичное предыдущему, однако, кроме этого добавляется линия отвода углеводородного конденсата.

Из блока разделителя раствор насыщенного метанола поступает по метанолопроводу диаметром 100 мм на последнюю ступень выветривания – в трап 50ТР-2 площадки расходных емкостей.

Окончательно выветренный ВМР поступает на регенерацию в здание огневых регенераторов.

Блок огневой регенерации представляет собой агрегат, в состав которого входят следующие аппараты:

- Колонну К-1 диаметром 1000 мм и высотой 6700 мм, имеющую в своем составе 9 тарельчатых элементов;
- Испаритель И-1, представляющий собой аппарат диаметром 2000 мм, длиной 8500 мм;
- Дымовую трубу испарителя диаметром 1100 мм и высотой 19000 мм;
- Буферную емкость Е-1 диаметром 800 мм и длиной 8840 мм, в которой размещен трубчатый змеевик, рекуперирующий тепло отводимой воды для предварительного нагрева поступающего на регенерацию насыщенного метанола.

Поступив в блок регенерации, насыщенный метанол проходит рекуперативный нагрев в теплообменнике E-1 до температуры 45-50 °С.

Далее нагретый метанол поступает на распределительную тарелку колонны К-1, где происходит противоточная ректификация паров метанола из раствора при низком избыточном давлении и температурах низа колонны от 109 до 111 °С и верха колонны от 68 до 70 °С. Пары метанола отводятся с верха колонны в воздушный холодильник 40ВХ-1, где они конденсируются в жидкую фазу. Регенерированный метанол поступает в промежуточный резервуар 40Е-2.

Из промежуточного резервуара насосом 40Н-1 предусмотрена подача регенерированного метанола на верх колонны в качестве охлаждающего орошения (температура 33-48 °С). Помимо этого, насос 40Н-1 прокачивает избыточное количество регенерированного метанола с концентрацией 90-96% на площадку расходных емкостей метанола.

Истощенный раствор метанола с кубовой части колонны поступает в испаритель И-1, где нагревается до кипения и отпаривается от метанола, который в паровой фазе возвращается под нижнюю тарелку колонны.

Отпаренная от метанола вода поступает из испарителя в буферную емкость E-1, где охлаждается и отводится в резервуар 50Е-3 площадки расходных емкостей метанола.

3.2.2 Анализ параметров работы установки регенерации метанола и подбор оптимальных значений

В соответствии с технологическим регламентом насыщенный метанол приходит на регенерацию с массовым расходом $Q = 2840$ кг/ч. Регенерированный метанол должен иметь концентрацию $C = 90-96\%$. Для анализа работы установки и поиска оптимальных параметров ее работы в программной среде UniSim Design была построена схема блока регенерации метанола 40Бр-1 и рекуперативного теплообменника E-1 (рисунок 24).

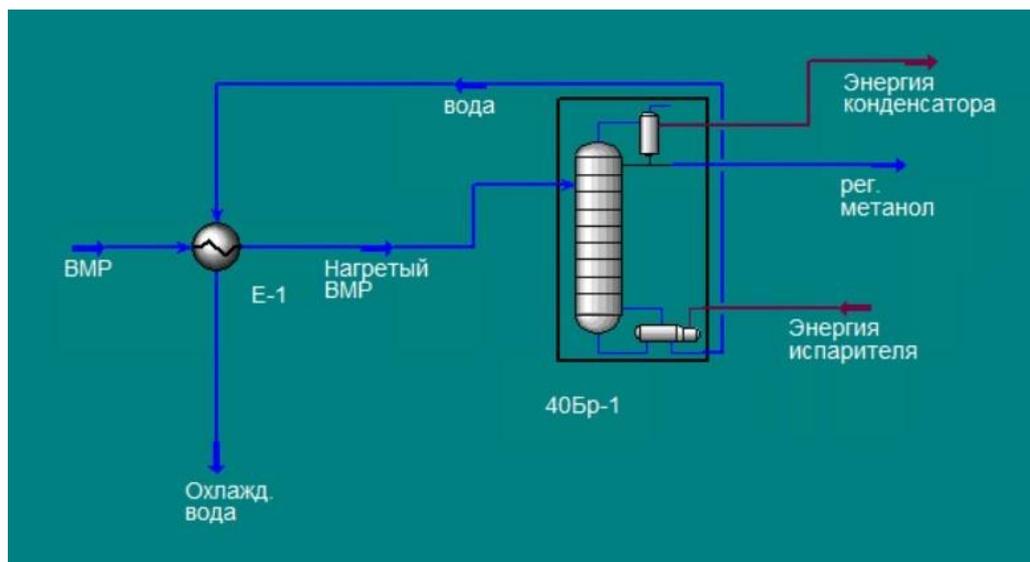


Рисунок 24 – Схема блока регенерации метанола

Параметры работы ректификационной колонны представлены на рисунке 25. Колонна состоит из 9 тарельчатых элементов. Секция питания находится на 5 тарелке. Давление в конденсаторе составляет 101 кПа, в ребойлере 130 кПа.

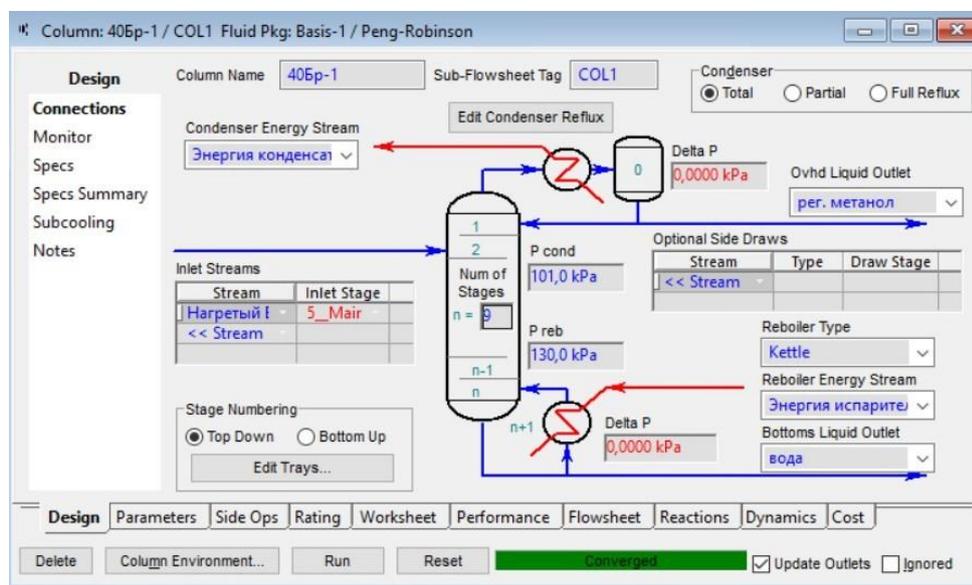


Рисунок 25 – Параметры работы установки регенерации метанола

В программной среде UniSim Design было проведено исследование зависимости концентрации метанола в потоке регенерированного метанола (дистиллят колонны) от изменения температуры верха и низа колонны.

Температура верха колонны изменялась в диапазоне от 67 до 75 °С. Температура низа колонны изменялась в пределах 95-115 °С. Зависимость концентрации метанола в потоке регенерированного метанола представлена на рисунке 26.

Анализируя полученную зависимость, можно отметить, что наиболее высокая концентрация метанола получается при наименьшей температуре верха колонны (67 °С). Массовая концентрация метанола при данной температуре равна 99,89%. По данной зависимости можно сделать вывод, что концентрация метанола в потоке дистиллята зависит в первую очередь от температуры верха колонны. Чем она ниже, тем выше концентрация метанола.

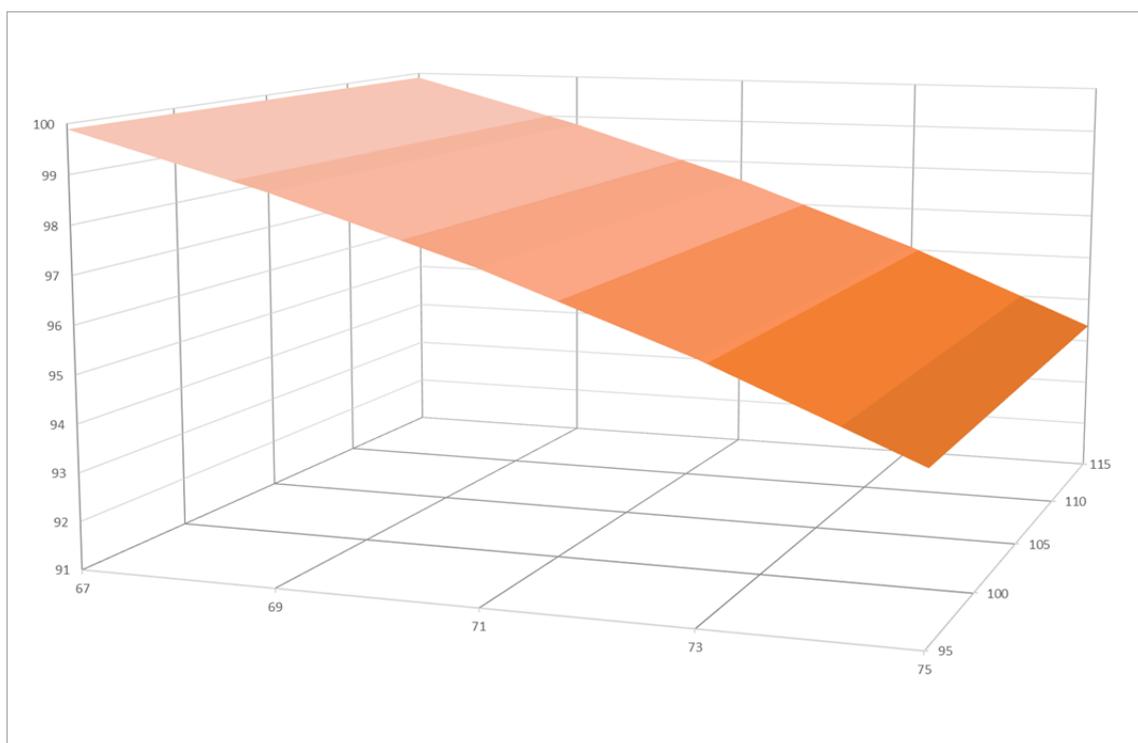


Рисунок 26 – Поверхность, построенная на основе зависимости концентрации метанола в дистилляте от изменения температуры верха и низа колонны

Рисунок 27 отражает зависимость массового расхода регенерированного метанола в зависимости от температуры верха и низа колонны.

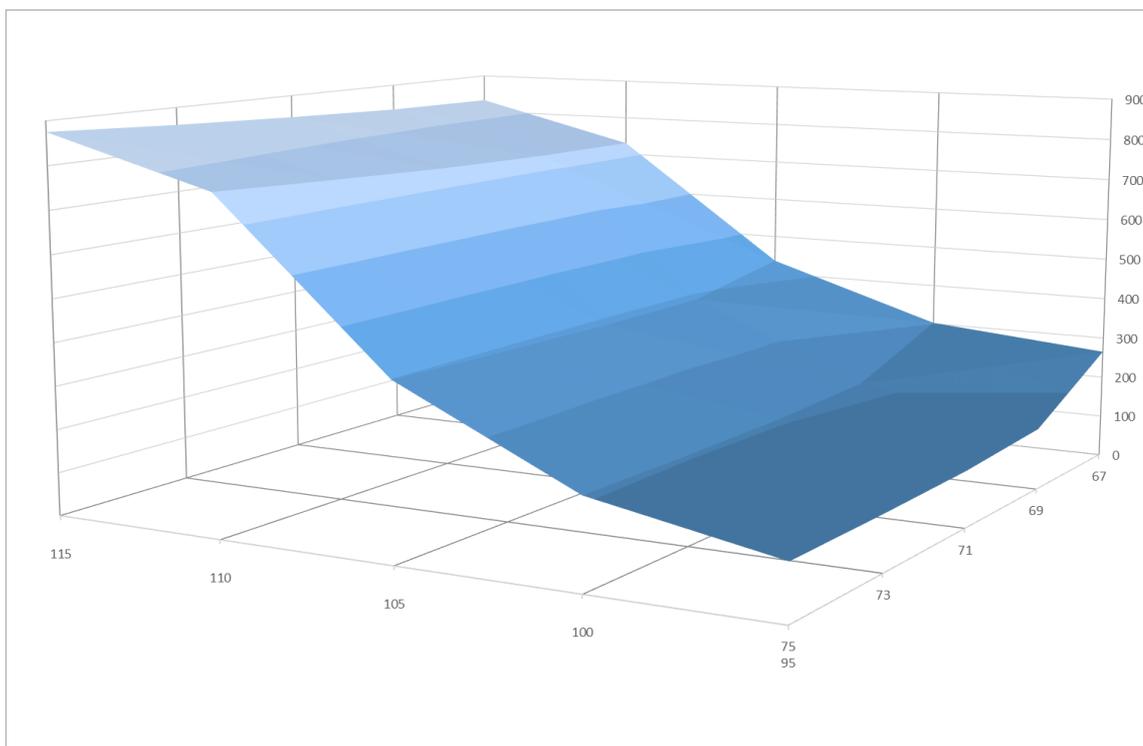


Рисунок 27 – Поверхность, построенная на основе зависимости расхода регенерированного метанола от изменения температуры верха и низа колонны

По полученной зависимости можно прийти к заключению, что наибольший массовый расход метанола получается при наибольших температурах верха и низа колонны. При температуре верха колонны 75 °С и температуре низа колонны 115 °С массовый расход составляет 875,1 кг/ч. Наименьший расход получается при температуре низа колонны 95 °С и верха 75 °С (127,2 кг/ч).

Для анализа содержания метанола в ректификате построена соответствующая зависимость от изменения температуры верха и низа колонны. Данная зависимость приведена на рисунке 28.

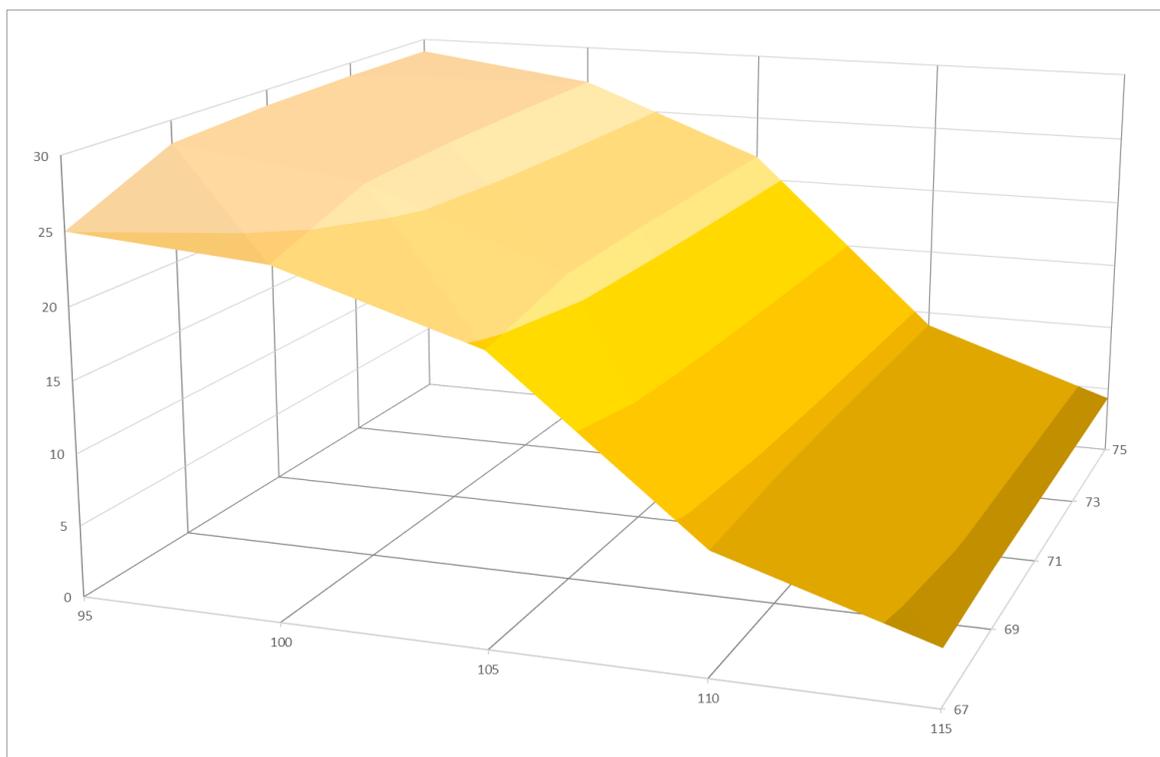


Рисунок 28 – Поверхность, построенная на основе зависимости концентрации метанола в очищенной воде от изменения температуры верха и низа колонны

Полученная зависимость дает четкое понимание того, что при высокой температуре верха равной 75 °С и температуре низа колонны 95 °С получается наиболее высокая концентрация метанола в воде (29%), что нежелательно. Наименьшие потери метанола в воде получаются при температуре верха колонны 67 °С и низа колонны 115 °С (концентрация метанола 3,89%).

В соответствии с технологическим регламентом, концентрация регенерированного метанола должна принадлежать диапазону 90-96%, а концентрация метанола в очищенной воде не должна превышать 5% (масс.). Руководствуясь вышеприведенными зависимостями, выделим 2 наиболее подходящих варианта оптимизации работы колонны.

Первый вариант заключается в получении наибольшей концентрации регенерированного метанола. Температура верха колонны составляет 67 °С, температура низа 115 °С. Концентрация метанола в дистилляте составляет 99,89%. Массовый расход дистиллята 831,5 кг/ч. Унос метанола в воде рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{унос}} = \frac{C_{\text{м}} \cdot Q_{\text{в}}}{100}, \quad (7)$$

где $Q_{\text{унос}}$ – расход метанола в потоке воды, кг/ч; $C_{\text{м}}$ – концентрация метанола в воде, %; $Q_{\text{в}}$ – массовый расход воды, кг/ч.

$$Q_{\text{унос}1} = \frac{3,89 \cdot 2009}{100} = 78,15 \text{ кг/ч}$$

Второй вариант заключается в получении наибольшего расхода регенерированного метанола. Однако, концентрация должна попадать в допустимый регламентом диапазон. И унос метанола в воде не должен превышать 5 массовых процента. Температура верха колонны составляет 75 °С, температура низа 115 °С. Концентрация метанола в дистилляте составляет 94,36%. Массовый расход равен 875,1 кг/ч. Унос метанола в воде составляет:

$$Q_{\text{унос}2} = \frac{4,23 \cdot 1966}{100} = 83,16 \text{ кг/ч}$$

Расход чистого метанола рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{чист.метанола}} = \frac{C_{\text{м.д}} \cdot Q_{\text{рег.мет.}}}{100}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{чист.метанола}}$ – массовый расход чистого метанола, кг/ч; $C_{\text{м.д}}$ – концентрация метанола в дистилляте, %; $Q_{\text{рег.мет.}}$ – массовый расход регенерированного метанола, кг/ч.

При первом варианте:

$$Q_{\text{чист.метанола}1} = \frac{99,89 \cdot 831,5}{100} = 830,59 \text{ кг/ч}$$

При втором варианте:

$$Q_{\text{чист.метанола}2} = \frac{94,36 \cdot 875,1}{100} = 825,74 \text{ кг/ч}$$

Экономия регенерированного метанола составляет:

$$Q_{\text{экономия}} = Q_{\text{чист.метанола}1} - Q_{\text{чист.метанола}2}, \quad (9)$$

где $Q_{\text{экономия}}$ – экономия в чистом метаноле, получаемом в результате ректификации, $Q_{\text{чист.метанола1}}$, $Q_{\text{чист.метанола2}}$ – массовый расход чистого метанола при первом и втором вариантах, кг/ч.

$$Q_{\text{экономия}} = 830,59 - 825,74 = 4,85 \text{ кг/ч}$$

Также стоит учесть унос метанола в потоке воды. Меньшее значение уноса является более благоприятным. Разницу уносов можно сравнить по следующей формуле:

$$Q_{\text{экон. уноса}} = Q_{\text{унос2}} - Q_{\text{унос1}} \quad (10)$$

$$Q_{\text{экон. уноса}} = 83,16 - 78,15 = 5,01 \text{ кг/ч}$$

Таким образом общая экономия при использовании первого варианта составит:

$$Q_{\text{общ.экономия}} = Q_{\text{экономия}} + Q_{\text{экон. уноса}} \quad (11)$$

$$Q_{\text{общ.экономия}} = 4,85 + 5,01 = 9,86 \text{ кг/ч}$$

В год экономия составит:

$$Q_{\text{эк.год}} = Q_{\text{общ.экономия}} \cdot 24 \cdot 365 \quad (12)$$

$$Q_{\text{эк.год}} = 9,86 \cdot 24 \cdot 365 = 86373,6 \text{ кг}$$

При цене метанола в 25 рублей за кг [28] общая экономия в рублях рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{эк.рубл}} = Q_{\text{эк.год}} \cdot C_{\text{кг мет.}}$$

где $Q_{\text{эк.рубл}}$ – экономия в рублях за год; $Q_{\text{эк.год}}$ – годовая экономия метанола, кг; $C_{\text{кг мет.}}$ – стоимость 1 кг метанола, руб.

Экономия в рублях составит:

$$Q_{\text{эк.рубл}} = 86373,6 \cdot 25 = 2159340 \text{ рублей}$$

Подытожив, экономия при использовании первого варианта составляет 86373,6 кг/год. Экономия в рублях составит 2159340 рублей. Таким образом, максимальная концентрация метанола в потоке дистиллята позволяет добиться наибольшего получения чистого метанола после процесса регенерации. Параметры работы установки регенерации метанола при данном варианте стоит считать оптимальными.

3.2.3 Расчет флегмового числа

Флегмовое число – один из важных показателей работы ректификационной колонны. Оно находится как отношение подаваемой в колонну флегмы (орошения) к общей массе получаемого дистиллята.

Данное число считается по следующей формуле:

$$R = \frac{\Phi}{D}, \quad (13)$$

где R – флегмовое число; Φ – массовый расход флегмы, кг/ч; D – массовый расход дистиллята, кг/ч.

Оптимальные параметры работы ректификационной колонны, полученные в главе 3.2.2 приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Оптимальные параметры работы ректификационной колонны

Параметр	Значение
Температура верха колонны, °С	67
Температура низа колонны, °С	115
Концентрация метанола в дистилляте, %	99,89
Массовый расход дистиллята, кг/ч	831,5
Массовый расход метанола на орошение, кг/ч	2511,1

Таким образом, флегмовое число равно:

$$R = \frac{2511,1}{831,5} \approx 3,02 = 3$$

Оптимальное флегмовое число ректификационной колонны $R = 3$.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Борзенко Александру Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2.Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3.Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4.Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала

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

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	Борзенко Александр Александрович		

4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

Цель данной НИ (ВКР) – в обеспечении эффективного и экономически выгодного процесса борьбы с гидратообразованием посредством выбора наиболее подходящего ингибитора гидратообразования.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки ингибитора различного состава:

- 1) Ингибитор гидратообразования на основе метанола CH_3OH ;
- 2) Ингибитор гидратообразования на основе триэтиленгликоля $\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_3$.

Данное исследование проводится с целью выявления достоинств и недостатков разработок. В таблице 14 продемонстрировано сравнение разработок-конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 14 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		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	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Антигидратная активность	0,14	5	5	4	0,7	0,7	0,56
3. Не приводит к солеотложениям и коррозии	0,18	5	5	5	0,9	0,9	0,9
4. Наличие схем регенерации	0,14	5	5	3	0,7	0,7	0,42
5. Простота изготовления	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
6. Эффективность работы	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
7. Безопасность	0,08	4	2	4	0,32	0,16	0,32
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена сырья	0,12	3	4	3	0,36	0,48	0,36
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	2	4	4	0,12	0,24	0,24
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Итого	1	43	43	37	4,42	4,4	3,77

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

$$K = \sum V_i \cdot B_i = 0,12 * 4 = 0,48;$$

где K – конкурентоспособность проекта; V_i – вес показателя (в долях единицы); B_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 сторон 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 15.

– 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 15 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Высокая доступность данного инженерного решения.	Сл1. Наличие большого количества показателей, используемых для сравнения разработок.

Продолжение таблицы 15

С2. Низкий порог требований для оборудования, используемого в процессе анализа.	Сл2. Низкая экологичность исследования.
С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	Сл3. Необходимо создание определенных условий для успешного прохождения исследования.
С4. Высокая изученность материалов разработок.	Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.
С5. Квалифицированный персонал.	Сл5. Вероятность получения брака.
Возможности	Угрозы
В1. Увеличение количества оборудования, которое подвержено образованию гидратов.	У1. Появление более дешевых аналогов.
В2. Повышение стоимости на конкурентные разработки.	У2. Введение более жестких требований к экологичность продукции.
В3. Низкая изученность конкурентных разработок.	У3. Высокий уровень конкуренции на рынке.
В4. Снижение экономических потерь, вызванных образованием гидратных пробок.	У4. Снижение спроса на традиционные ингибиторы гидратообразования.

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 16.

Таблица 16 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

		Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4	С5
Возможности проекта	В1	+	+	-	+	-
	В2	+	+	0	0	+
	В3	-	-	+	+	-
	В4	+	+	-	-	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции В1В2С1С2, В1В3С4, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (таблица 17).

Таблица 17 – SWOT – анализ

Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
<p>С1. Высокая доступность данного инженерного решения;</p> <p>С2. Низкий порог требований для оборудования, используемого в процессе анализа;</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта;</p> <p>С4. Высокая изученность материалов разработок;</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Сл1. Наличие большого количества показателей, используемых для сравнения разработок;</p> <p>Сл2. Низкая экологичность исследования;</p> <p>Сл3. Необходимо создание определенных условий для успешного прохождения исследования;</p> <p>Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности;</p> <p>Сл5. Вероятность получения брака.</p>
Направления развития	Сдерживающие факторы
<p>В1С1С2. Увеличение количества оборудования является положительным моментом при высокой доступности разработки;</p> <p>В2С1С4. Высокая стоимость конкурентных разработок положительно сказывается на текущей хорошо изученной разработке;</p> <p>В3С3С4. Высокая изученность данной разработки и наличие свежей информации позволяет обойти низкоизученные конкурентные разработки.</p>	<p>В4Сл2Сл4Сл5. Снижение экономических потерь может привести к повышению экологических требований и к появлению брака.</p>
Угрозы развития	Уязвимости
<p>У1С1. Появление более дешевых аналогов может привести к снижению спроса даже на высоко доступную разработку;</p> <p>У4С1С4. Снижение спроса на традиционные ингибиторы может «перевесить» их высокую изученность и доступность.</p>	<p>У2Сл2Сл3. Повышение требований к экологичности продукции может негативно сказаться на данной разработке;</p> <p>У1Сл1Сл4Сл5. Появление дешевых конкурентов может создать уязвимости для разработок, имеющих большие неопределенности и дающие брак;</p> <p>У3Сл2. Высокий уровень конкуренции на рынке может предоставить более экологичную продукцию.</p>

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 предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение участников каждой работы;
- Установление продолжительности работ;
- Построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
----------------	-------	------------------	-----------------------

Продолжение таблицы 18

Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
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 $t_{ожi}$ используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (14)$$

где $t_{ожi}$ – 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_{pi} , 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 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (15)$$

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 (календарное планирование выполненных работ), для остальных работ расчет проводится аналогично:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 7}{5} = 5,8 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч} = \frac{5,8}{2} = 2,9 \text{ дней}.$$

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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (16)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i – й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i – й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (17)$$

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

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

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 19.

Таблица 19 – 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		$t_{\text{ожс}}$, 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	3	-	4	-	3,4	-	3,4	5,0
2. Календарное планирование выполнения ВКР	2	3	3	4	2,4	3,4	2,9	4,3

Продолжение таблицы 19

3. Обзор научной литературы	-	5	-	8	-	6,2	6,2	9,2
4. Выбор методов исследования	-	3	-	4	-	3,4	3,4	5,0
5. Планирование эксперимента	3	5	5	7	3,8	5,8	4,8	7,1
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	4	-	6	-	4,8	4,8	7,1
7. Проведение эксперимента	-	14	-	19	-	16	16	23,7
8. Обработка полученных данных	-	11	-	13	-	11,8	11,8	17,5
9. Оценка правильности полученных результатов	3	4	4	5	3,4	4,4	3,9	5,8
10. Составление пояснительной записки	-	7	-	10	-	8,2	8,2	12,1
Итого:	11	56	16	76	13	64	65,4	96,8

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

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 20).

Таблица 20 – 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	Исп1	5,0	■												
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	4,3	■												
3	Обзор научной литературы	Исп2	9,2		■											
4	Выбор методов исследования	Исп2	5,0			■										
5	Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7,1			■										

Материальные затраты, необходимы для данной разработки, заносим в таблицу 21.

Таблица 21 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Метан	м ³	3000	18	54000
Диэтиленгликоль	кг	50	66	3300
Дистиллированная вода	л	1000	30	3000
Очки защитные	шт.	4	390	1560
Фартук резиновый	шт.	4	838	3352
Перчатки резиновые	пара	5	60	300
ИТОГО				65512

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:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (18)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot И}{12} \cdot t, \quad (19)$$

где $И$ – итоговая сумма, тыс. руб.; t – время использования, мес.

Таблица 22 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования,	Время использования, мес.	Н _л , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Колонна К-1	1	10	3	0,10	700000	17500	
2	Нагреватель	2	8	3	0,13	980000	30625	
3	Промежуточный теплообменник	2	10	3	0,10	588000	14700	
4	Аппарат воздушного охлаждения	1	12	3	0,08	270000	5625	
5	Сепаратор метанола	1	15	3	0,07	400000	6667	
6	Сборник метанола	1	10	3	0,10	380000	9500	
7	Фильтр метанола	1	8	3	0,13	250000	7813	
Итого:							92429 руб.	

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:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 29000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 56550 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 20000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 39000 \text{ руб.}$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (20)$$

где $Z_{\text{м}}$ – 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;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 23).

Таблица 23 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней, Выходные дни Праздничные дни	104/14	104/14
Потери рабочего времени отпуска, невыходы на работу	24/7	24/7
Действительный годовой фонд рабочего времени	216	216

Таким образом, для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{56550 \cdot 11,2}{216} = 2932,2 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{39000 \cdot 11,2}{216} = 2022,2 \text{ руб.},$$

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (21)$$

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

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

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

Для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2932,2 \cdot 13 = 87966 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2022,2 \cdot 64 = 80888 \text{ руб.}$$

Таблица 24 – 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_p , раб. дн	$Z_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	29000	0,3	0,2	1,3	56550	2932,2	13	38118,6
Инженер	20000	0,3	0,2	1,3	39000	2022,2	64	129420,8
Итого $Z_{\text{осн}}$, руб								167539,4

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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (22)$$

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

Тогда для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 38118,6 = 4955,4 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 129420,8 = 16824,7 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,13.

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (23)$$

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (38118,6 + 4955,4) = 12922,2 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (129420,8 + 16824,7) = 43873,7 \text{ руб.}$$

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 ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статей затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 25 – 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
92429	65512	167539,4	21780,1	56795,9	404056,4

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1 – 5}) \cdot k_{\text{пр}}, \quad (24)$$

$$Z_{\text{накл}} = 404056,4 \cdot 0,2 = 80811,3;$$

где $k_{\text{пр}}$ – 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 26.

В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 26 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	65512	66838	71444	Пункт 4.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	92429	94813	96058	Пункт 4.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	168854	168854	168854	Пункт 4.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	21951	21951	21951	Пункт 4.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	57241,5	57241,5	57241,5	Пункт 4.3.4
6	Накладные расходы	80811,3	81553,3	82723,5	Пункт 4.3.5
Бюджет затрат НИР		486798,8	491250,8	498272	Сумма ст. 1- 6

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 96,8 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 94,7 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 19,2 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 486798,8 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Д		Борзенко Александру Александровичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности борьбы с гидратообразованием и оптимизация расхода ингибитора на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	<p>Объект исследования: термодинамический ингибитор метанол и процесс восстановления его физико-химических свойств.</p> <p>Область применения: подготовка природного газа.</p> <p>Рабочая зона: цех регенерации метанола.</p> <p>Размеры помещения: 100*50 м.</p> <p>Наименование оборудования рабочей зоны: десорбер, испаритель, теплообменники, регулирующая и запорная арматура.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров при процессе регенерации метанола, ввод ингибитора, борьба с образованием гидратов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства, на основе документов по охране труда и технике безопасности. Особенности в решении правовых и организационных вопросов при выполнении работ в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны</p>
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	<p>Анализ потенциально 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.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Повышенная загазованность рабочей зоны. <p>Анализ опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения; – Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека; – Пожаробезопасность и взрывобезопасность;

	– Эксплуатация оборудования, работающего под давлением.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разливание растворов и химических агентов); Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа и метанола). Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Выбор наиболее типичной ЧС; Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.); Техногенные аварии (выброс газа в атмосферу, отказ систем безопасности, нарушение контроля и управления оборудования, работающих под высоким давлением, пожары); Пожаробезопасность и взрывобезопасность.
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	Борзенко Александр Александрович		

5 Социальная ответственность

Ответственными лицами на производстве выполняются следующие технологические операции: осуществление контроля над подачей реагента в скважину и участки промыслового трубопровода, обслуживание технологических участков, монтаж и демонтаж требуемого оборудования в процессе добычи газа и газового конденсата. Выполнение данного перечня работ предусматривается на протяжении всего периода эксплуатации месторождения круглогодично.

В процессе выполнения соответствующих производственных операций, работники производства подвержены воздействию различных факторов, которое могут негативно отражаться на их состоянии здоровья.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение территориально расположено в местности, приравняемой к району Крайнего Севера. Работа в районах Крайнего Севера подразумевает вахтовый график работы, поэтому некоторые правовые и организационные вопросы рассматриваются в соответствии с трудовым кодексом Российской Федерации.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для

лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;

предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней (ст. 302 ТК РФ).

При работе с ингибиторами гидратообразования и его подачи в трубопроводы и скважину используется централизованная схема, которая подразумевает подачу химического реагента с одного центрального пункта к кустам скважин и участкам трубопроводов, оснащенная дистанционным управлением технологическим процессом подачи реагента. Сотрудники управляют процессом с рабочего места (пульт управления):

- осуществляют непрерывный контроль различных параметров;
- активируют и осуществляют управление технологическими элементами (клапаны, насосы);

В таком случае соответствующее рабочее место должно быть оснащено рабочей мебелью, обеспечивающей возможность выполнения работы, а также удобство и комфорт при длительном её выполнении.

5.2 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может вызвать нарушение состояния здоровья, временное или стойкое снижение работоспособности, а также соответствующее профессиональное заболевание.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредное воздействие, которому подвержены исполнительные лица, классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [29] (таблица 27). В таблице приведены возможные вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать непосредственное влияние на работников, а также их основные источники.

Таблица 27 – Возможные вредные и опасные производственные факторы на производстве

Вредный фактор	Опасный фактор	Источник фактора	Нормативные документы
1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Влияние климатических условий; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Запыленность и загазованность рабочей зоны.	1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения; 3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека; 4. Угроза пожаров и взрывов. 5. Пожаровзрывоопасность;	1. Монтаж и демонтаж оборудования; 2. Работа с сосудами, работающими под давлением; 3. Работа в темное время суток; Работа с легковоспламеняющимися реагентами.	Защита от шума: СП 51.13330.2011 [30]; Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 [31]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004 [32]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [33]; Средства защиты от статического электричества:

Продолжение таблицы 27

	<p>б. Эксплуатация оборудования, работающего под давлением.</p>		<p>ГОСТ 12.4.124-83 [34]; Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха: ГОСТ 12.4.275-2014 [35] СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. [36]</p>
--	---	--	--

5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума

В период работы на производстве подразумевается использование операторами по добыче нефти и газа дозирочных плунжерных насосов для перекачки жидкостей, а также использование турбодетандерных агрегатов. Данные объекты являются основными источниками шума на производстве. Повышенный шум оказывает воздействие на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [31] допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ. Уровень шума, развиваемый насосами, колеблется в пределах 65-70 дБ, а уровень шума от турбодетандерного агрегата – около 85 дБА.

Для уменьшения шума на всасе турбодетандерных агрегатов устанавливаются глушители. В целях защиты слуха согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [35] предполагается использование противошумных наушников в качестве средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень вибрации

В процессе работы операторы по добыче нефти и газа подвергаются влиянию вибрации. Источником вибрации в основном служит работа электродвигателей, приводящих в работу дозировочные насосы, уровень вибрации от которых достигает 25-30 дБ, что не превышает норму уровня виброскорости 92 дБ при частоте 50 Гц, установленной в ГОСТ 12.1.012-2004 [32].

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Нередко работниками производства осуществляются работы вне производственных помещений, в частности, монтаж и демонтаж оборудования. Отклонение показателей климата может оказать негативное воздействие на состояние рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не проводится.

Определяются различные мероприятия по снижению негативного воздействия на работника, обусловленного климатическим фактором. К ним относятся:

- недопущение к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты, отвечающим климатическим условиям;
- при температуре наружного воздуха ниже -25°C работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении во избежание переохлаждения.

Помимо применения СИЗ возможно осуществление коллективной защиты для сведения к минимуму негативного воздействия климатических условий на работников производства.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочих зон может привести не только к ухудшению работоспособности работников, но и к травмам различной степени тяжести, поэтому в темное время суток все рабочие зоны должны быть дополнительно освещены с помощью источников искусственного света. Для этого используются лампы, фонари, прожекторы. Согласно СП 52.13330.2011

[33] норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов. Мероприятия по улучшению освещенности не предусматриваются.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Значительная часть работ на газовом промысле осуществляется внутри производственных помещений, для которых, как следствие, характерно содержание углеводородных газов и их составляющих в воздухе внутри цехов и производственных помещений. Также для производственных помещений закрытого типа характерна высокая запыленность. В целях контроля загазованности применяются специальные приборы - газоанализаторы. Мероприятия по защите от данных факторов подразумевают собой использование средств индивидуальной защиты: респираторов или противогазов.

В производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление больших количеств горючих газов, аварийная вентиляция совместно с основными системами обеспечивает дополнительный воздухообмен [40, 41].

5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с электрическим током

При работе на газовых и газоконденсатных месторождениях основным сырьем, добываемым из недр, является углеводородный газ и газовый конденсат. Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов, которые не являются проводниками электрического тока, как нефть и ее производные, включая метанол, используемый в качестве ингибитора гидратообразования на газовых и газоконденсатных промыслах. Однако в них могут накапливаться электростатические заряды, которые способны достигать величин в несколько тысяч вольт, в результате трения частиц и слоев между собой, трения о стенки промысловых трубопроводов.

В целях предупреждения опасности, возникновение которой обуславливается накоплением зарядов в объемах сырья, предусматриваются следующие мероприятия при работе с ингибитором гидратообразования и газовым конденсатом:

- заземление цистерн и технологических емкостей, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, по которым осуществляется движение газового и газоконденсатного сырья, а также ингибитора гидратообразования (метанола);
- заземление всех электропроводных элементов технологического оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

Сопротивление заземляющих устройств и проводников не должно превышать 10 Ом, а контроль сопротивления должен осуществляться не реже одного раза в год. [34]

Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения

Механическая опасность всегда была и является основной угрозой на производствах, особенно на нефтегазовых промыслах. Последствия механической угрозы могут привести к травмам различной степени тяжести рабочих, вплоть до летального исхода. Основными источниками опасности может послужить как безответственность и невнимательность самих рабочих, так и техногенные аварии на самом производстве.

В целях защиты от механических опасностей предусматривается использование средств индивидуальной защиты: защитные каски, перчатки, спецодежда, очки. Также предусматривается установка предупреждающих знаков, предохранительных устройств, различных защитных щитов, кожухов и барьеров.

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Метанол является смертельно опасным веществом и способен поражать организм не только при попадании в желудок, но и через кожу и органы дыхания. Смертельная доза метилового спирта составляет всего 30-100 мл и зависит от индивидуального восприятия организма. Человек, употребивший такую дозу, медленно умирает от остановки дыхания. При употреблении метанола начинаются внутренние негативные изменения в организме:

- угнетение нервной системы;
- нарушение баланса щелочи и кислоты;
- выборочное поражение глазного нерва, отслоение глазной сетчатки;
- развитие острой дыхательной недостаточности.

Действие на организм обуславливается количеством употребленного метанола. При умеренной и лёгкой степени отравления метилом отмечаются следующие первые признаки:

- спутанность сознания и головокружение;
- расширение зрачков; -боль в голове;
- тошнота и рвота, спазмы в желудке;
- общая слабость при усиленных сухожильных рефлексах и ломоты во

всех мышцах.

Если у человека проявились симптомы спиртовой интоксикации, необходимо действовать незамедлительно. Для оказания первой помощи необходимо:

- предоставить пострадавшему достаточное количество тёплой воды;
- вызвать рвотный рефлекс;
- если больной находится без сознания, стоит уложить его набок во

избежание случайного попадания рвоты в органы дыхания;

- повторять действия до тех пор, пока желудок не очистится полностью.

После промывания до приезда врачей необходимо давать пострадавшему много жидкости и щелочные растворы. Затем стоит предложить больному

качественный этанол или алкоголь высокой крепости в количестве 0,5 мл или 1 мл на килограмм массы тела [37].

Пожаровзрывоопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [39]. Нефть, газ и газовый конденсат являются легковоспламеняющимися жидкостями. Таким же свойством обладают и пары ингибитора гидратообразования, в роли которого выступает метанол, являющийся спиртом. Работа с данными веществами несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров.

В целях борьбы с потенциальной опасностью пожаров и взрывов предусматривается использование пожарных сигнализаций, размещения емкостей с песком на территории производства, огнетушителей и иных средств пожаротушения. Тушения очагов пожара осуществляется активным и пассивным способами.

Эксплуатация оборудования, работающих 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.

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 [38]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся:

сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С 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 [38].

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 [38].

5.3 Экологическая безопасность

Деятельность нефтяной и нефтегазовой промышленности непременно сопровождается негативным воздействием на окружающую среду и экологическую обстановку. В основном это обуславливается следующими факторами антропогенного воздействия:

- загрязнение промышленными и бытовыми отходами окружающей среды;
- загрязнение почвы из-за разливов нефтепродуктов, газового конденсата и различных химических реагентов;
- вырубка площадей лесов в целях обустройства и эксплуатации месторождений.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сведение к минимуму разливов нефти, нефтепродуктов, выбросов природного газа в атмосферу, путем осуществления контроля за герметичностью и исправностью трубопроводов и нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация технологического процесса и рационального использования природного газа в целях прекращения сжигания газообразного топлива на факельных установках и уменьшения выбросов углекислого газа в атмосферу.

5.3.1 Защита атмосферы

Основными причинами загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы углеводородных газов и продуктов их сгорания в атмосферу. Выбросы природного газа, в большинстве случаев, могут возникать из-за неисправности участка трубопровода, некачественного строительства трубопроводов и газопроводов, нарушения их целостности в процессе разрушения под действием коррозии, наличия негерметичности вследствие механических повреждений или по вине работников.

Большая часть природного газа сжигается. В природном газе преобладающую часть составляет метан, содержание которого колеблется от 70 до 98 %. В процессе сгорания органические соединения распадаются на углекислый газ и воду. Метан и углекислый газ, в свою очередь, являются парниковыми газами, выбросы в атмосферу которых усиливают парниковый эффект, что в дальнейшем способствует нарушению и изменению климата.

В связи с этим, в целях охраны атмосферного воздуха от загрязнений, предполагается проведение следующих мероприятий:

- контроль за состоянием промышленных трубопроводов во избежание негерметичности участков трубопроводов;
- применение исправного и надежного промышленного оборудования;
- наличие плана действий при аварийной ситуации для быстрой ликвидации аварии и уменьшения времени воздействия на окружающую среду.

Помимо данных мероприятий на сегодняшний день актуальна проблема сжигания природного газа, поэтому также не менее важной задачей является его рациональное использование. Некоторые компании сжижают природный газ, тем самым используя его как сырье, в результате чего газ не сжигается, что частично устраняет проблему выброса природного газа и продуктов его сжигания в атмосферу.

5.3.2 Защита гидросферы

В первую очередь, загрязнение гидросферы связано с разливами нефтепродуктов и различных химических реагентов, используемых на нефтяных и нефтегазовых промыслах. Нефть с поверхности со временем попадает в грунтовые воды, которая затем, вместе с течением грунтовых вод, достигает поверхностных водоемов.

Для предотвращения загрязнения водоемов нефтью и ее производными необходимо своевременно осуществлять осмотр трубопроводов и нефтепромыслового оборудования во избежание несанкционированных разливов по причине отсутствия герметичности и наличия пропусков углеводородов в окружающую среду.

5.3.3 Защита литосферы

Загрязнение почв нефтепродуктами и химическими реагентами первостепенно оказывает негативное влияние на экологию, лесные ресурсы, снижает продуктивность и плодородность почв, а также наносит значительный ущерб окружающей среде в целом.

Тем не менее, строительство нефтепромысловых объектов в полосе России, в основном, осуществляется на территориях, занятых лесом. В зависимости от качества и количества деревьев, их ценности с экологической и

биологической точки зрения, лесной фонд делится на категории по целевому назначению:

- защитные (первая категория);
- эксплуатационные (вторая категория);
- резервные (третья категория);
- иные участки, которые относятся к защитным.

При использовании лесов в целях строительства, реконструкции и эксплуатации линейных объектов, должно обеспечиваться:

- регулярное проведение очистки просеки, примыкающих опушек леса, искусственных и естественных водостоков от захламления строительными, лесосечными, бытовыми и иными отходами, от загрязнения отходами производства, токсичными и химическими веществами;
- восстановление нарушенных производственной деятельностью лесных дорог, квартальных просек;
- принятие необходимых мер по устранению аварийных ситуаций, а также по ликвидации их последствий.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Использование различного промыслового оборудования, технологических схем и процессов, использование химических реагентов и работа с нефтью и газом, в свою очередь, могут привести к возникновению различных чрезвычайных ситуаций. Возможные чрезвычайные ситуации и последствия от них представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Возможные чрезвычайные ситуации

№	Чрезвычайная ситуация	Возможные последствия и их воздействие
1	Разливы нефтепродуктов и химических реагентов	Негативное воздействие на окружающую среду; Угроза отравления парами летучих химических реагентов.

Продолжение таблицы 28

2	Выброс природного газа и его составляющих	Угроза отравления работников природным газом; Негативное воздействие на атмосферу; Увеличение вероятности пожара вследствие повышенной загазованности.
3	Неисправность технологического оборудования и трубопроводов	Разливы нефти и химических реагентов; Выбросы природного и попутного газов в атмосферу.
4	Пожар на территории производства	Урон здоровью рабочих ввиду отравления угарным газом и воздействия высоких температур; Материальный ущерб производству и инфраструктуре.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации от работников требуется отключить электроэнергию в опасной зоне, прекратить работы, осуществить эвакуацию в безопасное место.

Должностными и ответственными лицами должен быть осуществлен следующий план действий:

- оповещение вышестоящего руководства и вызов сотрудников МЧС;
- организация эвакуации лиц, не участвующих в ликвидации чрезвычайной ситуации, из опасной зоны;
- отключение электроэнергии, остановка работы всех устройств и оборудования, технологических процессов производства, прекращение всех остальных видов работ;
- организация перевозки ценного оборудования, имущества предприятия.

В случае возникновения пожара предусмотрены средства пожаротушения. Общественные и промышленные здания и сооружения должны иметь на каждом этаже не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители, введенные в эксплуатацию, должны подвергаться техническому обслуживанию, которое обеспечивает поддержание огнетушителей в постоянной готовности к

использованию и надежную работу всех узлов огнетушителя в течение всего срока эксплуатации. [37]

Предупреждение чрезвычайных ситуаций включает в себя ряд самостоятельных направлений-действий:

- обеспечение безопасных условий для работников, постоянное повышение их квалификации;
- постоянный контроль ответственных лиц за аварийностью находящегося в помещении оборудования, электрических сетей.

Выводы по разделу:

В ходе работы была проведена оценка возможных опасных и вредных факторов на производстве и их воздействие на работников предприятия, а также были предложены способы защиты от них и соответствующие мероприятия по снижению их негативного воздействия на человека. Непосредственно была оценена экологическая составляющая от работы предприятий нефтегазовой промышленности. Были рассмотрены возможные и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, а также были предложены меры по предупреждению их возникновения на производстве.

Заключение

В разработке месторождений Крайнего Севера значительную роль играет борьба с гидратообразованием. Гидратные пробки значительно осложняют процесс добычи и подготовки газа и газоконденсата. Наиболее распространенным способом борьбы с гидратообразованием является ингибирование углеводородов химическими реагентами. Наиболее эффективным ингибитором гидратообразования является метанол.

Многолетний опыт использования метанола доказал его практическую эффективность. На многих северных месторождениях ввиду сурового, холодного климата в качестве ингибитора гидратообразования используют именно метанол. Метанол показывает более высокую эффективность по снижению температуры гидратообразования в сравнении с другими термодинамическими и кинетическими ингибиторами. Более того, метанол по себестоимости является недорогим реагентом.

На данный момент ведется активное изучение кинетических ингибиторов гидратообразования. Главным их плюсом является низкая дозировка в сравнении с термодинамическими ингибиторами. Однако, на данном этапе изучения нехватка опыта практического использования не позволяет с уверенностью говорить об их высокой эффективности.

Важным процессом, сопутствующим подготовке газа, является процесс регенерации метанола. Заключается он в восстановлении концентрации метанола в смеси с водой. Чем выше концентрация метанола на выходе из установки регенерации, тем меньшее количество его необходимо для подачи в скважину или трубопровод. Регенерация осуществляется в ректификационной колонне, в которой проходящий на регенерацию водометанольный раствор разделяется по температурам кипения на разные фракции. Контроль и оптимизация технологических параметров при данном процессе увеличивает эффективность использования установки регенерации метанола.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были подобраны оптимальные параметры работы блока огневой регенерации метанола. Температура верха колонны составила 67 °С, низа колонны 115 °С. Количество тарельчатых аппаратов равно 9. Давление низа колонны составляет 130 кПа, верха колонны 101 кПа. Выбор данных параметров позволяет наиболее эффективно производить процесс регенерации метанола, а, следовательно, и более эффективно бороться с гидратообразованием. Концентрация метанола в потоке регенерированного метанола составляет 99,89% (масс.), массовый расход 831,5 кг/ч. Выбор оптимальных параметров позволяет сэкономить до 86373,6 кг/год чистого метанола, привозимого на месторождение в качестве подпитки. В денежном эквиваленте это равняется 2159340 рублей. Оптимальное флегмовое число R работы данной колонны составляет 3.

Рекомендуется режим работы установки регенерации метанола с температурой низа колонны 115 °С и верха колонны 67 °С.

Проблема борьбы с гидратообразованием будет одной из главных проблем следующих лет, поскольку с каждым годом углеводороды все сложнее извлекать на поверхность, и в их составе большее количество конденсата. Большое количество конденсата будет приводить к более интенсивному процессу гидратообразования, поэтому разработка эффективных методов борьбы с ними будет актуальна и в будущем.

Список использованных источников

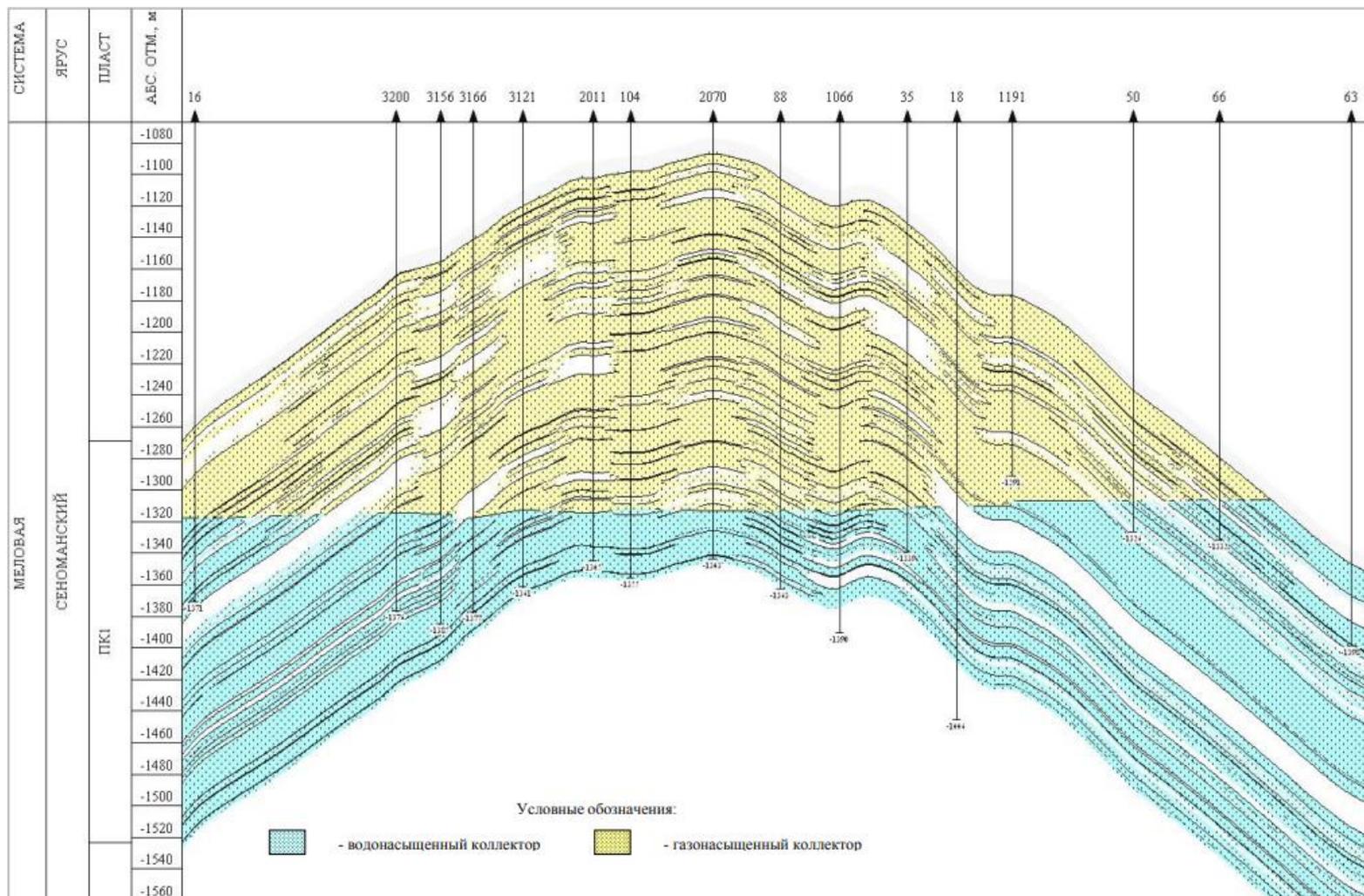
1. Белов К.А., Васильев В.Г., Елин Н.Д. Газовые месторождения СССР: Справочник / Под ред. В.Г. Васильева. - (2-е изд., доп. и перераб.). - Москва: Недра, 1968. - 687 с.
2. Заполярное месторождение // ПАО Газпром URL: <https://www.gazprom.ru/projects/zapolyarnoye/> (дата обращения: 11.05.2022).
3. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабрев И.П.: Газовые и газоконденсатные месторождения, – Москва: Недра, 1983. – 375 с.
4. Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР. Под ред. Безносова Н.В. и др., М.: Недра, 1987, 336 с.
5. Газовые гидраты // Science Direct URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/chemical-engineering/gas-hydrate> (дата обращения: 02.03.2022).
6. Газовые гидраты: структура, состав, свойства // Нефть, газ и энергетика URL: https://www.tehnik.top/2020/12/blog-post_10.html (дата обращения: 02.03.2022).
7. Якуцени В.П. Газовые гидраты - нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2013. - №8. - С. 4.
8. Бекиров Т. М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
9. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Газовые гидраты. Технология воздействия на нетрадиционные углеводороды: Учеб. Пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: РУДН, 2009. – 289 с.: ил.
10. E. D. Sloan Jr., «Gas hydrates: review of physical/chemical properties» Energy & Fuels, vol. 12, no. 2, pp. 191–196, 1998.
11. Кэрролл Джон. Гидраты природного газа: справочное пособие: перевод с английского / Джон Кэрролл; науч. ред. Золотоус А. Н., Бучинский М. Я. - Москва: Премиум Инжиниринг: Technopress, 2007., 289 с.: ил., табл.; 25 см.

12. Контроль за качеством природного газа транспортируемого по магистральным газопроводам // Нефть, газ и энергетика URL: <https://pandia.ru/text/80/225/46936-4.php> (дата обращения: 23.03.2022).
13. С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980 г. – 296 с., ил.
14. Малюков Валерий Павлович, Смирнов Алексей Владимирович Гидратообразование в продуктивном пласте. Термобарические условия и минерализация воды // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. 2014. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gidratoobrazovanie-v-produktivnom-plaste-termobaricheskie-usloviya-i-mineralizatsiya-vody> (дата обращения: 29.03.2022).
15. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.
16. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М., «Недра», 1976, с. 198.
17. А.В. Фаресов, А.И. Пономарев, Е.А. Круглов, А.П. Баряев Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования // Вести газовой науки. - Москва: ООО "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ", 2016. - С. 26.
18. Шахмаев Р.Н., Сунагатуллина А.Ш., Зорин В.В. Низкодозируемые ингибиторы гидратообразования с антикоррозионным и бактерицидным действием // Баш. хим. ж. 2017. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/nizkodoziruemye-ingibitory-gidratoobrazovaniya-s-antikorroziionnym-i-bakteritsidnym-deystviem> (дата обращения: 3.04.2022).
19. Грицишин Дмитрий Николаевич, Квон Валерий Герасимович, Истомин Владимир Александрович, Минигулов Рафаил Минигулович Технологии предупреждения гидратообразования в промышленных системах: проблемы и перспективы // Газохимия. 2009. №6 (10). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologii-preduprezhdeniya-gidratoobrazovaniya-v-promyslovyh-sistemah-problemy-i-perspektivy> (дата обращения: 4.04.2022).

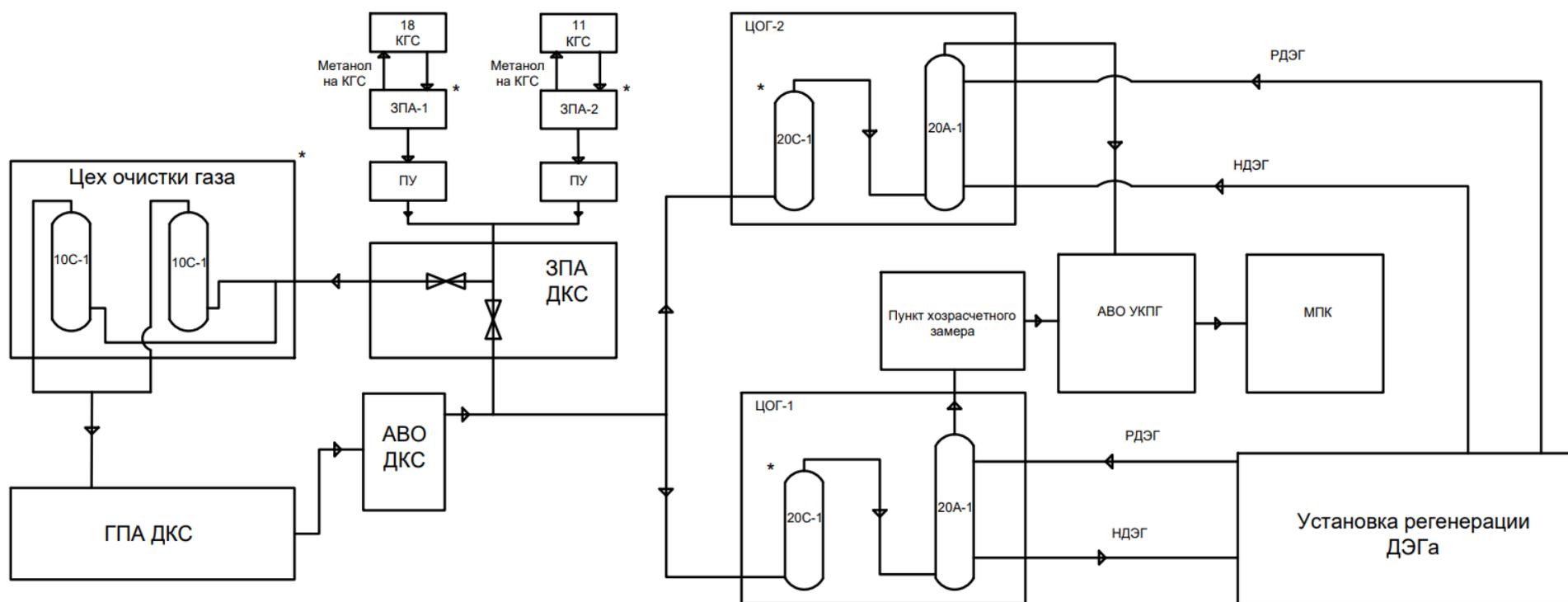
20. Долинский Сергей Эрикович Установки по производству метанола за полярным кругом интеграция и компактность залог наивысшей эффективности // Газохимия. 2009. №4 (8). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ustanovki-po-proizvodstvu-metanola-za-polyarnym-krugom-integratsiya-i-kompaktnost-zalog-naivyshey-effektivnosti> (дата обращения: 01.06.2022).
21. Павлов К.В. Модернизация алгоритма работы узла подачи метанола установки комплексной подготовки газа // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №2 (48). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/modernizatsiya-algoritma-raboty-uzla-podachi-metanola-ustanovki-kompleksnoy-podgotovki-gaza> (дата обращения: 08.06.2022).
22. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000. - 677 с: ил.
23. Насадочная ректификационная колонна // StudFiles URL: <https://studfile.net/preview/6658339/page:13/> (дата обращения: 19.05.2022).
24. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту // PatentDB URL: <https://patentdb.ru/patent/1606827> (дата обращения: 20.05.2022).
25. Полников В.В., Пономарева Т.Г., Александров М.А., Земенкова М.Ю., Пимнев А.Л. Инновационные технологии при обустройстве месторождений мегапроекта «Ямал» // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.
26. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия.
27. Технологический регламент эксплуатации ОПО газового промысла X Заполярного НГКМ, 2020 г.
28. Метиловый спирт в России // Пульс цен URL: <https://www.pulscen.ru/price/040407-metanol> (дата обращения: 05.06.2022).
29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

31. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
32. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
33. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
34. ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
35. ГОСТ 12.4.275-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.
36. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.
37. СП 2.3.3.2892-11 "Санитарно-гигиенические требования к организации и проведению работ с метанолом".
38. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
39. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
40. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности.
41. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

ПРИЛОЖЕНИЕ А ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПОЛЯРНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ПРИЛОЖЕНИЕ Б ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ X ЗАПОЛЯРНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ПРИЛОЖЕНИЕ В СХЕМА БЛОКА ОГНЕВОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА

