

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности подготовки газа на «Х» нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)»

УДК 622.279.8(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Брюханов Герман Александрович		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 характер 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
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		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
<p>Применение фундаментальных знаний</p>	<p>ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания</p>	<p>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</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности</p>
		<p>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</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии</p>
		<p>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</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p>
<p>Техническое проектирование</p>	<p>ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений</p>	<p>И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы</p> <p>И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные</p>

		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
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по 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); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)-2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>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»</p>	<p>ПК(У)-3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>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</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда</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</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	промышленной информации	России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»		производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промышленной информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»  19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии»  ОТФ А «Комплексирование геолого-промышленных данных и построение моделей нефтегазовых залежей»	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»		
	10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья 11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и 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» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	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><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологическая характеристика «X» нефтегазоконденсатного месторождения</li> <li>2. Процессы промысловой подготовки природного газа</li> <li>3. Описание технологического процесса подготовки газа на X УКПГ X НГКМ</li> <li>4. Анализ работы установки низкотемпературной сепарации на УКПГ X НГКМ</li> <li>5. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Динамика устьевого давления на X НГКМ</li> <li>2. Принципиальная схема установки НТС</li> <li>3. Принципиальная технологическая схема установки НТА с использованием конденсата первой ступени в качестве абсорбента</li> <li>4. Схема стандартной установки гликолевой осушки газа</li> <li>5. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции</li> <li>6. Влияние температуры на избирательность процесса НТС</li> <li>7. Зависимость степени извлечения углеводородов C<sub>5+в</sub> от термобарических параметров НТС для газа Заполярного месторождения</li> <li>8. Зависимость остаточного содержания у/в C<sub>5+в</sub> в газе низкотемпературной сепарации от термобарических параметров НТС для газа Заполярного месторождения</li> <li>9. Зависимость степени извлечения C<sub>5+</sub> из газа апт-альбских залежей от термобарических параметров НТС</li> <li>10. Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора</li> <li>11. Вариант технологической схемы подготовки газа НТС с эжектором</li> <li>12. Принципиальная технологическая схема установки НТС с ТДА</li> <li>13. Технологическая схема установки осушки газа на Оренбургском ГПЗ</li> <li>14. Принципиальная схема 3S-сепаратора</li> <li>15. Принципиальная схема НТС с 3S-сепаратором</li> <li>16. Принципиальная схема подготовки газа в зимний период</li> </ol>

	17. Принципиальная схема подготовки газа в зимний период 18. Изотермы конденсации 19. Изобары конденсации 20. Зависимость содержания тяжелых углеводородов C5+ в сухом газе от давления и температуры НТС 21. Зависимость содержания n-бутана в сухом газе от давления и температуры НТС 22. Зависимость содержания i-бутана в сухом газе от давления и температуры НТС 23. Модель технологической схемы НТС с дросселем в «Honeywell UniSim Design» 24. Модель технологической схемы НТС с ТДА в «Honeywell UniSim Design»
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.т.н., доцент Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев Милий Всеволодович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Геологическая характеристика «X» нефтегазоконденсатного месторождения
Процессы промысловой подготовки природного газа
Описание технологического процесса подготовки газа на X УКПГ X НГКМ
Анализ работы установки низкотемпературной сепарации на УКПГ X НГКМ
Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2022
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Брюханов Герман Александрович		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа 117 с., 24 рис., 23 табл., 31 источник.

Ключевые слова: природный газ, конденсат, низкотемпературная сепарация, точка росы, моделирование, Unisim Design, турбодетандер, дросселирование.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа на основе процесса низкотемпературной сепарации на «Х» нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является исследование вопросов в области теоретического и практического внедрения технологий, позволяющих осуществить максимальное извлечение конденсата из сырого газа при текущем режиме разработки месторождения, а также анализ влияния рабочих параметров установки комплексной подготовки газа на процесс низкотемпературной сепарации газа.

В процессе исследования был изучен материал по различным способам подготовки газа и методам модернизации схемы низкотемпературной сепарации. В результате исследования была построена модель установки комплексной подготовки газа «Х» нефтегазоконденсатного месторождения с использованием дроссельного устройства и турбодетандерного агрегата. По моделям были исследованы графики влияния давления и температуры входного газа в низкотемпературный сепаратор на процесс низкотемпературной сепарации газа. Было проведено сравнение эффективности применения турбодетандерного агрегата и дроссельного устройства при одинаковых перепадах давления.

В результате исследования установлено: более высокая степень извлечения конденсата и меньшее значение точки росы по углеводородам товарного газа достигается при использовании турбодетандера. Максимальный эффект детандирования достигается при наибольших значениях перепада давления.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2016, расчеты и графики в Microsoft Office Excel 2016, моделирование в программном комплексе «Honeywell UniSim Design».

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа.

## **Обозначения и сокращения**

ТТР – температура точки росы

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

КГС – конденсат газовый стабильный;

КГН – конденсат газовый нестабильный;

ГОСТ – государственный стандарт;

СТО – стандарт организации;

НТС – низкотемпературная сепарация;

НТК – низкотемпературная конденсация;

НТА – низкотемпературная абсорбция;

КФ – конденсатный фактор;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ЗПА – здание переключающей арматуры;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

## Оглавление

Введение.....	20
1 Геологическая характеристика «Х» нефтегазоконденсатного месторождения .....	22
1.1 Общая информация о месторождении.....	22
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения .....	22
1.3 Нефтегазоводоносность .....	25
1.4 Характеристика исходного сырья .....	26
1.5 Показатели разработки.....	27
2 Процессы промысловой подготовки природного газа.....	29
2.1 Метод низкотемпературной сепарации.....	30
2.2 Низкотемпературная конденсация.....	33
2.3 Низкотемпературная абсорбция.....	34
2.4 Осушка природного газа .....	36
2.4.1 Абсорбционная осушка природного газа .....	36
2.4.2 Адсорбционная осушка природного газа .....	38
2.5. Факторы, влияющие на процесс низкотемпературной сепарации	41
2.5.1 Влияние давления .....	41
2.5.2 Влияние температуры.....	42
2.5.3 Влияние числа ступеней сепарации.....	45
2.5.3 Влияние конденсатного фактора.....	45
2.6 Пути повышения эффективности низкотемпературной сепарации путем понижения температуры .....	47
2.6.1 Применение эжектора .....	48
2.6.2 Применение турбодетандеров .....	49
2.6.3 Применение холодильных установок.....	51
2.6.4 Применение аппаратов воздушного охлаждения.....	53
2.6.5 Применение 3-S сепаратора.....	53

2.6.6	Применение дожимных компрессорных станций .....	55
3	Технология подготовки газа на X нефтегазоконденсатном месторождении .....	56
3.1	Описание технологического процесса подготовки газа на X УКПГ X нефтегазоконденсатном месторождении.....	56
3.2	Анализ работы установки низкотемпературной сепарации на УКПГ X НГКМ .....	63
4	Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	74
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	74
4.1.1	Анализ конкурентных технических решений.....	74
4.1.2	SWOT – анализ.....	76
4.2	Планирование научно-исследовательских работ .....	80
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	80
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	81
4.3	Бюджет научно – технического исследования .....	85
4.3.1	Расчёт материальных затрат НТИ.....	85
4.3.2	Расчет амортизации специального оборудования.....	86
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы .....	87
4.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	88
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления) .....	89
4.3.6	Накладные расходы .....	90
4.3.7	Бюджетная стоимость НИР.....	90

4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	91
4.5	Вывод по разделу .....	94
5.	Социальная ответственность .....	97
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	97
5.1.2	Оплата труда, социальные льготы и компенсации.....	98
5.1.3	Охрана труда .....	98
5.1.4	Компоновка рабочей зоны .....	99
5.2	Производственная безопасность .....	100
5.2.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов .....	100
5.3	Экологическая безопасность .....	105
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	107
5.5	Вывод по разделу «Социальная ответственность» .....	110
	Заключение .....	112
	Список использованных источников (литературы) .....	114

## Введение

Добыча природного газа играет важную роль в экономике Российской Федерации. Одним из важнейших регионов газодобычи России является Ямало-Ненецкий автономный округ. В нем находится большое количество не только газовых, но и газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, при подготовке сырья которых важную роль играет удаление из газа тяжелых углеводородов, для соответствия продукции стандартам и, как следствие, обеспечения безгидратного транспортирования.

Основным параметром, позволяющим провести контроль качества удаления тяжелых углеводородов из природного газа, является температура точки росы (ТТР) по углеводородам, при достижении которой происходит начало конденсации углеводородов, что существенно усложняет транспортировку продукта и способно приводить к образованию газогидратов. Поэтому осушка газа до требуемой точки росы является основной задачей подготовки газа к транспорту. Согласно СТО Газпром 089-2010 для климатических зон с холодным климатом, температура точки росы по углеводородам в летний период не должна превышать минус 5 °С, а в зимний – минус 10 °С.

Одной из целей подготовки газа газоконденсатных месторождений, помимо достижения ТТР, является максимальное извлечение целевых компонентов из газа. Они могут использоваться как ценное сырье в нефтехимической и топливной промышленности. Так, к примеру, использование тяжелых углеводородов  $C_{5+}$  в качестве моторного топлива более эффективно, чем использование в этих целях нефтепродуктов. Пропан-бутановая фракция также широко используется в качестве топлива, а из этан применяется в производстве пластмасс и синтетических каучуков.

Одним из самых распространенных и эффективных методов подготовки газоконденсатного сырья, позволяющих получать не только осушенный товарный газ, но и газовый конденсат является метод низкотемпературной

сепарации. Он позволяет без огромных начальных капиталовложений получать товарные продукты, за счет свободного перепада давлений при высоком пластовом давлении. Однако в ходе разработки месторождения пластовое давление снижается, что приводит к менее качественной подготовке природного газа и конденсата к транспорту в магистральных трубопроводах. Поэтому стала актуальной проблема повышения эффективности НТС на X НГКМ.

Целью работы является исследование вопросов в области теоретического и практического внедрения технологий, позволяющих осуществить максимальное извлечение конденсата из сырого газа при текущем режиме разработки месторождения, а также анализ влияния рабочих параметров установки комплексной подготовки газа на процесс низкотемпературной сепарации газа.

Задачи данной работы:

- проанализировать текущую технологическую схему установки комплексной подготовки газа на X НГКМ;
- предложить варианты по повышению эффективности данной технологической схемы;
- провести моделирование предложенных вариантов в программном комплексе с целью проверки предложенных моделей.

Объектом исследования являются установка комплексной подготовки газа на основе процесса низкотемпературной сепарации на X НГКМ.

# **1 Геологическая характеристика «Х» нефтегазоконденсатного месторождения**

## **1.1 Общая информация о месторождении**

«Х» нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО), на удалении 85 км от ближайшего крупного поселка и 220 км от ближайшего крупного города. Месторождение находится в тундровой заболоченной местности, около 60% которой покрыто озёрами. Реки пересекающие месторождение несудоходны [1].

«Х» нефтегазоконденсатное месторождение расположено в зоне развития сплошной толщи многолетней мерзлоты, подошва которой находится на глубинах 380-495 м, кровля мерзлых – на глубинах от 0,3-0,8 м на торфяных грунтах и до 2-5 м на заливных участках.

Климат на территории месторождения избыточно-влажный, лето холодное и зима снежная, умеренно суровая. Средняя зимняя температура составляет минус 26,7 °С, средняя летняя температура 13,4 °С.

Общие запасы газа составляют более 3,5 трлн м<sup>3</sup>. В сеноманской залежи сосредоточено примерно 2,6 трлн м<sup>3</sup> газа, в валанжинских горизонтах – около 735 млрд м<sup>3</sup> газа. На УКПГ, исследованном в данной выпускной квалификационной работе, поступает скважинная продукция, добытая из валанжинских горизонтов.

## **1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения**

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

### **1.3 Нефтегазородноснось**

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

## **1.4 Характеристика исходного сырья**

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

## **1.5 Показатели разработки**

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

## 2 Процессы промышленной подготовки природного газа

Продукция газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений представляет собой смесь газового конденсата с природным газом. Метан и частично этан применяются в качестве горючего для бытовых и промышленных нужд. Более тяжелые соединения (бутан, пропан, пентан и т.д.) применяются как сырье в химической промышленности. Это обуславливает необходимость извлечения тяжелых углеводородов из газа, а также воды и примесей, для обеспечения транспортировки.

ГОСТ Р 53521-2009 определяет газовый конденсат как жидкую смесь, состоящую из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава, содержащую примеси неуглеводородных компонентов, получаемую в результате разделения газоконденсатной смеси [2].

Газовый конденсат может быть как стабильным (КГС), так и нестабильным (КГН). В нестабильном газовом конденсате присутствуют углеводороды  $C_1-C_4$ . КГС получают очищая нестабильный конденсат от примесей и выделяя из него углеводороды  $C_1-C_4$  (стабилизируя). Требования к КГС представлены в ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия», требования к КГН в СТО Газпром 5.11-2008 «Конденсат газовый нестабильный. Общие технические требования» [3,4].

Требования к газу, поставляемому в магистральные газопроводы изложены в СТО Газпром 089–2010 [5]. Процессы и установки, применяемые на УКПГ, конструируются и подбираются таким образом, чтобы конечные продукты соответствовали требованиям, изложенным в нормативных документах. В первую очередь для продукции нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений необходимо обращать внимание на соответствие требуемой точки росы по тяжёлым углеводородам и по воде. Помимо необходимости соответствию требованиям отраслевого стандарта, на выбор способа подготовки газа также влияют:

- состав пластового газа, а именно наличие тяжелых углеводородов в нем, сероводорода, инертных газов, углекислого газа;
- давления, температуры и дебиты на устьях скважин, а также их динамика.

При промышленной подготовке газа для последующей транспортировки применяются могут применяться:

- низкотемпературные методы, такие как низкотемпературная сепарация (НТС), низкотемпературная конденсация (НТК), низкотемпературная абсорбция (НТА);
- осушка, которая может производиться как за счет абсорбции, так и за счет адсорбции.

Зачастую, для удаления влаги и примесей из газа, на газовых месторождениях применяются методы осушки. При добыче конденсатосодержащего газа, особенно северных условиях, широко применяется низкотемпературная сепарация, а при содержании конденсата более  $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$  применяется также и низкотемпературная абсорбция. При наличии в скважинной продукции кислых газов, применяется предварительная очистка от сероводорода и углекислого газа на специальных установках [6].

## **2.1 Метод низкотемпературной сепарации**

Низкотемпературная сепарация газа – процесс промышленной обработки природного газа для извлечения из него газового конденсата и удаления влаги. Осуществляется при температурах ниже минус  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ . С ее помощью производится дегидратация газа и выделение из него тяжелых углеводородов. Охлаждение газа до необходимых температур достигается дросселированием потока, поэтому метод применим при достаточно высоких устьевых давлениях. Дросселирование основывается на эффекте Джоуля – Томсона (дроссель-эффекте), суть которого заключается в изменении температуры газа при снижении давления на местном препятствии потоку газа [6].



Вспрыск ингибитора предусматривается перед теплообменником 2 и перед дросселем 3.

Водометанольный раствор и углеводородный конденсат, выделившиеся в сепараторе 4, поступают в разделитель 9, где происходит частичная дегазация конденсата, после чего он направляется на установку стабилизации. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования направляется на установку регенерации.

Данную схему можно назвать двухступенчатой (т.е. применяются два сепаратора), однако ступеней сепарации может быть и больше. Как правило более чем трёхступенчатые схемы сепарации на практике не применяются [7].

Технология НТС, осуществляемая по принципиальной схеме, обладает рядом преимуществ:

- низкие капитальные и эксплуатационные расходы, особенно в начальный период разработки за счет свободного перепада давления;
- одновременное отделение от газа тяжелых углеводородов и воды;
- простота в эксплуатации и техническом обслуживании;
- гибкость регулирования технологического процесса и его автоматизации на промыслах;
- возможность модернизации технологии при снижении пластового давления и соответственном уменьшении свободного перепада давления [7].

При этом НТС имеет следующие недостатки:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом извлечение из природного газа целевых компонентов при заданных температуре и давлении в конечном низкотемпературном сепараторе зависит только от состава исходной смеси;
- со временем температура сепарации повышается, что приводит к снижению извлечения целевых компонентов. Это вызвано падением

- пластового давления и соответственным уменьшением свободного перепада на дросселе;
- потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, «усваивается» потоком в форме теплоты, тем самым эффект охлаждения снижается (термодинамическое несовершенство изохорического расширения газа как холодопроизводящего процесса).

## **2.2 Низкотемпературная конденсация**

Низкотемпературная конденсация представляется собой процесс изобарного охлаждения природного газа, в ходе которого происходит конденсация компонентов газового конденсата или его фракций при соответствующем давлении, с последующим разделением в сепарационных установках газовой и жидкой фаз. Осуществляется данный метод при температурах от 0 до минус 40 °С.

Для реализации НТК пластовая продукция охлаждается при постоянном давлении внешним холодом до требуемой температуры, вследствие чего происходит конденсация извлекаемых из компонентов и дальнейшее разделение в сепараторах газовой и жидкой фаз. Однако применяя лишь однократную конденсацию и последующую сепарацию проблематично качественно отделить легкие углеводороды от тяжелых. В связи с этим в схемы НТК включают ректификационные деметанизации, деэтанзации или дебутанизации. Они применяются для отделения легких углеводородов от жидкой фазы, поступающей с последней ступени сепарации. Газовая фаза выводится с последней ступени сепарации.

Охлаждение потока газа, поступающего из скважин по шельфам, происходит за счет блока холодильного контура. Холодопроизводительность обеспечивается путем установки холодильных компрессоров. Для конденсации хладагента применяют аппараты воздушного охлаждения. В холодильном контуре происходит конденсация и подача хладагента в жидкой фазе в

испаритель, а также отбора тепла от газового потока путем фазового перехода хладагента.

В блоке низкотемпературной конденсации газ охлаждается в теплообменниках и испарителе хладагента, с последующим разделением газовой и жидкой фаз потока в сепараторах. Сухой газ подогревается в теплообменнике и направляется в магистральный трубопровод. КГН направляется на стабилизацию, а смесь воды и ингибитора – на установку регенерации ингибитора.

### **2.3 Низкотемпературная абсорбция**

Технология низкотемпературной абсорбции близка к технологии НТС, главное ее отличие заключается в замене низкотемпературного сепаратора в схеме НТС на низкотемпературный абсорбер. Также абсорбция может осуществляться и без замены сепаратора на абсорбер, путем впрыска абсорбента перед низкотемпературным сепаратором инжекторными устройствами, как правило располагающимися перед редуцирующим элементом [8].

При применении абсорбера-сепаратора, в его массообменную часть подается углеводородный конденсат, играющий роль абсорбента. Конденсат в противотоке абсорбирует из природного газа часть оставшихся целевых компонентов. Возможно применение и других абсорбентов, однако в таком случае возникает необходимость в сооружении и обслуживании установки регенерации абсорбента, поэтому применение конденсата более предпочтительно с экономической и практической точки зрения [9].

В качестве абсорбента может использоваться как конденсат с первой ступени сепарации (рисунок 3), так и конденсат низкотемпературной ступени сепарации. Нельзя однозначно сказать о преимуществе первого или второго варианта, так как применение конденсата первой ступени сепарации упрощается схему НТА, но приводит к снижению извлечения целевых компонентов, хотя

также в зависимости от состава и степени дегазации конденсата, режима работы возможен прирост извлечения пропан-бутановой фракции.

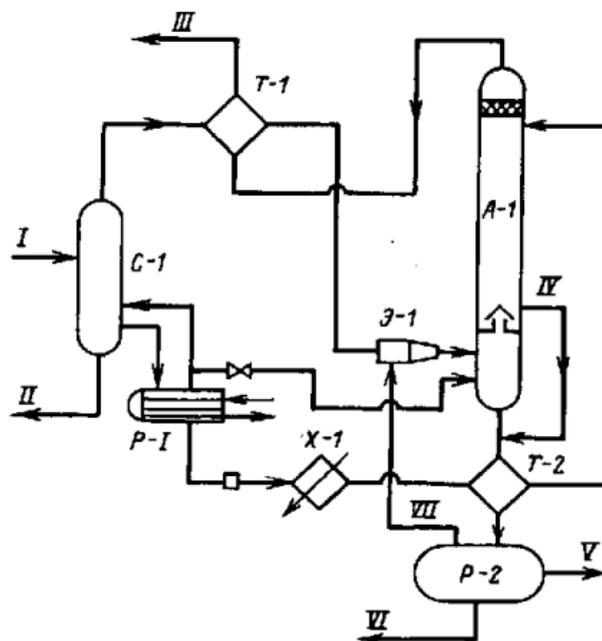


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема установки НТА с использованием конденсата первой ступени в качестве абсорбента: С-1 – сепаратор; Р-1, Р-2 – разделители; А-1 – абсорбер-сепаратор; Т-1, Т-2 – рекуперативные теплообменники; Х-1 – холодильник; Э-1 – эжектор; I – скважинная продукция; II, VI – насыщенный раствор ингибитора; III – сухой газ; IV, VII – газ выветривания; V – нестабильный конденсат [10]

Применение НТА позволяет повысить извлечение компонентов  $C_3-C_4$  на 10–15 %,  $C_{5+B}$  на 5 % по сравнению с НТС при одинаковых термобарических условиях.

Однако НТА имеет следующие недостатки:

- в конденсате, подаваемом на орошение абсорбера, могут присутствовать тугоплавкие парафины, которые могут отлагаться в массообменной секции из-за низких температур процесса;
- капельный унос «тяжелого» абсорбента с осушенным газом от низкотемпературного абсорбера, что соответственно повышает ТТР по углеводородам [11].

## **2.4 Осушка природного газа**

Осушка природного газа сводится к удалению влаги из газов, что обеспечивает безгидратную транспортировку и эксплуатацию оборудования. Основным показателем, которому должен соответствовать газ после осушки – температура точки росы по воде и массовая концентрация примесей.

Методы осушки газа могут основываться на явлении абсорбции и адсорбции.

### **2.4.1 Абсорбционная осушка природного газа**

Абсорбция – это избирательное поглощение газов или паров жидкими поглотителями-абсорбентами. Абсорбция является избирательным, обратимым процессом. Процесс обратный абсорбции, при котором происходит переход вещества из жидкой фазы в газовую, называется десорбцией.

Для протекания процесса абсорбции необходимо чтобы парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси было выше, нежели в абсорбенте, что и обеспечит поглощение извлекаемого компонента жидкой фазой. Соответственно, чем больше разница давлений – тем интенсивнее происходит сам процесс.

Десорбция применяется для выделения целевого компонента из жидкого поглотителя в случае, если в этом есть необходимость, как например при извлечении тяжёлых углеводородов из газа. Абсорбент, поглотивший целевые компоненты, называется насыщенным или отработанным, а тот, который прошел процесс десорбции от целевых компонентов – регенерированным. Регенерированный абсорбент возвращается в процесс абсорбции.

Различают физическую и химическую абсорбции. В первом случае извлечение компонентов из газа происходит за счет их растворимости в абсорбентах. Химическая абсорбция основана на химическом взаимодействии извлекаемых компонентов с активной частью абсорбента [12].

В качестве абсорбентов широко используют водные растворы гликолей – двухатомных спиртов общей формулы  $C_nH_{2n}(OH)_2$ , в частности этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

Применение гликолей в качестве абсорбентов объясняется тем, что они имеют высокую взаиморастворимость с водой и просты в регенерации, обладают малой вязкостью и низкой коррозионной активностью, также имеют низкую растворяющую способность по отношению к углеводородам и нетоксичны.

Рассмотрим технологическую схему простейшей установки осушки газа с помощью абсорбции гликолем (рисунок 4).

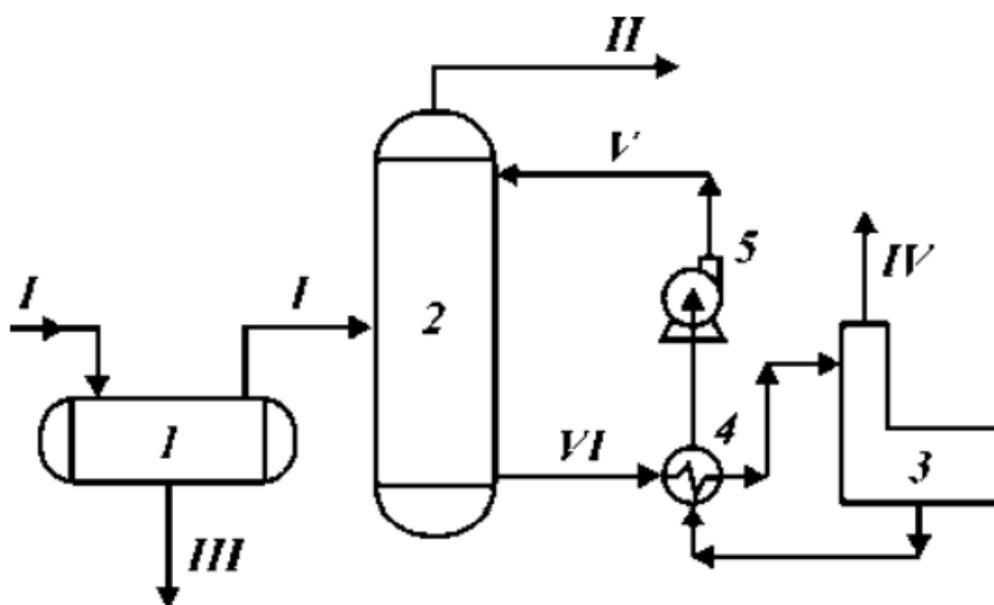


Рисунок 4 – Схема стандартной установки гликолевой осушки газа: I - сырой газ; II - сухой газ; III - вода; IV - пары воды; V - сухой гликоль; VI - сырой гликоль; 1 - сепаратор; 2 - абсорбер; 3 - генератор гликоля; 4 - теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [7]

Скважинная продукция направляется во входной сепаратор 1, в котором разделяются газовая и жидкая фазы, после чего производится осушка газа в абсорбере 2, посредством абсорбции с концентрированным раствором гликоля. Сухой газ подается в магистральный трубопровод, а отработанный абсорбент

поступает на регенерацию в генератор гликоля 3, после чего, пройдя через насос 5 повторно подается на абсорбер 2 [7].

Стоит отметить, что гликоли находят свое применение преимущественно на газовых месторождениях, но не применяются на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях. Это связано с необходимостью последующего извлечения газового конденсата из отработанного абсорбента. Поэтому для извлечения тяжелых углеводородов из продукции газоконденсатных скважин в качестве абсорбента применяют углеводородные жидкости.

Как правило, при наличии в газе конденсата, который необходимо извлечь для последующего промышленного использования, применяют низкотемпературные технологические процессы, такие как НТС и НТА. Необходимость в предварительном применении абсорбционных методов очистки возникает при наличии в пластовой продукции значительного количества примесей, таких как диоксид углерода и сероводород. На месторождениях ЯНАО, как и в целом на территории Западной Сибири практически не встречаются сероводородсодержащие газоконденсатные месторождения, а содержание диоксида углерода и азота в пластовых флюидах зачастую не 0,5 и 1,5 % соответственно. Это делает целесообразным применение низкотемпературных технологий в данном регионе.

#### **2.4.2 Адсорбционная осушка природного газа**

Адсорбционный метод осушки газа основан на поглощении газов твердыми веществами – адсорбентами. Адсорбция происходит из-за наличия сил притяжения между молекулами адсорбента и поглощаемого вещества. Наиболее эффективно ее применение в случае малого содержания извлекаемых компонентов в подготавливаемом газе [12].

Адсорбция, как и абсорбция, бывает химической и физической. Различие заключается в том, что в ходе химической адсорбции молекулы поглощаемого

вещества на поверхности адсорбента вступают с ним в химическое взаимодействие, что обеспечивает более прочную связь между поглощенным веществом (адсорбатом) и адсорбентом.

Адсорбционное разделение протекает до тех пор, пока активная поверхность или же объем пор адсорбента не окажутся заполненными молекулами поглощаемого вещества. Дальнейшее поступление газовой смеси в адсорбент будет приводить к частичному вытеснению молекул вещества с меньшей адсорбируемостью молекулами с большей адсорбируемостью. Что в конечном итоге приведет к равновесию между адсорбированной и неадсорбированной средами.

Для промышленного применения адсорбенты должны обладать следующими свойствами:

- высокая поглотительная способность, в том числе и по отношению к влаге;
- простота регенерации и её полнота;
- высокая активность в отношении поглощаемого компонента;
- прочность от истираемости при движении газа в слое адсорбента;
- механическая прочность (не разрушаться под действием массы вышележащих слоев).

В качестве адсорбентов применяются твердые пористые вещества, которые имеют большую удельную поверхность: активированные угли, силикагели, цеолиты.

Осушка газа методом адсорбции осуществляется по следующей технологической схеме (рисунок 5).

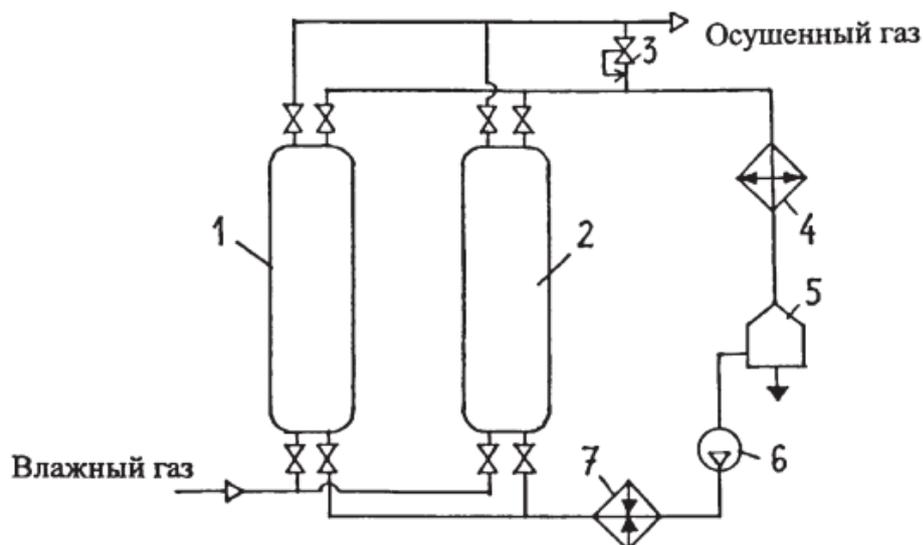


Рисунок 5 – Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции: 1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

Газ поступает в адсорбер 1, и, проходя снизу-вверх через слой адсорбента, выходит сверху из аппарата. Осушка газа в адсорбере осуществляется пока активная поверхность адсорбента или же объем его пор не окажутся заполненными молекулами поглощаемого вещества. Когда это происходит, влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для регенерации адсорбента через регулятор давления 3 из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где он нагревается до температуры 180 – 200 °С. Нагретый газ направляется в адсорбер 1, где он отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ направляется повторно для осушки. По окончании процесса регенерации адсорбер остывает в течение нескольких часов. Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь значение точки росы ниже минус 30 °С [13].

Адсорбционные методы, как правило применяются на газовых месторождения, и не ставят целью получение конденсата в качестве одного из

продуктов, так как процесс последующего извлечения газового конденсата из адсорбента весь затруднителен.

## **2.5. Факторы, влияющие на процесс низкотемпературной сепарации**

На эффективность работы установок НТС оказывают влияние: давление, температура, число ступеней сепарации, значение газоконденсатного фактора (т.е. от состав сырья).

### **2.5.1 Влияние давления**

Давление на первой ступени сепарации зависит от устьевых давлений добывающих скважин, в то время как давление последней ступени необходимо поддерживать близким к давлению магистрального газопровода, в случае если после сепаратора не установлен компрессор.

Наибольшее значение для процесса НТС имеют перепад давления на дросселирующем устройстве и соответствие давления в низкотемпературном сепараторе давлению максимальной конденсации.

Давление максимальной конденсации – это такое значение давления, при котором происходит максимальный выход жидкой фазы в процессе изотермического расширения. Давления максимальной конденсации различны для компонентов пластового газа и зависят от температуры. Чем тяжелее углеводород, тем выше значение давления и температуры максимальной конденсации. При этом с повышением температуры значение давления максимальной конденсации возрастает, достигает максимума, после чего довольно резко снижается.

Давление и температура в низкотемпературном сепараторе должны подбираться в соответствии с условиями максимальной конденсации, чтобы обеспечить наиболее полное извлечения целевых компонентов.

Стоит отметить, что повышение давления сепарации приводит к увеличению конденсации метана и этана, и, как следствие, к снижению степени извлечения тяжелых углеводородов и росту общего объема углеводородов, перешедших в жидкую фазу [10]. Таким образом, для повышения избирательности НТС стоит отдавать предпочтения более низким давлениям последней ступени сепарации, что не всегда возможно в простейшей схеме НТС (так как на выходе из низкотемпературного сепаратора давление газа должно соответствовать требуемому давлению в магистральном трубопроводе), однако может достигаться за счет установки турбодетандеров или компрессоров.

### **2.5.2 Влияние температуры**

Значение температуры на установках НТС подбирается таким образом, чтобы достичь необходимой точки росы газа (согласно СТО Газпром 089–2010) в процессе сепарации. Выбор температуры также может осуществляться с целью увеличения выхода пропан-бутановой фракции.

Наибольший объем тяжелых углеводородов  $C_{5+}$  отделяется на первой ступени сепарации. На последующих ступенях осуществляется отделение преимущественно этана и пропан-бутановой фракции, степень конденсации данных компонентов увеличивается с понижением температуры. Но одновременно с этим, снижение температуры уменьшает избирательность процесса по углеводородам  $C_{3+}$  (рисунок 6). Избирательность процесса – это отношения количества молей извлекаемого компонента к общему количеству жидкой фазы. Снижение избирательности процесса при снижении температуры объясняется опережением степени конденсации легких компонентов над этим показателем относительно более тяжелых компонентов.

Таким образом, чем меньше молекулярная масса компонента, тем ниже температура, советуемая максимальной степени избирательности.

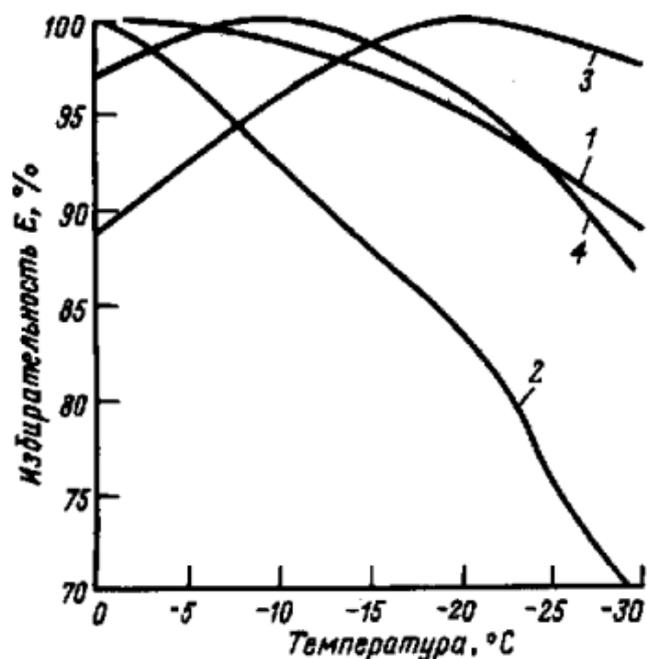


Рисунок 6 – Влияние температуры на избирательность процесса НТС:  
 1 – по  $C_{3+}$  в целом по схеме; 2 – по  $C_{3+}$  для концевой ступени сепарации; 3 – по  $C_3$  по второй ступени сепарации; 4 – по  $C_4$  по второй ступени сепарации

В работе [14] была исследована зависимость степени извлечения углеводородов  $C_{5+}$  и их остаточное содержание в газе низкотемпературной сепарации от температуры НТС (рисунки 7 и 8). Степень извлечения – это количество компонента, перешедшего в жидкую фазу по отношению к содержанию его в сырье. Данный параметр рассматривается как один из показателей эффективности схемы НТС. Анализируя полученные зависимости, авторы пришли к выводу, что снижением температуры можно достичь той же степени извлечения, что и достижением давления максимальной конденсации при более высоких температурах. Повысить степень извлечения тяжелых углеводородов также можно снижая давление НТС при неизменной температуре. Однако данный положительный эффект наблюдается только в определенном интервале давлений. Так снижение давления низкотемпературной сепарации с 6 МПа до 4 МПа при сохранении температуры сепарации повышает степень извлечения  $C_{5+}$  приблизительно на 1%. Остаточное содержание  $C_{5+}$  углеводородов в газе сепарации при этом уменьшается на  $1 \text{ г/м}^3$ . Дальнейшее

снижение давления ниже 4,0 МПа уже ведет к уменьшению степени извлечения (рисунок 7).

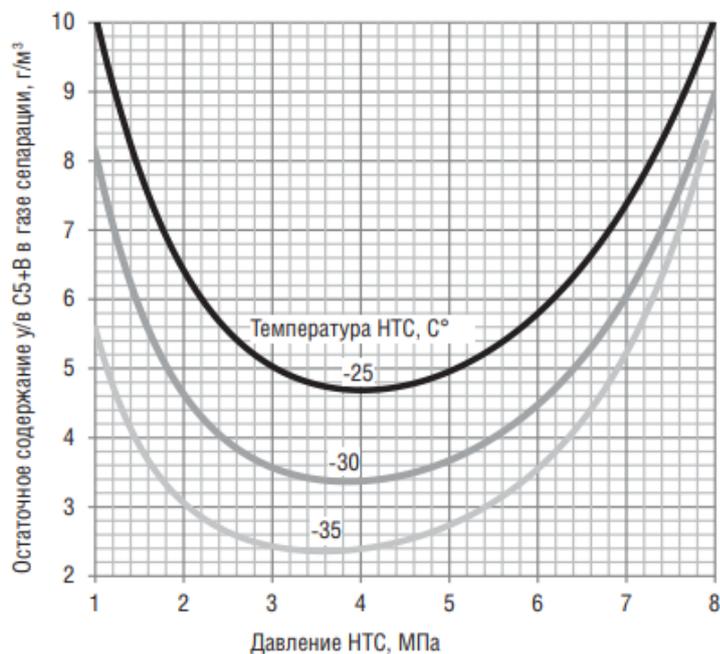


Рисунок 7 – Зависимость степени извлечения углеводородов  $C_{5+В}$  от термобарических параметров НТС для газа Заполярного месторождения [14]

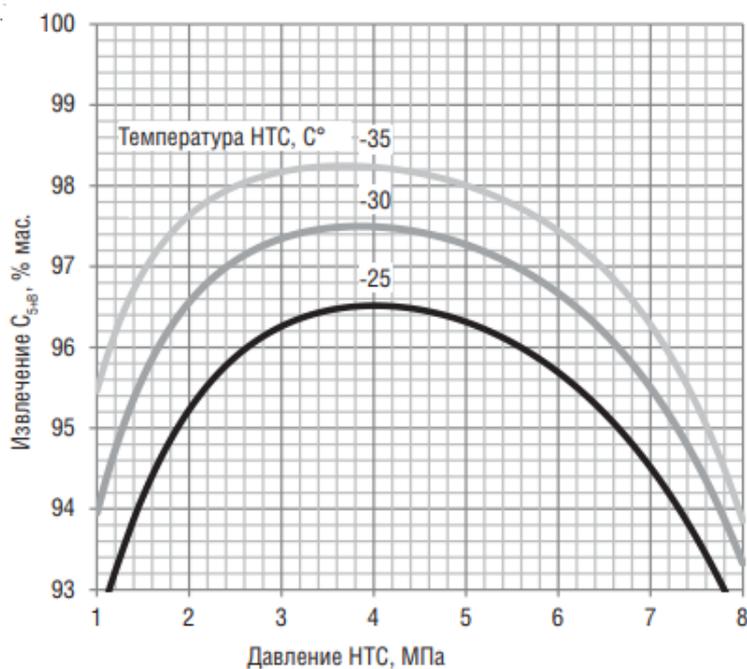


Рисунок 8 – Зависимость остаточного содержания у/в  $C_{5+В}$  в газе низкотемпературной сепарации от термобарических параметров НТС для газа Заполярного месторождения [14]

### 2.5.3 Влияние числа ступеней сепарации

Применение одноступенчатой сепарации обеспечивает наибольший выход нестабильного газового конденсата. Это объясняется тем, что на первой ступени сепарации выделяется основная масса тяжелых углеводородов, насыщающихся легкими компонентами при положительной температуре и относительном высоком давлении [10]. Однако сепарация газа только на одной ступени ведет к высоким потерям целевых компонентов из-за резкого снижения давления [15]. В связи с этим применяются двухступенчатые и трехступенчатые схемы НТС, так как они позволяют минимизировать унос углеводородной жидкости вместе с осушенным газом и таким образом повысить четкость разделения газовой и жидкой фаз.

Отказ от одноступенчатой низкотемпературной сепарации также обусловлен необходимостью предварительной сепарации для предохранения теплообменного и холодильного оборудования от крупных капель воды и конденсата, механических примесей и солей, которые удаляются на первой ступени сепарации [10].

Для увеличения количества выделяемого конденсата, при двух или трехступенчатой сепарации, рекомендуется на первой ступени сепарации добиваться минимального выхода конденсата, тогда на вторую ступень будет поступать более «тяжелый» газ, что увеличит выход конденсата [10].

### 2.5.3 Влияние конденсатного фактора

Конденсатный фактор (КФ) – это показатель, характеризующий содержание углеводородов  $C_{5+}$  в единице объема газа, размерность –  $г/м^3$ .

В работе [16] было проведено моделирование НТС для температур сепарации от минус 20 до минус 35 °С и давлений 5-7 МПа. По результатам которого был сделан вывод, что при высоком конденсатном факторе (80-400

г/м<sup>3</sup>) степень извлечения составляет углеводородов C<sub>5+</sub> составляет 90-98 %, в то же время при низких значения КФ степень извлечения C<sub>5+</sub> составляет 50-70 %.

Для пластовых газов с КФ в диапазоне от 60 до 80 г/м<sup>3</sup> при температурах НТС ниже минус 40 °С резко возрастает количество газа дегазации конденсата, утилизация которого может быть затруднительной, поэтому при таких значения КФ НТС при температуре ниже минус 40 °С зачастую не осуществляется. При этом для газа с низким КФ (2-4 г/м<sup>3</sup>) количество газа конечной ступени сепарации значительно ниже (вплоть до 10-20 раз), что позволяет снижать температуру НТС до минус 50 – минус 60 °С. Также возможность применения более низких температур при подготовке газа с более низким КФ обусловлена тем, что процесс ретроградного испарения наблюдается только при температуре ниже минус 60 °С для давлений выше 4,5 МПа (рисунок 9) [16].

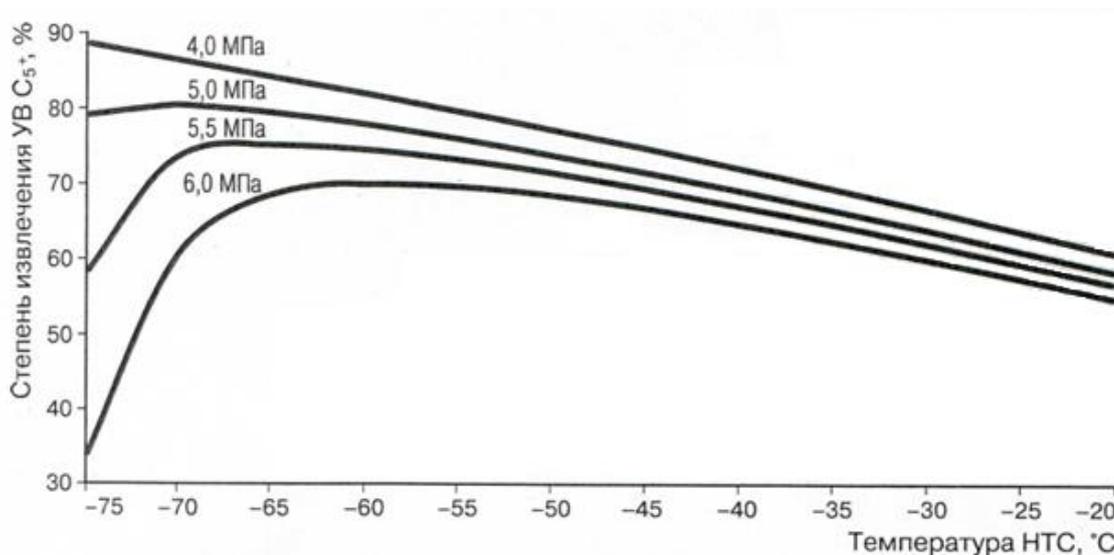


Рисунок 9 – Зависимость степени извлечения C<sub>5+</sub> из газа апт-альбских залежей от термобарических параметров НТС [16]

То есть несмотря на то, что газ с низким конденсатном фактором обеспечивает более низкую степень извлечения тяжелых компонентов при аналогичных условиях, он может подготавливаться в более широком диапазоне температур НТС, что представлено на рисунке 10.

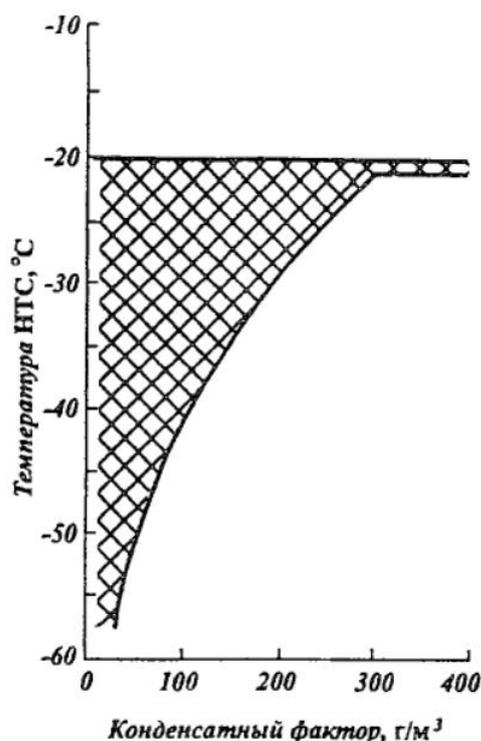


Рисунок 10 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора [7]

Стоит также отметить, что по ходу разработки месторождения конденсатный фактор снижается, что может требовать изменений условий низкотемпературной сепарации.

## 2.6 Пути повышения эффективности низкотемпературной сепарации путем понижения температуры

Самым простым способом охлаждения газа для осуществления низкотемпературной сепарации является использование дросселирующих устройств, принцип которых основан на применении дроссель-эффекта (эффекта Джоуля — Томсона) – явления изменения температуры газов и жидкостей при адиабатном дросселировании. Значение дроссель-эффекта определяется по следующей формуле:

$$D_i = \frac{t_1 - t_2}{p_1 - p_2}, \quad (1)$$

где  $p_1$  и  $p_2$  – давление газа до и после дросселирования, МПа;

$t_1$  и  $t_2$  – температура газа в тех же условиях, °С.

### 2.6.1 Применение эжектора

Для увеличения эффективности технологии НТС, возможно включение в схему эжектора, позволяющего подвергнуть низкотемпературной сепарации низконапорные газы концевой дегазации конденсата (газ выветривания). Для этого газ выветривания подается на эжектор в качестве пассивного потока, вовлекаясь в основной поток (рисунок 11).

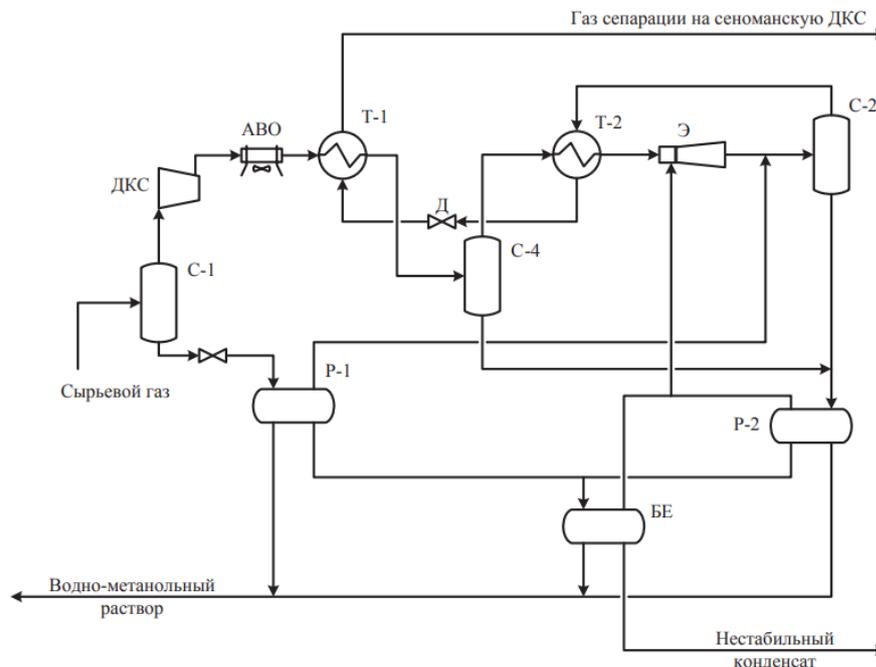


Рисунок 11 – Технологическая схемы подготовки газа НТС с эжектором: С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Р-1, Р-2 – разделители; АВО – аппарат воздушного охлаждения; Т-1, Т-2 – теплообменники; Д – дроссель; БЕ – буферная емкость; Э – эжектор [17]

Эжекторные устройства компактны, обладают простой конструкцией, а значит достаточно просты в эксплуатации. Перепад давления, необходимый для достижения требуемой температуры сепарации, сопоставим с перепадом

давления при применении дроссельных устройств. Однако стоит отметить, что достичь более низкие температуры проблематично, применяя данную модификацию НТС, так как происходит увеличение количества выветривания [17, 18].

### 2.6.2 Применение турбодетандеров

В настоящее время для охлаждения газа также широко применяется детандирование – изоэнтروпийное расширение газа с совершением внешней работы. Существуют различные конструкции детандерных устройств, но наибольшее распространение на газовых промыслах получили турбинные детандеры (турбодетандеры). Принципиальная схема установки НТС с турбодетандерным агрегатом (ТДА) представлена на рисунке 12.

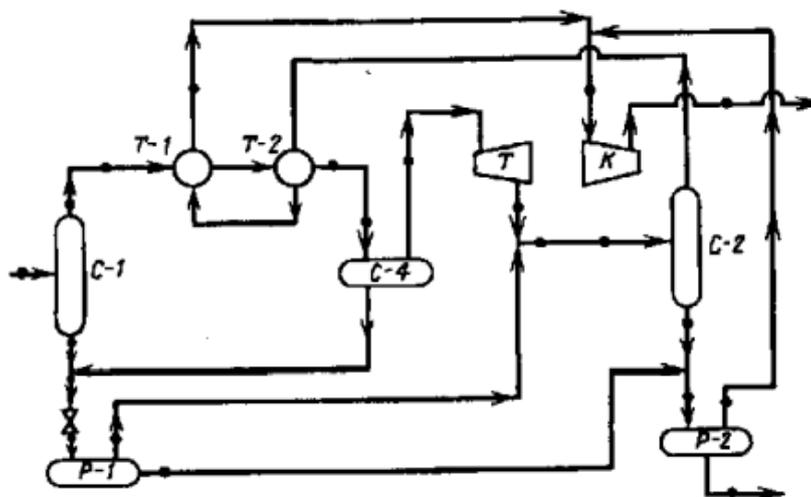


Рисунок 12 – Принципиальная технологическая схема установки НТС с ТДА: С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники; Р-1 – разделитель двухфазный; Р-2 – разделитель трехфазный; Т – турбина ТДА; К – компрессор ТДА [10]

Турбодетандеры обладают бóльшим значением дроссель-эффекта нежели дросселирующие устройства, т.е. обеспечивают большее снижение температуры на единицу перепада давления, нежели дроссели и эжекторы. Принцип работы

турбодетандера основан на превращении части потенциальной энергии газа в кинетическую.

Турбодетандер состоит из корпуса, ротора, соплового и направляющего аппаратов. Газовая смесь проходит через направляющие каналы (сопла) и систему вращающихся лопаточных каналов ротора. При резком расширении газа в соплах происходит падение давления, а при совершении им механической работы вращения ротора происходит интенсивное охлаждение газа, вследствие преобразования потенциальной энергии в механическую. Благодаря вращению ротора происходит вращение насаженного на него рабочего колеса компрессора, который используется для дальнейшего дожатия газа до требуемого для магистральной транспортировки давления.

Применение турбодетандерных агрегатов вместо дросселей позволяет:

- значительно снизить необходимый перепад давления для охлаждения газа до требуемой температуры;
- значительно охладить газ при том же перепаде давления, что и на дроссельном устройстве;
- продлить длительность работы УКПГ на бескомпрессорном режиме, а при вводе в работу дожимной компрессорной станции (ДКС) применять на ней меньшее давление нагнетания.

Однако можно выделить следующие недостатки технологии НТС с применением ТДА [17]:

- сложные условия эксплуатации ТДА. Эксплуатация УКПГ всегда характеризуется переменными режимами работы как по расходным, так и по термобарическим параметрам;
- компрессор ТДА вносит теплоту в систему подготовки газа;
- эксплуатация ТДА требует дополнения штата работников промысла специалистами по компрессорной и турбохолодильной технике;

- применение ТДА требует предварительной сепарации газа от жидкой фазы, что означает необходимость применения трехступенчатой схемы сепарации;
- зачастую применяемые на УКПГ сепараторы не всегда способны обеспечить требуемый капельный унос конденсата и ингибитора гидратообразования, из-за чего ТДА эксплуатируется при повышенных жидкостных нагрузках, превышающих требования производителей.

На северных месторождениях на УКПГ могут быть установлены и дроссели и ТДА. В таком случае в зимней схеме для охлаждения газа примется дроссельное устройство, так как газовая смесь значительно охлаждается за счет низких температур окружающей среды, благодаря чему требуемый перепад температур не столь значителен. А в летней схеме, когда окружающая среда не способна охладить газовый поток (или делает это недостаточно), происходит переход с дросселей на ТДА.

### **2.6.3 Применение холодильных установок**

Применение холодильных установок можно рассматривать как один из возможных способов охлаждения газа. В качестве хладагента в таких установках могут применяться: аммиак, пропан, этан и смеси углеводородов. Производство холода за счет хладагентов основывается на выделении энергии при испарении сжиженных газов в испарителях. Полученный холод передается осушаемому газу, после чего пары хладагента компримируются, охлаждаются и возвращаются в испарители уже в жидком виде. Для обеспечения циркуляции хладагента могут применяться различные компрессоры. Применение схем НТС с холодильным циклом позволяет продлить безкомпрессорный период работы УКПГ, а при вводе ДКС, уменьшить энергетические затраты на компримирование газа примерно на 50 % по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями.

В случае применения пропановой холодильной установки, возникает необходимость включения в схему компрессора для газов концевой ступени дегазации конденсата. Также это потребует значительных капитальных затрат и увеличения площади УКПГ, ведь холодильная установка является самостоятельным технологическим объектом с собственной инфраструктурой. В целом технология НТС с пропановой холодильной установкой на температурном уровне до минус 30 – минус 25 °С может рассматриваться как альтернатива турбодетандерной или дроссельной технологиям [17].

В России пропановая холодильная установка была внедрена на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. Данная установка позволяет осуществлять сепарацию газа при температуре минус 30 °С (рисунок 13).

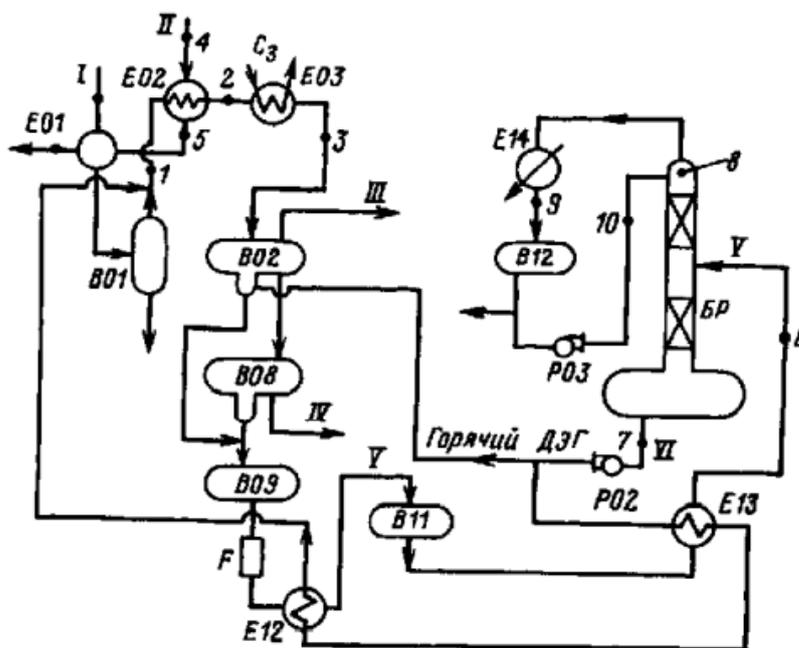


Рисунок 13 – Технологическая схема установки осушки газа на Оренбургском ГПЗ: E01, E02, E12, E13 – рекуперативные теплообменники; E03 – пропановый испаритель; E14 – водяной холодильник; V01 – сепаратор; V02 – трехфазный разделитель; V08 – двухфазный разделитель; V09, V11 – буферные емкости; V12 – емкость орошения; F – фильтр; P02, P03 – насосы; I – сырьевой газ; II – газ с установки НТА; III – охлажденный газ в абсорбер установки НТА; IV –

нестабильный конденсат; V – насыщенный раствор; VI – регенерированный раствор этиленгликоля [10]

#### **2.6.4 Применение аппаратов воздушного охлаждения**

На месторождениях, находящихся зонах холодного климата, целесообразно применяться холод окружающей среды для понижения температуры газа. Для этого сооружаются аппараты воздушного охлаждения (АВО), состоящие из трубных секций и вентиляторов. Вентилятор прогоняет воздух через межтрубное пространство секций, а природный газ движется внутри трубок, передавая через их стенки тепло охлаждающему продукту. Аппараты могут комплектоваться увлажнителем, подогревателем, жалюзи.

Также возможно дополнение аппаратов системой рециркуляции, которая обеспечивает рециркуляцию нагретого в трубных секциях воздуха, с целью недопущения переохлаждения газа при низких температурах окружающей среды.

#### **2.6.5 Применение 3-S сепаратора**

Одним из современных методов модернизации технологии НТС является применение сверхзвуковых сепараторов, также называемых 3S-сепараторами (Super Sonic Separation) или же газодинамическими сепараторами. Технология сверхзвуковой сепарации основана охлаждении газа в закрученном сверхзвуковом потоке.

Попадая в 3S-сепаратор входной поток газа закручивается в лопатках статичного закручивающего устройства 1 и ускоряется до сверхзвуковой скорости в сверхзвуковом сопле Лавалья 2 (рисунок 14). Температура газа значительно снижается благодаря преобразованию потенциальной энергии в кинетическую в сверхзвуковом потоке. Охлажденный поток направляется в рабочую часть 3, где конденсируются вода и тяжелые углеводороды.

Полученные капли продвигаются к стенкам рабочей части под действием центробежных сил. На выходе из рабочей части формируется центральное ядро потока газа, очищенного от целевых фракций, и пристеночный двухфазный пограничный слой, состоящий из жидкости и газа. Для разделения целевого ядра и пристеночного слоя, осуществляется щелевой отбор пристеночного слоя, который направляется в диффузор 4, где происходит торможение потока. Очищенный газ из ядра потока поступает в диффузор 5 и также затормаживается [19, 20].

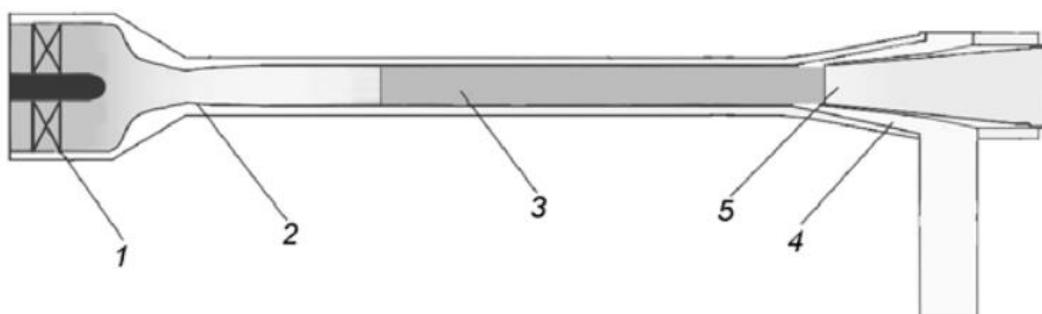


Рисунок 14 – Принципиальная схема 3S-сепаратора: 1 – закручивающее устройство; 2 – сопло Лавалья; 3 – рабочая часть ; 4 – диффузор ; 5 – диффузор [19]

Применение 3S-сепаратора позволяет охлаждать газ до температуры от минус 50 до минус 100 °С, что позволяет добиваться глубокого извлечения целевых компонентов.

Рассмотрим принципиальную технологическую схему НТС с 3S-сепаратором (рисунок 15). В отличие от схем НТС с дросселем или ТДА, в сепаратор С-2 поступает не весь охлажденный газ, а только двухфазный поток, так как, осушенный в 3S-сепараторе газ (целевое ядро потока) имеет достаточное качество и нет необходимости в его дальнейшей подготовку. Поэтому размеры сепаратора С-2 могут быть уменьшены как минимум вдвое, в совокупности с малыми размерами 3S-сепаратора все оборудование схемы НТС становится существенно менее металлоемким.

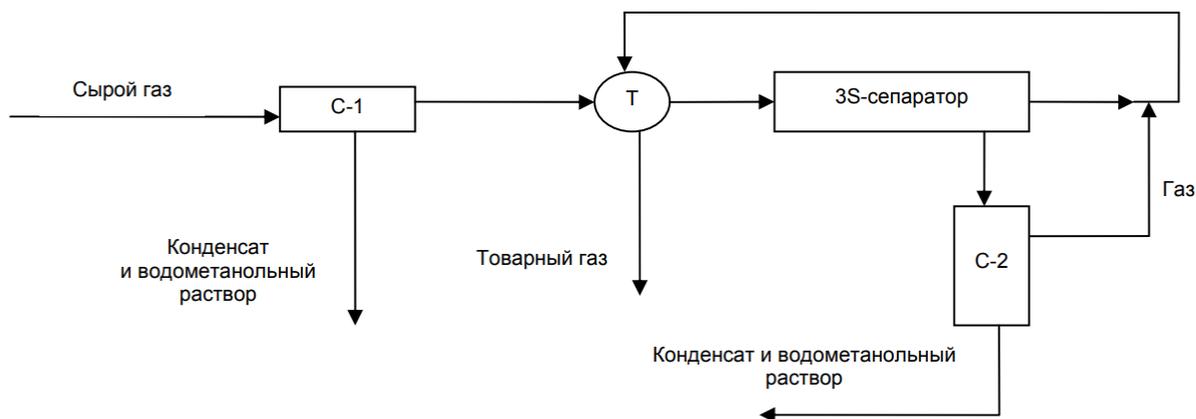


Рисунок 15– Принципиальная схема НТС с 3S-сепаратором [19]

3S-сепараторы обладают бóльшим значением дроссель-эффекта нежели дроссели, таким образом при том же перепаде давления охлаждая газ до более низких температур. Термодинамические принципы работы 3S-сепаратора делают его показатели близкими к характеристикам работы турбодетандера, при этом объединяя функции расширения, типовой циклонной сепарации газ/жидкость и повторного сжатия в одном компактном, стационарном устройстве. Но 3S-сепаратор не столь требователен к содержанию капельной жидкости во входном потоке, а отсутствие движущихся элементов упрощает обслуживание аппарата [19].

### 2.6.6 Применение дожимных компрессорных станций

По мере разработки газоконденсатных месторождений происходит снижение пластового давления, что приводит к ухудшению качества низкотемпературной сепарации. Для нивелирования связанного с этим негативного эффекта производится установка дожимных компрессорных станций, компримирование газа в которых осуществляется газоперекачивающими агрегатами. Как правило их устанавливают на входе в УКПГ перед установкой НТС.

### **3 Технология подготовки газа на X нефтегазоконденсатном месторождении**

#### **3.1 Описание технологического процесса подготовки газа на X УКПГ X нефтегазоконденсатном месторождении**

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

### **3.2 Анализ работы установки низкотемпературной сепарации на УКПГ X нефтегазоконденсатном месторождении**

В программном комплексе UniSim Design было проведено моделирование схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации. UniSim Design является программным обеспечением, предназначенным для моделирования в стационарном режиме технологических процессов на промышленных предприятиях. Также кроме статического моделирования технологических схем, данное программное обеспечение позволяет осуществлять динамическое моделирование отдельных процессов и всего процесса в целом, а также разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процессов.

При создании модели технологического процесса подготовки газа на УКПГ X НГКМ были использованы данные технологического регламента. В ходе моделирования процесса НТС была построена упрощенная модель по одной технологической нитке.

Для анализа влияния давления и температуры в низкотемпературном сепараторе на выход жидкой фазы было проведено расчетное исследование, в качестве границ подбираемых давлений и температур были выбраны максимально и минимально допустимые параметры работы низкотемпературного сепаратора С-3.

На рисунке 18 представлены изотермы конденсации, демонстрирующие зависимость количества выхода жидкой фазы от значений давления при различных температурах. Как можно заметить, с ростом давления при неизменной температуре растет и выход жидкой фазы но лишь до точки давления максимальной конденсации, дальнейшее же увеличение давления напротив приводит к уменьшению выделения жидкой фазы. В исследованном интервале давлений и температур можно увидеть обратную зависимости давления максимальной конденсации от температуры. Также важно отметить,

что снижение температуры приводит к более значительному увеличению выхода жидкой фазы, чем изменение давления (рисунок 19).

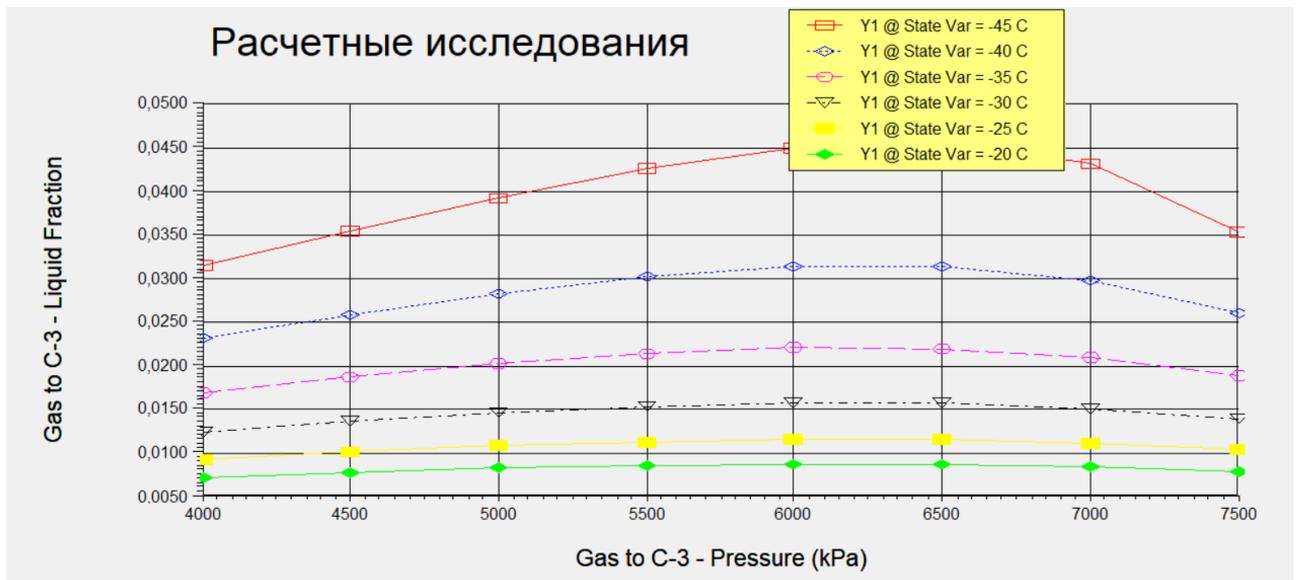


Рисунок 18 – Изотермы конденсации

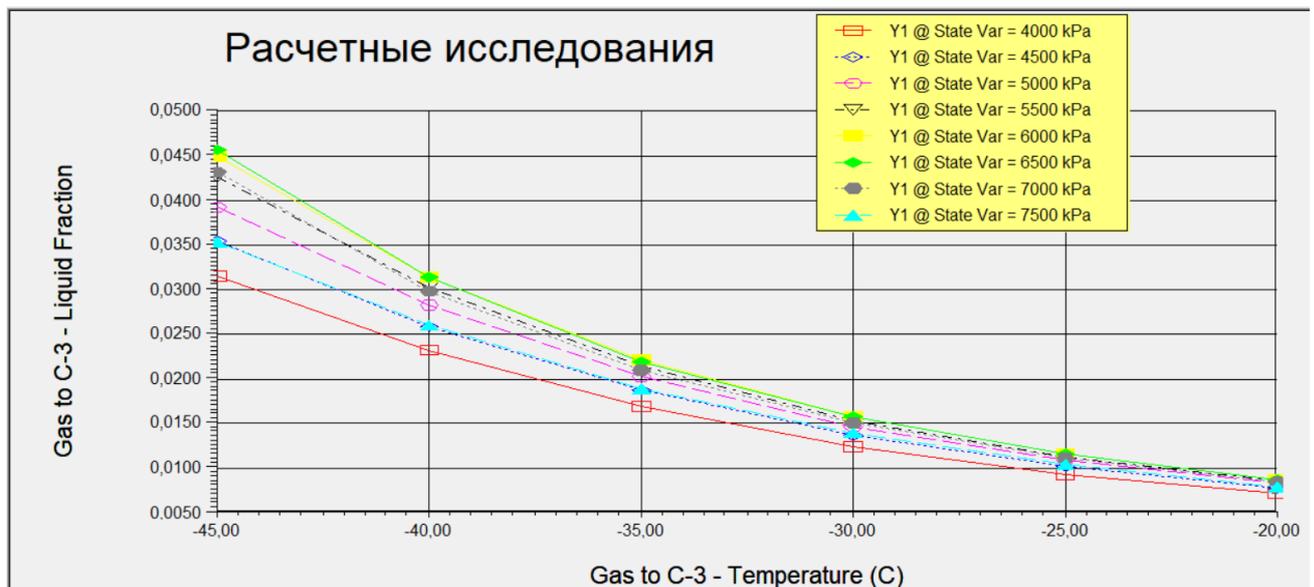


Рисунок 19 – Изобары конденсации

В целом, среди исследованных комбинаций давления и температуры на входе в С-3, к наибольшему выходу жидкой фазы приводит достижение температуры минус 45 °С при давлении 6,5 МПа. Однако данное значение температуры является минимально допустимым для С-3, поэтому обратим

внимание на более высокие температуры. При температуре минус 40 °С наибольший выход жидкой фазы также обеспечивает давление в 6,5 МПа, а при увеличении температуры до минус 35 °С и выше давление максимальной конденсации равно 6,0 МПа.

Также проанализируем зависимость качества газа, получаемого на выходе из низкотемпературного сепаратора, от давления и температуры. А именно содержание в нём углеводородов  $C_{5+}$ , н-бутана и i-бутана (рисунки 20, 21, 22). Наименьшее содержание данных компонентов наблюдается при наименьшем значении температуры и наименьшем значении давления.

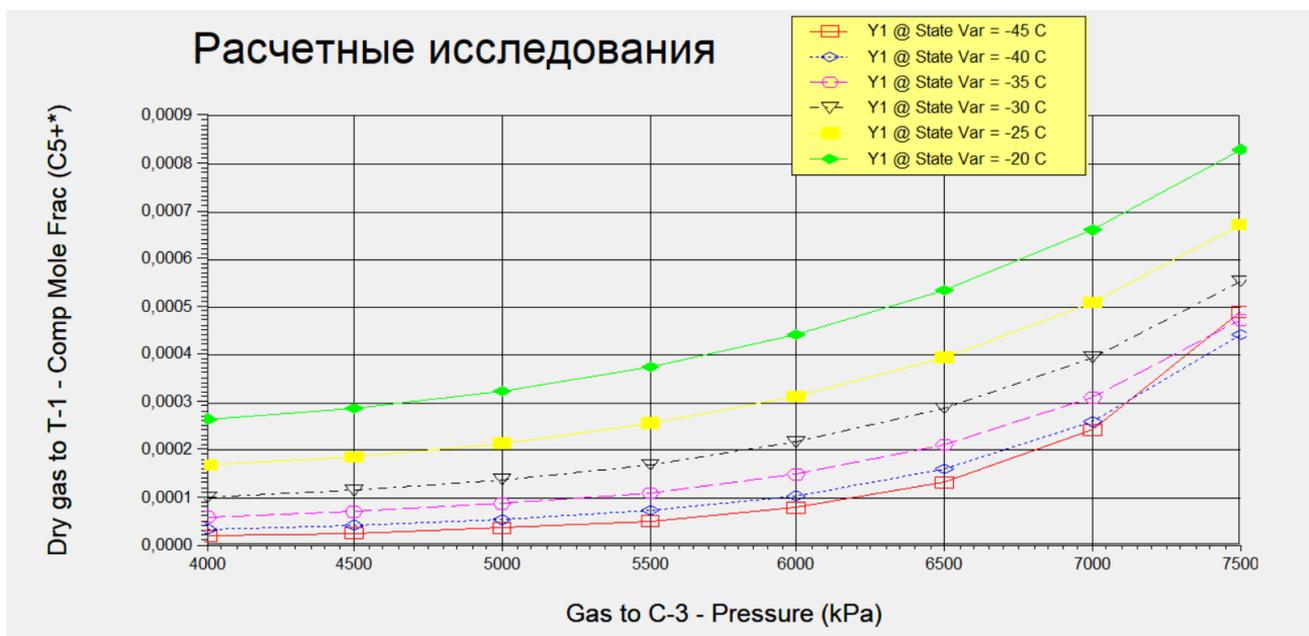


Рисунок 20 – Зависимость содержания тяжелых углеводородов  $C_{5+}$  в сухом газе от давления и температуры НТС

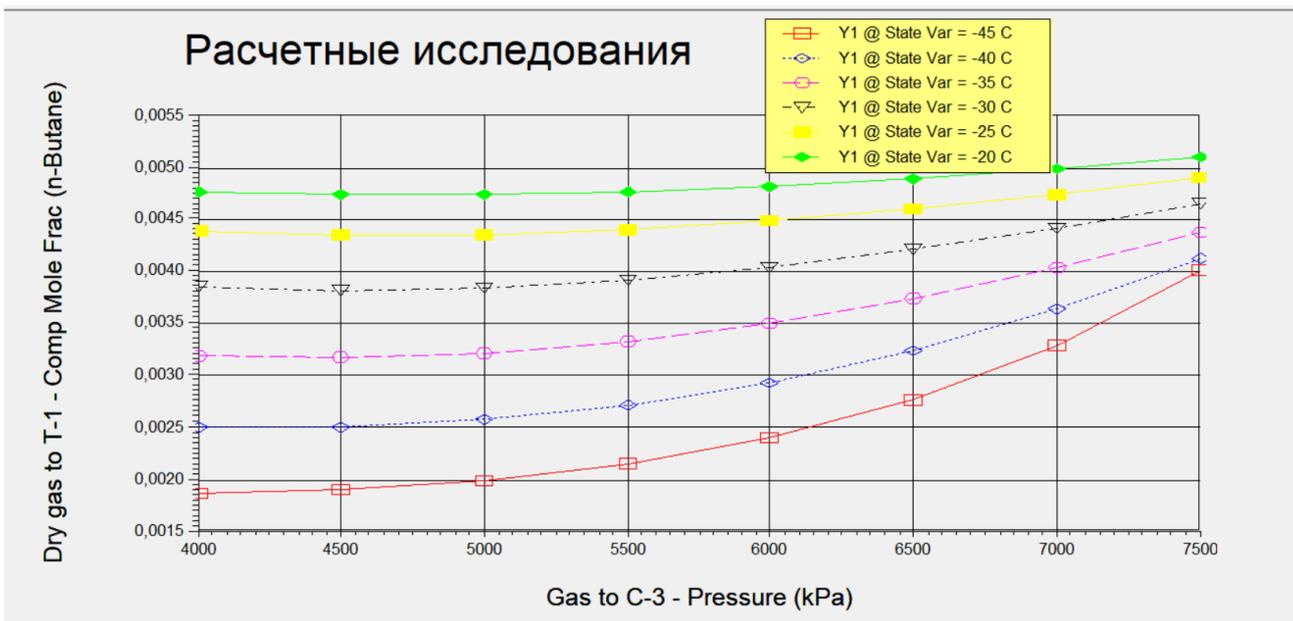


Рисунок 21 – Зависимость содержания н-бутана в сухом газе от давления и температуры НТС

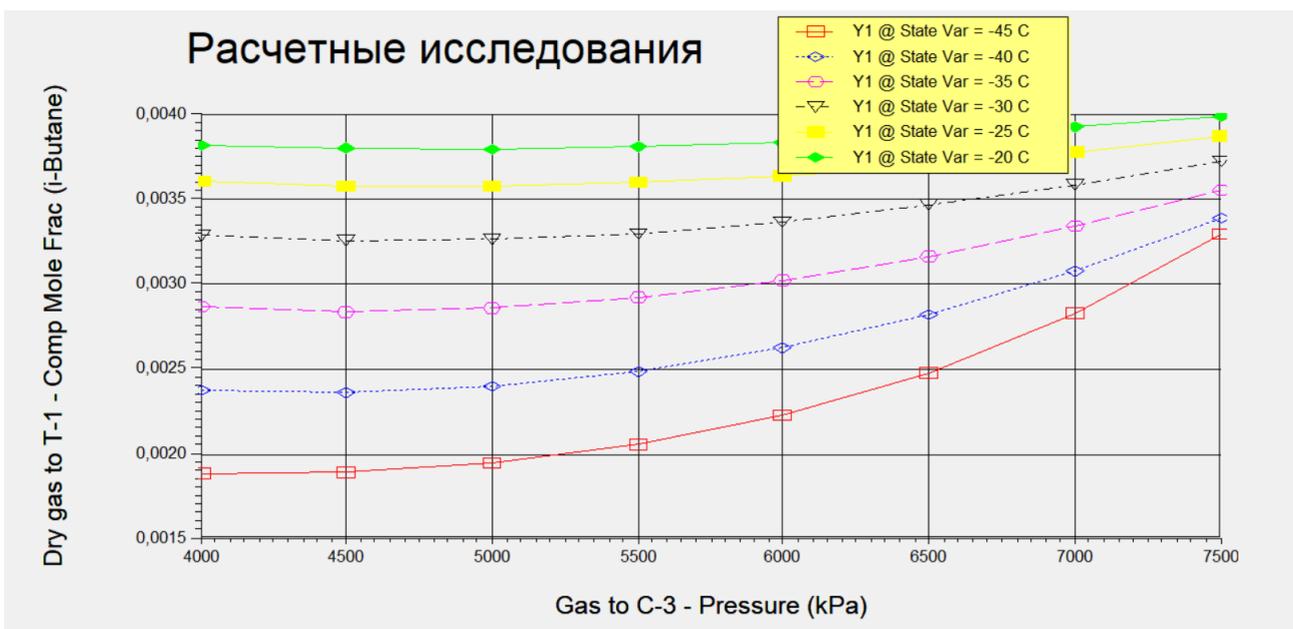


Рисунок 22 – Зависимость содержания i-бутана в сухом газе от давления и температуры НТС

После подготовки газ должен соответствовать требованиям отраслевого стандарта Газпром 089-2010, в частности иметь температуру точки росы по

углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа в холодном макроклиматическом районе (в котором находится Х НГКМ):

- в зимний период минус 10 °С;
- в летний период минус 5 °С.

Путем моделирования в программном комплексе UniSim Design, проведем сравнение эффективности применения в летний период схемы с дроссельным устройством и схемы с ТДА. Для исследования был выбран летний период, по той причине, что летом эффективность работы АВО значительно снижается и большее значение приобретает охлаждение газа на дросселирующем устройстве.

Сырой газ в объеме 365000 м<sup>3</sup>/ч (15540 кмоль/ч) поступает на УКПГ с температурой около 28 °С и давлением 9,56 МПа. Пройдя две ступени сепарации, аппарат воздушного охлаждения, теплообменник Т-1 «газ-газ» или же Т-2 «газ-конденсат» температура газа снижается до -0,5 °С, а давление до 9,13 МПа на входе в дроссельное устройство.

Сравним эффективность схем, при снижении давления до 4,5 МПа и 6,0 МПа, т.е. при обеспечении перепада давления в 4,63 МПа и в 3,13 МПа соответственно. Для сравнения были выбраны следующие параметры:

- выход конденсата из низкотемпературного сепаратора (кг/ч);
- точка росы по углеводородам сухого газа (°С);
- температура в низкотемпературном сепараторе (°С);
- значение дроссель-эффекта (°С/МПа);
- компонентный состав сухого газа.

На рисунке 23 представлена схема НТС с применением дросселя, на рисунке 24 – с применением ТДА.

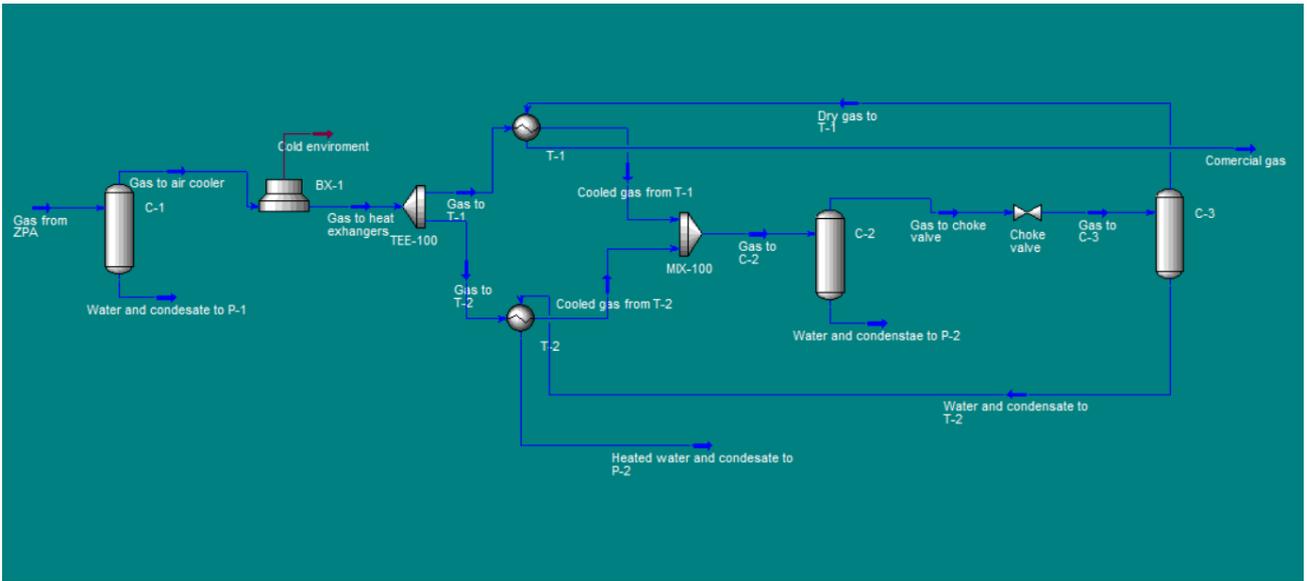


Рисунок 23 – Модель технологической схемы НТС с дросселем в «Honeywell UniSim Design»

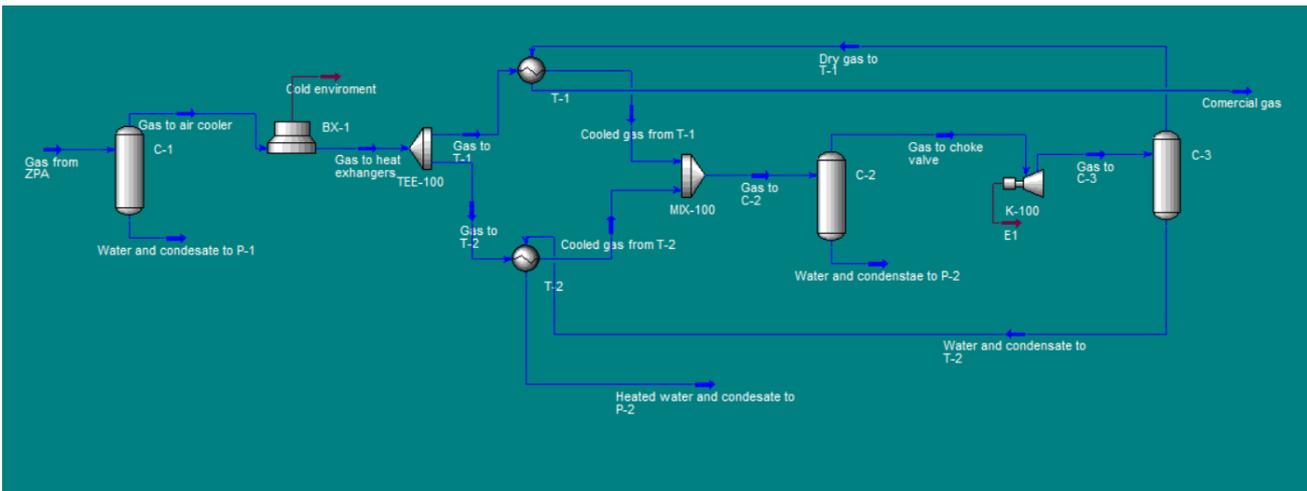


Рисунок 24 – Модель технологической схемы НТС с ТДА в «Honeywell UniSim Design»

Таблица 2 – Сравнение параметров и свойств газа при применении дросселя и ТДА

Параметр	Дроссель	ТДА	Дроссель	ТДА
Давление на входе в низкотемпературный сепаратор, МПа	4,5		6,0	

Продолжение таблицы 2

Температура в низкотемпературном сепараторе, °С	-25,36	-38,06	-16,14	-24,01
Значение дроссель-эффекта, °С/МПа	5,37	8,11	5,00	7,51
Выход конденсата из низкотемпературного сепаратора, кг/ч	9055,44	16065,40	6440,57	8838,1
Точка росы по углеводородам сухого газа, °С	-25,36	-38,05	-16,14	-23,96

Таблица 3 – Компонентный состав сухого газа при применении дросселя и ТДА

Давление на входе в низкотемпературный сепаратор, МПа	4,5		6,0	
	Дроссель, % моль	ТДА, % моль	Дроссель, % моль	ТДА, % моль
Метан	91,685	92,443	91,4	91,624
Этан	4,755	4,598	4,783	4,745
Пропан	2,148	1,825	2,242	2,162
i-Бутан	0,354	0,248	0,399	0,367
n-Бутан	0,426	0,267	0,507	0,453
Тяжелые углеводороды C <sub>5+</sub>	0,018	0,006	0,056	0,034
Азот	0,604	0,603	0,603	0,605

Диоксид углерода	0,01	0,01	0,01	0,01
------------------	------	------	------	------

Проводя сравнительный анализ схемы НТС с применением дросселя и с применением ТДА, можно заметить, что при одинаковых давлении и температуре потока газа, ТДА обеспечивает более значительное понижение температуры газа перед низкотемпературным сепаратором при том же значении перепада давления (таблица 2). Значение дроссель-эффекта ТДА в 1,5 раза больше, чем у дросселя, что говорит о большей эффективности снижения температуры газа.

Большее снижение температуры приводит к увеличению выхода конденсата на 77,41 % при перепаде давления 4,63 МПа, и на 37,23 % при перепаде давления 3,13 МПа.

При этом одновременно с увеличением выхода конденсата растет и качество получаемого сухого газа: содержание метана в сухом газе при использовании ТДА выше, чем при использовании дросселя, а содержание гомологов метана напротив ниже (таблица 3). Наибольшее отличие заключается в содержании тяжелых углеводородов  $C_{5+}$ , которых в товарном газе, полученном с помощью ТДА меньше в 3 раза (при перепаде давления 4,63 МПа) и в 1,65 раз (при перепаде давления 3,13 МПа).

Таким образом, происходит лучшее отделение тяжелых углеводородов от сухого газа, что в конечном итоге снижает значение точки росы на 12,69 °С (при перепаде давления 4,63 МПа) и 7,82 °С (при перепаде давления 3,13 МПа).

Следовательно, замена дросселя на турбодетандер в летний период позволит одновременно добиться двух целей: увеличить выход конденсата и повысить качество сухого газа, поставляемого в магистральный трубопровод, снизив вероятность гидратобразования в процессе его дальнейшей транспортировки. Стоит также отметить, что энергию, которую вырабатывает турбинная часть турбодетандера можно использовать различными способами: для компримирования и подогрева товарного газа перед его подачей в

магистральный трубопровод; для компримирования низконапорных газов выветривания и их дальнейшего вовлечения в технологию НТС.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Брюханов Герман Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

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

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

*Оценка конкурентоспособности НИ  
Матрица SWOT  
Диаграмма Ганта  
Бюджет НИ  
Основные показатели эффективности НИ*

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		28.02.22

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Брюханов Герман Александрович		28.02.22

## **4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы.

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.

Целью данной НИ (ВКР) является повышение эффективности подготовки газа на УКПГ X нефтегазоконденсатного месторождения в ЯНАО.

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

#### **4.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

Сравним две технологии охлаждения газового потока перед низкотемпературным сепаратором, которые были рассмотрены в ходе работы:

- 1) применение дроссельного устройства;
- 2) применение турбодетандерного аппарата.

Детальный анализ необходим, так как каждая технология имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 4 продемонстрировано сравнение технологии конкурента и технологии предлагаемой в данном НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 4 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>
1	2	3	4	6	7
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Актуальность исследования	0,1	5	3	0,5	0,3
2. Простота эксплуатации	0,14	3	5	0,42	0,7
3. Эффективность охлаждения газа (значение дроссель-эффекта)	0,2	5	3	1	0,6
4. Уровень шума	0,08	4	3	0,32	0,24
5. Энергоэффективность (дополнительная работа помимо охлаждения)	0,18	5	1	0,9	0,18
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Цена оборудования	0,12	2	4	0,24	0,48
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	3	0,4	0,3
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	2	4	0,16	0,32
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>30</b>	<b>26</b>	<b>3,94</b>	<b>3,12</b>

Расчет конкурентоспособности определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i$$

где K – конкурентоспособность проекта; B<sub>i</sub>– вес показателя (в долях единицы);

B<sub>i</sub>– балл показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, и применение турбодетандера является более конкурентоспособной чем применение дроссельного устройства.

#### 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.

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

Слабые стороны. – это недостатки, упущения или ограниченности научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта, например, тенденцию, изменение или предполагаемую потребность, которая поддерживает спрос на результаты проекта и позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

Угрозы представляют собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT

<b>Сильные стороны инженерного решения (С)</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокое значение дроссель-эффекта (большая эффективность охлаждения газа)</li> <li>2. Возможность использования в условиях падения пластового давления</li> <li>3. Преобразование части потенциальной энергии газа в механическую</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Необходимость в квалифицированном обслуживающем персонале (периодическая)</li> <li>2. Требование к качеству охлаждаемого газа</li> <li>3. Сложность конструкции</li> </ol>
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Открытие и освоение новых нефтегазоконденсатных и конденсатных месторождений</li> <li>2. Падение пластового давления на уже разрабатываемых месторождениях</li> <li>3. Повышение стоимости конкурентных разработок</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие спроса на технологию в связи с уменьшением добычи природного газа в России</li> <li>2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</li> <li>3. Ограничения на импорт комплектующих для ТДА, средств КИПиА</li> </ol>

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 и анализа различных комбинаций взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие), либо знаком «-» (слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

<b>Сильные стороны проекта</b>				
<b>Возможности проекта</b>		C1	C2	C3
	B1	+	0	-
	B2	-	+	+
	B3	+	-	+

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

<b>Слабые стороны проекта</b>				
<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	-
	B2	-	+	-
	B3	-	0	+

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

<b>Сильные стороны проекта</b>				
<b>Угрозы проекта</b>		С1	С2	С3
	У1	-	+	-
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

<b>Слабые стороны проекта</b>				
<b>Угрозы проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	-
	У2	-	-	-
	У3	-	+	+

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (таблица 10).

Таблица 10 – SWOT – анализ

<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)</b>
1. Высокое значение дроссель-эффекта (большая эффективность охлаждения газа) 2. Возможность использования в условиях падения пластового давления 3. Преобразование части потенциальной энергии газа в механическую	1. Необходимость в квалифицированном обслуживающем персонале (периодическая) 2. Требование к качеству охлаждаемого газа 3. Сложность конструкции
<b>Сила и возможности (СИВ)</b>	<b>Слабость и возможности (СЛВ)</b>
1. Широко применять турбодетандеры аппараты для продления бескомпрессорного срока эксплуатации месторождения 2. Применение энергии, вырабатываемой турбиной для компримирования газа 3. Замена дросселей в случае их подорожания на детандеры позволит извлечь дополнительную экономическую выгоду, благодаря лучшему извлечению целевых компонентов	1. Сотрудничество с университетами позволит проводить обучение студентов по целевым программам, а также приглашать на практики обычных студентов, для их последующего трудоустройства 2. Для поддержания качества поступающего на турбины газа в условиях падения пластового давления необходима модернизация схемы НТС установкой более качественных сепараторов или заменой их на абсорберы
<b>Сила и угрозы (СИУ)</b>	<b>Слабость и угрозы (СЛУ)</b>
Даже в случае прекращения освоения новых месторождений внедрение ТДА все еще остается актуальным для уже разрабатываемых месторождений, вследствие снижения пластовых давлений	Введение ограничений на импорт может повлечь как повышение стоимости производства ТДА, так и повышение стоимости обслуживания. Однако многие ТДА имеют полностью отечественное производство

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Основные направления повышения конкурентоспособности проекта: применение ТДА на уже эксплуатирующихся месторождениях, на которых ожидается падение давления и ввод ТДА на новых месторождениях, для продления их бескомпрессорной эксплуатации; использование отечественных комплектующих при конструировании ТДА;

сотрудничество с университетами, для подготовки квалифицированного обслуживающего персонала.

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

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

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель

Продолжение таблицы 11

Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер, научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Проектирование и создание модели для расчетной части	Инженер
	7	Проведение расчетов в модели	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, научный руководитель
Оформление отчета по НИР	10	Сбор информации по социальной ответственности и оформление результатов	Инженер
	11	Сбор информации и оформление результатов по разделу финансовый менеджмент	Инженер
	12	Составление пояснительной записки	Инженер, научный руководитель
	13	Сдача ВКР на рецензию	Инженер

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления бюджета.

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

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

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{C_i}, \quad (3)$$

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

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

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4)$$

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

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

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (5)$$

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

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

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

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 103 - 15} = 1,48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 12. Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожг}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	3,4	5
3. Обзор научной литературы	-	7	-	14	-	9,8	9,8	15
4. Выбор методов исследования	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
5. Планирование эксперимента	2	4	4	6	2,8	4,8	4,8	7
6. Проектирование и создание модели для расчетной части	-	3	-	6	-	4,2	4,2	6
7. Проведение расчетов в модели	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
8. Обработка полученных данных	-	3	-	7	-	4,6	4,6	7
9. Оценка правильности полученных результатов	1	2	4	5	2,2	3,2	3,2	5
10. Сбор информации по социальной ответственности и оформление	-	4	-	10	-	6,4	6,4	9
11. Сбор информации и оформление раздела финансовый менеджмент	-	4	-	10	-	6,4	6,4	9

12. Составление пояснительной записки	-	8	-	10	-	8,8	8,8	13
13. Сдача ВКР на рецензию	-	1	-	7	-	3,4	3,4	5
<b>Итого:</b>	6	43	15	87	9,6	60,6	63,4	94

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 13). График построен для максимального по длительности исполнения.

Таблица 13 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исп	T <sub>кi</sub> , кал. дн.	Продолжительность работ														
			февр			март			апр			май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	4	█														
Календарное планирование выполнения работ	Исп1 Исп2	5	█														
Обзор научной литературы	Исп2	15		█													
Выбор методов исследования	Исп2	4			█												
Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7				█											
Проектирование и создание модели для расчетной части	Исп2	6					█										
Проведение расчетов в модели	Исп2	4						█									
Обработка полученных данных	Исп2	7							█								
Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	5								█							
Сбор информации по социальной ответственности и оформление	Исп2	9									█						

Вид работ	Исп	Т <sub>кi</sub> , кал. дн.	Продолжительность работ													
			февр			март			апр			май				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Сбор информации и оформление раздела финансовый менеджмент	Исп2	9														
Составление пояснительной записки	Исп2	13														
Сдача ВКР на рецензию	Исп2	5														

▨ – Исп. 1 (научный руководитель), ■ – Исп. 2 (инженер)

### 4.3 Бюджет научно – технического исследования

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

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР

#### 4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта (таблица 14). Моделирование процесса подготовки газа проводилось на программном обеспечении в цифровой среде, что существенно снижает потребности в материальных затратах.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Картриджи для принтера	Шт	1	280	280
Офисная бумага	Листы	90	1,05	94,5
<b>ИТОГО</b>				<b>374,5</b>

#### 4.3.2 Расчет 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 учитываются только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом.

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (6)$$

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (7)$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;

$m$  – время использования, мес.

Персональный компьютер относится ко второй амортизационной группе основных средств (имущество со сроком полезного использования свыше 2 лет до 3 лет включительно).

Таблица 15 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	$N_A, \%$	Цена оборудования, руб.	Амортизация
Компьютер	1	3	3,1	0,33	50000	4262,5
<b>Итого:</b>			4262,5 руб.			

#### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя. 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, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 17.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (8)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн..

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0}, \quad (9)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_0$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

– при отпуске в 56 раб. дней – М=10,3 месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Должностной оклад работника за месяц:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p, \quad (10)$$

где  $Z_{mc}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;

$k_{np}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равен 1,3 для г. Томска.

Таблица 16 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: выходные дни/праздничные дни	44/15	48/15
Потери рабочего времени: отпуска/невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	253	268

Таблица 17 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб	$T_p$ , раб. дн	$Z_{осн}$ , руб
Руководитель	17263,6	0,3	0,2	1,3	33664,02	1406,85	9,6	13505,76
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1349,58	60,6	81784,55
Итого $Z_{осн}$ . руб								95290,31

#### 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 (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (11)$$

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

Тогда дополнительная заработная плата для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,14 \cdot 13505,76 = 1890,81 \text{ руб.};$$

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,14 \cdot 81784,55 = 11449,84 \text{ руб.}$$

#### 4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (12)$$

где  $k_{внеб}$  – 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).

Тогда:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (13505,76 + 1890,81) = 4618,97 \text{ руб.},$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (81784,55 + 11449,84) = 27970,32 \text{ руб.}$$

### 4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{пр}}, \quad (13)$$

где  $k_{\text{пр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,16.

### 4.3.7 Бюджетная стоимость НИР

Таблица 18 – Группировка затрат по статьям

Статьи							
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Стоимость бюджета
4262,5	374,5	95290,31	13340,65	32589,29	145857,25	23337,16	169194,41

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составлен бюджет НИ «Повышение эффективности подготовки газа на «Х» нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)», приведенный в таблице 19. Также в таблице представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 19 – Группировка затрат по статьям

Наименование статьи	Сумма, руб.		Примечание
	Текущий Проект	Исп.2	
Материальные затраты НИР	374,5	653	Пункт 5.3.1
Затраты на специальное оборудование (амортизация)	4 262,50	4 262,50	Пункт 5.3.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95 290,31	95 290,31	Пункт 5.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13340,65	13340,65	Пункт 5.3.4
Отчисления во внебюджетные фонды	32589,29	32589,29	Пункт 5.3.5
Накладные расходы	23 337,16	27653,2	Пункт 5.3.6
Бюджет затрат НИР	169194,4	173788,95	Сумма ст. 1- 6

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, который определяется через интегральный показатель финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (14)$$

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

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

В качестве аналога данной НИР рассмотрено применение дроссельного устройства перед низкотемпературным сепаратором.

$$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 169\,194,41 \text{ руб}, \Phi_{\text{исп.2}} = 173\,788,95 \text{ руб},$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{169194,41}{173788,95} = 0,97;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{173788,95}{173788,95} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по двум вариантам разработки, текущий проект с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР ( $I_{pi}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 20).

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2
Способствует росту производительности установки по конденсату	0,25	5	3
Качество подготовки газа	0,25	5	4
Требуемый перепад давления	0,2	4	3
Энергосбережение	0,15	3	2
Материалоемкость	0,15	2	5
Итого	1	4,05	3,4

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр}}. \quad (15)$$

Тогда:

$$I_{тек.пр} = \frac{4,05}{0,97} = 4,18;$$

$$I_{исп.1} = \frac{3,4}{1} = 3,4.$$

Интегральный показатель эффективности определяет расчетную сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}, \quad (16)$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{4,18}{4,18} = 1,00;$$

$$\mathcal{E}_{cp2} = \frac{3,4}{4,18} = 0,81.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 21).

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Текущий проект	Исп.2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,97	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	3,4
Интегральный показатель эффективности	4,18	3,4
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,81

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволяет сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является текущий проект.

#### **4.5 Вывод 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 календарных дней для выполнения работ составляет 94 дня; общее количество рабочих дней инженера составляет 60,6 дней; общее количество рабочих дней научного руководителя, составляет 9,4 дня.

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 169 194,41 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,98, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,05, по сравнению с 3,4 проекта аналога;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,18, по сравнению с 3,4 аналогичного проекта, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Д		ФИО Брюханов Герман Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности подготовки газа на «Х» нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)
--

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> установка комплексной подготовки газа (УКПГ) на основе процесса низкотемпературной сепарации на «Х» НГКМ</p> <p><i>Область применения:</i> подготовка природного газа</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение</p> <p><i>Размеры помещения:</i> различны для различных цехов</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> сепараторы, сепараторы низкотемпературные, трехфазные разделители, технологические емкости, внутривнепромысловые трубопроводы, турбодетандерные агрегаты, дроссели</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль воздушной среды, обслуживание оборудования подготовки природного газа, обслуживание внутривнепромысловых трубопроводов</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. От 01.03.2021), статьи: 50, 300, 301, 313-327</p> <p>СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа»</p> <p>ВУПП-88 Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов</li> <li>– Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума;</li> </ol>

<p>производственных факторов</p>	<p>2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего</p> <p>3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</b> звукоизолирующие ограждения, кожаные и экраны, специальная одежда и обувь, перчатки, каски, респираторы, противогазы, защитные очки, противозащитные наушники.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> изменение ландшафтов; изменение природного режима многолетнемерзлых грунтов</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение в результате сброса жидких отходов, сточных вод</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение в результате утечек природного газа и паров конденсата</p> <p><b>Разработка мероприятий:</b> по снижению экологического воздействия на селитебную зону, литосферу, гидросферу и атмосферу</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод; возникновение пожаров вследствие утечек газа, легковоспламеняющихся веществ; подтопление части технологических площадок газовых промыслов</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> возникновение пожаров вследствие утечек газа, легковоспламеняющихся веществ</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Брюханов Герман Александрович		

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работа на нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных Западной Сибири, в том числе и в ЯНАО относится к работам по добыче трудноизвлекаемых полезных ископаемых, которые располагаются в труднодоступной местности и осуществляется преимущественно вахтовым методом.

Правовое регулирование работы вахтовым методом осуществляется на основе требований и норм, установленных в главе №47 (ст. 297-302) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» Трудового кодекса РФ (ТК РФ). Также, в связи с географическим расположением месторождений ЯНАО, учитываются требования и нормы, установленные главой №50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», ст. 313-327 [21]. Среди характерных особенностей, которые относятся к правовому регулированию труда в газодобывающей отрасли, можно выделить: величину рабочего времени и времени отдыха, заработную плату и охрану труда.

В соответствии со ст. 300 ТК РФ при вахтовом методе устанавливается суммированный учет рабочего времени, в качестве учетного периода могут выступать месяц, квартал или же иной период длительностью не более года. При этом продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленных законодательством, то есть не более 40 часов в неделю.

Конкретное рабочее время и время отдыха регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается администрацией предприятия по согласованию с соответствующим профсоюзным комитетом. В соответствии со ст. 301 ТК РФ данный график должен быть утвержден работодателем как локальный нормативный акт и доведен до сведения работников не позже, чем за

два месяца до его введения в действие. Также в графике должно быть предусмотрено время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни межвахтового отдыха.

### **5.1.2 Оплата труда, социальные льготы и компенсации**

При расчете заработной платы всех работников, работающих вахтовым методом, применяются коэффициенты и процентные надбавки в размерах, установленных для работников основной деятельности в местах, где производится их деятельность. Так, работникам компании, разрабатывающей Х НГКМ коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах: на объектах, расположенных южнее Полярного круга – 1,7; на объектах, расположенных севернее Полярного круга – 1,8. Также работа на УКПГ относится к работе с вредными и (или) опасными условиями труда, вследствие чего предусмотрено повышение оплаты труда в размере 4 % от оклада, установленного для различных видов работ с нормальными условиями труда.

### **5.1.3 Охрана труда**

Положения по охране труда регламентируются Коллективным договором компании разрабатывающей Х НГКМ. Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности. Также, согласно коллективному договору, работодатель обязуется обеспечивать добровольное страхование сотрудников от несчастных случаев на производстве, проводить обязательные первичные и периодические медицинские осмотры.

### 5.1.4 Компоновка рабочей зоны

Существуют ряд требований к компоновке рабочей зоны для создания комфортной рабочей среды. В процессе проектирования и расположения оборудования и аппаратуры вне здания, необходимо руководствоваться нормами технологического проектирования, указанными в СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа». То есть компоновка и расположение технологических установок на объектах должны обеспечивать:

- технологическую взаимозаменяемость;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ и др.

Также в соответствии с НТП 1.8-001-2004 расстояния между оборудованием, аппаратами, которые расположены внутри одной технологической установки, принимаются с учетом условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности [22]. А в соответствии с указаниями ВУПП-88 должны быть предусмотрены:

- основные проходы по фронту обслуживания щитов управления - шириной не менее 2 м, компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные КПиА - шириной не менее 1,5м;
- проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м, между газовыми компрессорами - шириной не менее 1,5 м, между малогабаритными машинами - шириной не менее 1 м;
- проходы у оконных проемов- шириной не менее 1 м [23].

Территорию наружных площадок для установки технологического оборудования, требующего постоянных рабочих мест, следует проектировать с бетонным покрытием [22].

## 5.2 Производственная безопасность

Работы на объектах газодобывающих предприятий связаны с потенциально опасными и вредными производственными факторами (таблица 22).

Таблица 22 – Потенциально опасные и вредные производственные факторы на УКПГ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего	Требование к показателям климатических условий устанавливаются: СанПиН 1.2.3685-21.
Повышенный уровень шума	Требования к шуму: СН 2.2.4/2.1.8.566– 96; СН 2.2.4/2.1.8.562– 96
Факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	Требования использованию вредных веществ устанавливаются: ГОСТ 12.1.007-76
Электрический ток	Требования к электробезопасности устанавливаются: ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ

### 5.2.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов

Вредным называется такой производственный фактор, воздействие которого приводит к заболеванию (в том числе усугубляя уже имеющиеся заболевания) или ухудшению работоспособности человека.

*Аномальные микроклиматические параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.* Работники предприятия осуществляют рабочую деятельность на открытом воздухе и в производственных помещениях, поэтому на них осуществляется воздействие различных климатических условий.

Согласно правилам и нормам СанПиН 1.2.3685-21., при проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов:

- специальной одеждой и обувью;
- обустройством козырьков над рабочим местом;
- в зимнее время оборудованием помещений, целью которых является обогрев рабочих [24].

Осуществляется постоянный контроль воздуха на рабочих местах, в производственных помещениях. Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

*Повышенный уровень шума.* Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессоры, насосы, турбодетандеры, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Нормирование условий труда по шуму осуществляется по СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003», который устанавливает предельно допустимые уровни звукового давления от 69 дБ (при частоте 8000 Гц) до 107 дБ (при 31,5 Гц) в помещениях с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами [25].

Существует ряд методов по снижению уровня шума и вибрации, изложенные в ГОСТ 12.1.029-80:

- применение средств индивидуальной защиты от шума. Применяются следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д.;
- применение дистанционного управления и автоматического контроля;

- применение звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов;
- применение вибропоглощения и виброизоляции;
- уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин и оборудования [26].

На территории УКПГ, в помещениях и зданиях должен обеспечиваться контроль уровня шума, который проводимый не реже одного раза в год.

*Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека.* Опасность и вредность работы на УКПГ обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: природный газ с преобладанием метана в составе; нестабильный газовый конденсат; водометанольный раствор.

Метан не имеет цвета и запаха, при превышении ПДК, составляющей 300 мг/м<sup>3</sup> может приводить к удушью в следствие вытеснения воздуха. имеет концентрационные пределы воспламенения в воздухе – 5-15 % (по объему). Газ при негерметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

При сепарации газожидкостной смеси на входе УКПГ и в процессе низкотемпературной сепарации выделяется газовый конденсат. Нестабильный газоконденсат вследствие выделения из него в атмосферу паров тяжелых углеводородов повышает пожаро- и газовзрывоопасность. Вследствие высокой плотности по отношению к воздуху его пары могут скапливаться в низинах и, снижая содержание кислорода в воздухе, действовать удушающе. Вредность паров газоконденсатов и сжиженных газов, если они не содержат предельные углеводороды, сравнительно невелика. По степени воздействия на организм человека они относятся к 4 классу опасности (вещества мало опасные). Их ПДК в воздухе составляет 300 мг/м<sup>3</sup>.

Метанол представляет собой бесцветную прозрачную жидкость, по запаху и вкусу напоминающую этиловый спирт. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. Возможно серьезное отравление вследствие его попадания в организм человека через дыхательную систему и даже через неповрежденную кожу. Прием внутрь 5 – 10 г метанола может вызвать тяжелое отравление, а 30 г – смертельно опасная доза. ПДК в воздухе рабочей зоны 5 мг/м<sup>3</sup> [27].

Для защиты работников от воздействия вредных веществ должен осуществляться контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а также должна производиться выдача средств индивидуальной защиты:

- для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой;
- для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы;
- для защиты глаз применяют защитные очки;
- для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази;
- для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы.

*Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.* Опасность поражения рабочего электрическим током может возникать при контакте с открытыми токоведущими и металлическими частями оборудования и установок, которые находятся под напряжением, при работе с приборами и установками, у которых отсутствует защитное заземление, также при неиспользовании защитных средств. Цеха на УКПГ относятся к особо опасным помещениям, так как одновременно имеются два или условия повышенной опасности:

- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);

- возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой [28].

Заземление и зануление являются техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83. Также к мерам защиты относится применение изоляции токопроводящих частей (проводов); применение устройств защитного отключения; применение автоматической защитной блокировки токоведущих частей применение оградительных, сигнализирующих устройств и знаков безопасности; ограждение и расположение токоведущих частей на недоступной высоте или в недоступном месте.

Персонал, работающий с приборами, установками с элементами, находящимися под электрическим током, обязан использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83, такие как специальная антиэлектростатическая обувь, одежда и перчатки, антиэлектростатические предохранительные приспособления [29].

Эксплуатацию электроустановок должен проводить специально подготовленный электротехнический персонал.

Электротехническому персоналу, имеющему группу по электробезопасности II – V включительно, предъявляются следующие требования:

- возраст более 18 лет
- отсутствие увечий и болезней, мешающих производственной работе;
- прохождение соответствующей теоретической и практической подготовки, проверки знаний и наличие удостоверение на допуск к работам в электроустановках.

### 5.3 Экологическая безопасность

Функционирование УКПГ сопряжено со следующим потенциальным экологическим влиянием (таблица 23).

Таблица 23 – экологическое влияние работы УКПГ

Среда	Воздействие
Селитебная зона	Ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов
Атмосфера	Загрязнение в результате утечек природного газа и паров конденсата
Гидросфера	Загрязнение в результате сброса жидких отходов, сточных вод
Литосфера	Изменение ландшафтов, изменение природного режима многолетнемерзлых грунтов

*Защита селитебной зоны.* В целях обеспечения безопасности населения, вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливается специальная территория с особым режимом использования – санитарно-защитная зона, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами. По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режим [30].

УКПГ относится к объекту I класса опасности (промышленные объекты по добыче природного газа), размеры санитарно-защитной зоны которого должны быть не менее 1000 м.

*Защита атмосферы.* В целях обеспечения охраны окружающей среды должны постоянно обеспечиваться полная герметичность технологических процессов подготовки газа и производиться контроль технологических процессов с помощью средств автоматики. Для утилизации выбросов газа на УКПГ предусмотрены системы сброса на факел и на свечу. Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В технологических цехах предусмотрена дренажная система сброса газа и паров с отдельных аппаратов и емкостей.

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

На УКПГ должны быть предусмотрены различные системы канализации: производственная и хозяйственно-бытовая

В систему производственной канализации отводятся пластовая и конденсационная вода от технологических установок, а также сточные воды от промывки технологического оборудования. В систему хозяйственно-бытовой канализации отводятся стоки от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях УКПГ, а также холостые сбросы воды для предохранения канализационной сети от замерзания.

Нормативно очищенные хозяйственно-бытовые и производственные стоки насосной станцией по закачке в пласт направляются в поглощающие скважины. В аварийном случае, когда поглощающие скважины, причинам не могут быть использованы по своему назначению, очищенные стоки из резервуара направляются на сжигание в огневой нейтрализатор промышленных

стоков. Аварийные сбросы производственных сточных вод для предупреждения загрязнения окружающей среды предусмотрено направлять в аварийный резервуар и затем постепенно направлять на очистные сооружения.

*Защита литосферы.* Сохранению целостности территорий с вечной мерзлотой способствует подготовка строительных площадок и ведение строительно-монтажных работ только в зимний период, что позволяет не травмировать верхний слой почв, оттаивающий летом. Помимо этого, при транспортировке газа по газопроводам используется термоизоляция.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации (ЧС) могут быть природного, социально-политического и техногенного характера.

*ЧС природного характера.* Х НГКМ находится в ЯНАО. Зима в этом районе суровая, температура воздуха часто опускается ниже минус 40 °С. Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов. В условиях засушливого лета возможно возникновение лесных и торфяниковых пожаров, но такие случаи происходят крайне редко.

*ЧС социально-политического характера.* Район не характеризуется опасностью возникновения вооруженных конфликтов или ведением военных действий. В социально-политическом плане район достаточно благополучен. Район не опасен с точки зрения применения оружия массового поражения из-за удаленности от государственных границ.

*ЧС техногенного характера.* Возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод. Эти воды отличаются высокой минерализацией и корродирующей способностью, а также часто содержанием различных химических реагентов.

В результате аварий могут возникать чрезвычайные ситуации, которые сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей. Для газовой отрасли характерна

добыча, транспортировка, переработка и хранение больших объемов взрыво-, пожаро- и токсически опасных ингредиентов сырья и продукции, что и вызывает опасность возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера. К данному типу чрезвычайных ситуаций относят:

- возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах;
- пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования, разгерметизации газо- и конденсатопроводов;
- сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата при утечках.

Наиболее типичной ЧС является возникновение пожаров вследствие утечек газа, легковоспламеняющихся веществ. Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии создается отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС и риск их возникновения.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования, необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа;
- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установку, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном или автоматическом режиме. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УКПГ.

На случай отключения электроэнергии, на промысле имеются аварийные автоматические электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Аварийная остановка установки комплексной подготовки газа, при возникновении чрезвычайной ситуации, производится в следующей последовательности:

- остановка технологической нитки;
- сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа;
- немедленное прекращение всех огневых работ на промысле;
- вызов пожарной команды;
- устранение дефекта.

Дает распоряжение о вызове аварийной бригады и других требуемых для ликвидации аварии специалистов и объявляет аварийное положение на УКПГ руководитель промысла или главный инженер филиала. Меры к локализации очага пожара принимает производственный персонал под руководством главного инженера филиала и руководства промысла.

Производственные помещения газового промысла по взрывопожарной и пожарной опасности в большинстве своем относятся к категории А – повышенная взрывопожароопасность, это обусловлено потенциальным наличием горючих газов (природный газ), легко воспламеняющихся жидкостей (нестабильный газовый конденсат) с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа [31].

При возникновении пожара на установке, остановка установки осуществляется в следующей последовательности:

- в аварийном режиме остановить установку;

- произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
- вызов пожарной команды;
- по возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады своими силами;
- эвакуировать рабочий персонал.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие возгорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые (ОП-3, ОП-5), углекислотные огнетушители (ОУ-3, ОУ-4, ОУ-5) и воздушно-эмульсионные огнетушители (ОВЭ-10), асбестовые полотна, грубошерстные ткани, песок. Первичные средства пожаротушения должны, автоматическая система пожарной сигнализации, автоматическая система пожаротушения (пенная, газовая и водяное орошение) должны иметься в каждом производственном и административном поведении. Также должен быть составлен оперативный план пожаротушения, а работники предприятия должны пройти обучение непосредственно руководителем и/или ответственным за пожарную безопасность пожарно-техническому минимуму, который является обязательным минимумом знаний пожарной безопасности (действия при пожаре, использование огнетушителя, свойства горючих материалов).

### **5.5 Вывод по разделу «Социальная ответственность»**

Условия работы на месторождениях Крайнего севера неблагоприятны для человека, поэтому создана нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников.

Помимо неблагоприятных условий труда существуют опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на здоровье и трудоспособность работников.

Установка комплексной подготовки газа на месторождениях в условиях Крайнего севера является опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести непоправимый колоссальный ущерб окружающей среде. Во избежание такого негативного влияния существует комплекс мер и мероприятий по охране окружающей среды. Создан специальный отдел гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, отвечающий за разработку мероприятий по предупреждению аварий, а также по локализации и ликвидации их последствий

## Заключение

В ходе проделанной работы были рассмотрены различные методы подготовки газа: низкотемпературные, адсорбционные и абсорбционные. Каждый метод имеет свои недостатки и преимущества и применяется, исходя из свойств осушаемого газа и необходимых качественных требований к осушенному газу. В основном для подготовки газа ГКМ и НКГМ газа применяют низкотемпературные методы осушки.

Была описана и построена технологическая модель УКПГ X НКГМ, построение модели процесса осушки было осуществлено в программной среде «Honeywell UniSim Design». На основе модели был проведен анализ эффективности работы установки низкотемпературной сепарации газа с применением дросселя и турбодетандера.

В процессе моделирования дросселирующее устройство было заменено на турбодетандерно-компрессорный агрегат, что привело к улучшению свойств газа и степени извлечения конденсата.

Проводя сравнительный анализ схемы НТС с применением дросселя и с применением ТДА, можно заметить, что при одинаковом давлении и температуре входного сырья ТДА обеспечивает более значительное понижение температуры потока газа перед низкотемпературным сепаратором при том же перепаде давления. Значение дроссель-эффекта ТДА в 1,5 раза больше, чем у дросселя, что говорит о большей эффективности снижения температуры газа.

Применение турбодетандера вместо дросселя при перепаде давлений 3,13 МПа позволяет:

- увеличить выхода конденсата на 37,23 %;
- увеличить содержание метана в товарном газе и уменьшить содержание его гомологов, в том числе уменьшить содержание тяжелых углеводородов  $C_{5+}$  1,65 раз;
- снизить точку росы на 7,82 °С.

Применение турбодетандера вместо дросселя при перепаде давлений 4,63 МПа позволяет:

- увеличить выхода конденсата на 77,41 %;
- увеличить содержание метана в товарном газе и уменьшить содержание его гомологов, в том числе уменьшить содержание тяжелых углеводородов  $C_{5+}$  в 3 раза;
- снизить точку росы на 12,69 °С

Таким образом применение ТДА для охлаждения газа перед низкотемпературным сепаратором более эффективно, чем применение дроссельного устройства, за счет более веского значения дроссель-эффекта позволит дольше поддерживать качество подготавливаемого газа в условиях снижения пластовых давлений.

## Список использованных источников (литературы)

1. Технологический регламент эксплуатации опасного производственного объекта «Участок комплексной подготовки газа X нефтегазоконденсатного месторождения». – ООО «Х», 2020. – 332 с. – Текст : непосредственный.
2. ГОСТ Р 53521-2009 Переработка природного газа. Термины и определения.
3. ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия.
4. СТО Газпром 5.11-2008 Конденсат газовый нестабильный общие технические условия.
5. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
6. Абдуллаев, Э. С. Промысловая подготовка газового конденсата / Э. С. Абдуллаев – Текст : электронный // Нефтегазовый терминал: сборник научных статей Международной научно-технической конференции, Тюмень, 17–20 ноября 2015 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 7-9. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25508308> (дата обращения: 20.03.2022).
7. Истомин, В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков [и др.]. – М.: Недра, 1999. – 473 с. – Текст : непосредственный.
8. Истомин, В.А. Абсорбционные технологии промысловой подготовки газоконденсатных газов / В.А. Истомин, А.В. Прокопов – Текст : электронный // Вести газовой науки. – 2016. – №2 (26). – С. 165-173. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/absorbtsionnye-tehnologii-promyslovooy-podgotovki-gazokondensatnyh-gazov> (дата обращения: 20.03.2022).
9. Ярунов, А. С. Совершенствование технологии низкотемпературной абсорбции установки комплексной подготовки газа УКПГ-1В Ямбургского

нефтегазоконденсатного месторождения / А. С. Ярунов Текст: электронный // Академический журнал Западной Сибири. – 2017. – Т. 13. – № 1(68). – С. 23-25. – URL: <https://readera.org/read/140221928> (дата обращения: 20.03.2022).

10. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 596 с. – Текст : непосредственный.

11. Технические и технологические решения применения низкотемпературной абсорбции при промышленной подготовке углеводородного сырья газоконденсатных залежей в условиях падающей добычи / А. Л. Агеев, Д. А. Яхонтов, М. М. Партилов [и др.]. Текст : электронный // Газовая промышленность. – 2021. – № 3 (813). – С. 38-48. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=45577027> (дата обращения: 06.04.2022).

12. Скобло, А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии / А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И. Владимиров. – М.: Недра-Бизнесцентр 2000. – 677 с. – Текст : непосредственный.

13. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. — Уфа.: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 528 с. – Текст : непосредственный.

14. Прокопов, А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C<sub>5</sub>+В в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов. – Текст : электронный // НефтеГазоХимия. – 2016. – №2. – С. 64-69. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/stepen-izvlecheniya-i-ostatochnoe-soderzhanie-uglevodorodov-s5-v-v-gaze-separatsii-gazokondensatnyh-mestorozhdeniy> (дата обращения: 21.03.2022).

15. Набиев, А. А. Изучение основных факторов, влияющих на процесс НТС / А.А. Набиев, Б. Р. Рахимов, А.А. Адизов. – Текст : электронный // Вопросы науки и образования. – 2017. – №1 (2). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/izuchenie-osnovnyh-faktorov-vliyayuschih-na-protsess-nts> (дата обращения: 21.03.2022).

16. Особенности технологических процессов промышленной подготовки природного газа с низким конденсатным фактором / А.В. Дунаев, В.А. Истомин, А.Н. Кубанов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2015. – №11. – С. 80-83.

17. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин [и др.]. – Текст : электронный // Вести газовой науки. – 2015. – №3. – С. 100-108. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-tehnologiy-promyslovooy-podgotovki-gaza-gazokondensatnyh-mestorozhdeniy> (дата обращения: 21.03.2022).

18. Специфика промышленной подготовки газов ачимовских залежей / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин [и др.]. – Текст : электронный // Вести газовой науки. – 2018. – №1 (33). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/spetsifika-promyslovooy-podgotovki-gazov-achimovskih-zalezhey> (дата обращения: 21.03.2022).

19. Промышленные испытания технологии сверхзвуковой сепарации на установке НТС УПМТ УКГП-1С Заполярного НГКМ / Р. В. Корытников, Д. А. Яхонтов, Л. А. Багиров [и др.] Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. – 2012. – № 6. – С. 34-40.

20. Использование энергосберегающей технологии сверхзвуковой сепарации газа на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера / Р.В. Корытников, Д.А. Яхонтов, Л.А. Багиров [и др.]. – Текст : электронный // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №1 (40). – С. 34-38. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-energoberegayuschey-tehnologii-sverhzhukovoy-separatsii-gaza-na-gazokondensatnyh-mestorozhdeniyah-kraynego-severa> (дата обращения: 22.03.2022).

21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ (с изм. от 23 июля 2013 г.) // Собрание законодательства РФ, 2002.

22. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.

23. ВУПП-88 Миннефтехимпром СССР Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности // Миннефтехимпром СССР. – М.: 1989 г.

24. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

25. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2).

26. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

27. ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия.

28. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание.

29. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

31. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1).