

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение степени извлечения углеводородов C₃₊ из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке газа на Мыльдзинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК: 622.279.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шаравин Илья Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2022 г.

**Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных
		дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
		И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизировать и обобщать достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задачи профессиональной деятельности	Основание – профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазового промышленного оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
			ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Шаравину Илье Дмитриевичу

Тема работы:

Повышение степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатной смеси при промысловой подготовке газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	05.03.2022 №64-40/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2022
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Пакет технической, технологической и нормативной информации по Мыльджинскому нефтегазоконденсатному месторождению. 2. Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ. 3. Фондовая и периодическая литература. 4. Государственные стандарты и санитарные нормы, регулирующие производственную, экологическую безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Промысловый сбор и подготовка газа 2. Способы повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатного сырья 3. Характеристика месторождения 4. Усовершенствование технологического процесса подготовки газа 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	6. Социальная ответственность. Результаты выполненного исследования.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Актуальность 2. Цели и задачи работы 3. Сведения о месторождении 4. Низкотемпературная сепарация 5. Повышение степени извлечения C_{3+} 6. Действующая схема подготовки газа 7. Варианты усовершенствования схемы 8. Выбор абсорбента 9. Моделирующая схема 10. Рассматриваемые схемы подготовки газа 11. Анализ результатов 12. Влияние параметров абсорбера на извлечение УВ 13. Прибыльность технологий 14. Итоги
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОНД, д.э.н. Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент ООД, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Development of absorption dehydration technology of natural gas	Профессор ОИЯ, д.ф.н. Матвеевко Ирина Алексеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Способы повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатного сырья Methods for extracting C_{3+} hydrocarbons from gas condensate feedstock	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2022
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		14.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шаравин Илья Дмитриевич		14.03.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Шаравину Илье Дмитриевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при усовершенствовании действующей УКПГ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения
<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ-213 от 24.07.2009 (в редакции от 26.03.2022 №67-ФЗ) 2. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование экономической целесообразности внедрения ступени низкотемпературной абсорбции в систему промышленной подготовки газа
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет затрат на внедрение и обслуживание оборудования и прибыли от увеличения выхода продукции УКПГ
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности введения ступени низкотемпературной абсорбции в систему промышленной подготовки газа

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шаравин Илья Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ04		Шаравину Илье Дмитриевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение</p> <p>Область применения: промышленная подготовка газа</p> <p>Рабочая зона: производственное помещение</p> <p>Размеры помещения: 20 м x 45 м</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: блок сепаратора с промывочной секцией (12 шт.), блок абсорбера (12 шт.), блок арматурный абсорбера (12 шт.), фильтр жидкостной (12 шт.)</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: обслуживание и ремонт оборудования</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) 2. Постановление Правительства РФ от 28 апреля 2020 г. N 601 "Об утверждении Временных правил работы вахтовым методом" (с изменениями и дополнениями) 3. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" 4. РД 10-333-99 Типовая инструкция для ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> – опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей; – опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде; – опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека;

	<p>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха;</p> <p>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p> <p>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: специальная обувь с комплексной защитой, утепленные перчатки с дополнительными слоями и покрытием для защиты от кислот и щелочей, антифоны-заглушки (беруши) и/или наушники, каски защитные, Костюмы из смешанных тканей с масло- и водоотталкивающей пропиткой.</p> <p>В работе будет произведен расчет количества вытекшего и испарившегося горючего вещества при нарушении целостности трубопровода</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: объект исследования удален от селитебной зоны</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка конденсата и выпадение гидратов в почву</p> <p>Воздействие на гидросферу: утечка химических реагентов (ингибиторов, абсорбентов), конденсата</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение продуктов сгорания природного газа</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: взрывы, пожары, нарушение целостности трубопроводов, запорной арматуры и оборудования осушки газа, утечка химических реагентов, загазованность помещения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: нарушение целостности трубопроводов, запорной арматуры и оборудования осушки газа</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шаравин Илья Дмитриевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2022
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела, вид работы	Максимальный балл раздела
25.03.2022	Литературный обзор: Промысловый сбор и подготовка газа	20
25.03.2022	Аналитический обзор: Способы повышения степени извлечения углеводородов C ₃₊ из газоконденсатного сырья	20
25.03.2022	Характеристика месторождения	10
15.04.2022	Усовершенствование технологического процесса подготовки газа	25
29.04.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.04.2022	Социальная ответственность	10
23.05.2022	Оформление работы, составление презентации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		14.03.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		14.03.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 27 рис., 28 табл., 56 источников.

Ключевые слова: газ, подготовка, турбодетандерный агрегат, низкотемпературная сепарация, низкотемпературная абсорбция, компонент, степень извлечения, стабильный конденсат, установка комплексной подготовки газа, точка росы.

Объектом исследования является действующая система подготовки природного газа на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является усовершенствование технологии подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения для повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатной смеси.

В процессе работы произведен обзор существующих методов подготовки природного газа, а также способов по увеличению степени извлечения тяжелых углеводородов из состава газового потока. В программном комплексе Unisim Design построена моделирующая схема действующей установки подготовки газа. Предложено введение в систему подготовки газа стадии низкотемпературной абсорбции газа сепарации стабильным конденсатом.

Показана эффективность введения технологии низкотемпературной абсорбции, заключающаяся в повышении качества товарного газа. Точка росы по углеводородам снизилась с минус 29,3 °С до минус 31,8°С. Доля метана в составе товарного газа увеличилась с 90,6% до 91,6%, а содержание воды, метанола и тяжелых углеводородов C_{3-5} – уменьшилось.

Область применения: установки комплексной подготовки газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Экономическая эффективность достигнута за счет увеличения выхода СПБТ с 2906 кг/ч до 3938 кг/ч. Срок окупаемости составил 3,05 года.

Обозначения и сокращения

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата

НТС – низкотемпературная сепарация

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

СПБТ – смесь пропана и бутана техническая

ГСП – групповой сборный пункт

ГП – газосборный пункт

МГ – магистральный газопровод

УППГ – установка предварительной подготовки газа

НТА – низкотемпературная абсорбция

ДКС – дожимная компрессорная станция

ТДА – турбодетандерный агрегат

КПД – коэффициент полезного действия

ВХ – воздушный холодильник

АВО - аппарат воздушного охлаждения

УВ – углеводороды

ЗПКТ – завод по подготовке природного газа к транспорту

ПКХМ – пароконденсаторные холодильные машины

ПХУ – пропановая холодильная установка

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГПА – газоперекачивающий аппарат

УВМ – узел ввода метанола

РЖ – разделитель жидкости

КВ – капитальные вложения

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ВНД – внутренняя норма доходности

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

ПДК – предельно допустимая концентрация

НКПР – нижний концентрационный предел распространения

ПВ – поздний взрыв

РВ – ранний взрыв

ГП – горение пролива

ДНП – давление насыщенных паров

ТНС – тепловая нагрузка среды

Оглавление

Введение	18
1 Промысловый сбор и подготовка газа	21
1.1 Системы сбора и подготовки газа.....	21
1.2 Требования к товарному газу.....	24
1.3 Методы подготовки газа	26
1.4 Турбодетандерный агрегат.....	29
1.5 Технология низкотемпературной абсорбции.....	36
1.6 Продукция УКПГ газоконденсатных месторождений	38
2 Способы повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатного сырья	41
2.1 Низкотемпературная сепарация с холодильным циклом	41
2.2 Абсорбционные технологии	44
2.3 Ректификация в промышленных условиях.....	48
2.4 Криогенные технологии	50
3 Характеристика месторождения.....	51
3.1 Геологическая характеристика месторождения.....	51
3.2 Нефтегазоносность	52
4 Усовершенствование технологического процесса подготовки газа	57
4.1 Описание действующей установки подготовки газа	57
4.2 Выбор варианта усовершенствования системы подготовки	63
4.2.1 Моделирование вариантов НТС с НТА	63
4.2.2 Анализ эффективности абсорбентов	66
4.3 Оценка эффективности действующей и усовершенствованной установок подготовки газа.....	70
4.3.1 Сравнительный анализ действующей и предлагаемой установок	70
4.3.2 Подбор оптимальных параметров абсорбера	75
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	81

5.1 Выручка от реализации продукции УКПГ	81
5.2 Капитальные вложения	82
5.3 Амортизационные отчисления.....	83
5.4 Эксплуатационные затраты	84
5.5 Налоговые отчисления	84
5.6 Оценка экономической эффективности проекта	85
Заключение по разделу	87
6 Социальная ответственность	88
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	88
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	88
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	89
6.2 Производственная безопасность.....	89
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению.	91
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению.	93
6.3 Экологическая безопасность.....	99
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
Вывод по разделу	102
Заключение	103
Список публикаций.....	106
Список использованных источников	107
Приложение А	115
Приложение Б.....	117

Введение

Одной из важнейших промышленных систем Российской Федерации является топливно-энергетический комплекс. В экономике России ТЭК играет определяющую роль. На его долю приходится около 25% от общей продукции промышленности страны, а также большая часть валютных поступлений. Почти 40% первичных энергоресурсов экспортируется, что отражает экспортно-сырьевую ориентацию современной российской экономики. Именно поэтому ТЭК – значимая часть экономики России, а подготовка газа имеет существенное значение в этом комплексе.

Газовая промышленность хорошо развита во всем мире. Этому способствуют большие запасы природного газа, невысокая стоимость его транспортировки, более высокая экологическая «чистота», нежели у нефти или угля. По запасам природного газа Россия с уверенностью занимает первое место в мире. На ее территории имеется третья часть всех мировых запасов природного газа.

В настоящее время Россия занимает второе место в мире по добыче газа. По состоянию на 01.01.2020 ежегодно в России добывается около 740 миллиардов кубических метров газа [1]. При этом на долю Томской области приходится около 9 миллионов кубических метров.

Однако природный газ, извлекаемый на поверхность, может содержать значительное (15–40%) [2] количество тяжелых углеводородов, механических примесей и агрессивных компонентов (H_2S , CO_2), что не позволяет в таком составе транспортировать его по магистральным газопроводам [3]. Добытый из пласта газ имеет высокие показатели точки росы по воде и углеводородам. Задачей подготовки газа к транспорту по магистральным газопроводам является приведение его физических и химических показателей к нормам, установленным СТО Газпром 089-2010 [4].

Подготовка газа на установке комплексной подготовки ведется методом низкотемпературной сепарации с использованием дроссель-эффекта Джоуля-

Томсона, газового конденсата – методом ректификации. Эффект Джоуля-Томсона выражается в изменении температуры газа в результате его изоэнтальпийного расширения. Соответственно, в составе УКПГиК находятся две установки: установка низкотемпературной сепарации газа и установка деэтанзации и стабилизации конденсата. По мере эксплуатации месторождения падает пластовое давление и, как следствие, увеличивается температура сепарации газа, в связи с чем предприятие вынуждено было построить и ввести в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию, с целью получения кондиционного газа и максимально возможного количества газового конденсата.

Пластовое давление на месторождении продолжает падать более интенсивно, чем ожидалось, в связи с чем точка росы по углеводородам и влаге стала повышаться, быстро приближаясь к предельному значению, выход газового конденсата начал снижаться. Поэтому проблема охлаждения газа до необходимой температуры сепарации с целью максимизации выхода жидких продуктов и достижения необходимой точки росы остается актуальной. Для низкотемпературной обработки газа в различных промышленных установках, а также для разделения многокомпонентных газовых смесей используется турбодетандерный агрегат. Турбодетандер представляет собой турбинную лопаточную машину с непрерывным действием. Основной целью такого аппарата является расширить газ для его дальнейшего охлаждения. Поэтому с целью глубокой осушки и отбензинивания газа в 2015 году было принято решение о включении турбодетандера в технологическую схему УНТС.

Рассматриваемая в работе установка комплексной подготовки газа предназначена для подготовки как природного газа Мыльджинского НГКМ, так и для попутного нефтяного газа Казанского НГКМ и других месторождений Томской области.

Сейчас газ, выходящий с установки подготовки, всё ещё содержит некоторое количество (более десяти процентов [5]) тяжелых углеводородов, а точка росы газа всё ещё может быть понижена.

Среди возможных методов усовершенствования технологии подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения для повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} была выбрана технология низкотемпературной абсорбции с использованием стабильного конденсата в качестве абсорбента.

Целью работы является усовершенствование технологии подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения для повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатной смеси. В соответствии с целью работы были поставлены следующие задачи:

1. Анализ существующих методов подготовки газа.
2. Обзор действующей технологии подготовки газа на участке комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.
3. Моделирование технологической схемы подготовки газа на основе действующего технологического регламента УКПГ.
4. Моделирование усовершенствованной схемы подготовки газа на основании предложенной технологии.
5. Анализ полученных результатов: степени извлечения компонентов газа, состава товарного газа, точек росы по углеводородам, давления насыщенных паров стабильного конденсата и ШФЛУ, количества конечных продуктов.
6. Оценка прибыльности предложенной технологии.

Защищаемые положения: введение в схему подготовки газа технологии низкотемпературной абсорбции позволит увеличить степень извлечения тяжелых углеводородов из сырого газа, понизить температуру точки росы товарного газа, что повысит его качество, а также повысить выход товарного продукта – СПБТ, что обеспечит прибыль от введения технологии.

1 Промысловый сбор и подготовка газа

1.1 Системы сбора и подготовки газа

Продукция газовых скважин, извлечённая на поверхность, нуждается в удалении из её состава тяжелых и агрессивных компонентов, которые могут затруднить транспорт газа. Поэтому следующим этапом после добычи углеводородов является их промысловый сбор и подготовка. В процессе этого этапа происходит изменение состояния сырья до товарного.

Технологическая схема представляет собой графическую интерпретацию процесса сбора и подготовки газа. Схема определяет совокупность аппаратов и механизмов, входящих в систему сбора и подготовки, и последовательность, по которой сырьё будет перемещаться по ним. Комплекс этих механизмов и аппаратов должен выполнять ряд задач, предусмотренных в технологической схеме [5]:

1. Перед транспортировкой и использованием газ должен быть доведён до товарного качества;
2. В процессе эксплуатации над каждым объектом подготовки должен быть произведен контроль за его состоянием и производительностью;
3. В процессе обработки газа необходимо вести учёт продукции по её видам.

Для одного месторождения могут разрабатываться несколько технологических схем. Выбор наиболее подходящей схемы основывается на технических и экономических факторах, в которые входят себестоимость сбора и подготовки газа, количество рабочей силы, затраты на электроэнергию и так далее.

Извлеченный на поверхность газ содержит влагу, конденсирующиеся углеводороды, агрессивные, серосодержащие компоненты (меркаптаны, сероводород), механические частицы (песок, выносимый из пласта, продукты коррозии металлов и т.д.).

Эти компоненты и примеси при определённых условиях могут привести к закупорке и разрушению коммуникаций, оборудования, приборов и отравлению людей. Предотвращение этих проблем является задачей подготовки газа, в процессе которой качество газа доводится до товарных норм, при которых газ может безопасно транспортироваться и использоваться.

Среди технологических этапов подготовки газа выделяют осушку, отбензинивание и очистку газа.

В процессе осушки газа происходит удаление из него влаги, которая может стать причиной гидратообразования и возникновения ледяных пробок в системах транспорта. Важным параметром, при учёте которого ведётся осушка, является точка росы.

Гидраты могут накапливаться в газопроводах и аппаратах, приводя к уменьшению пропускной способности и полной закупорке. Однако в газе вода может содержаться в газообразном состоянии. В этом случае гидратообразование невозможно. Таким образом, образование гидратов может произойти только в случае, когда вода в газе имеет жидкое состояние.

Месторождения Западной Сибири характеризуются заболоченностью территорий, кустовым способом бурения скважин и малыми давлениями на устьях. Это послужило созданию линейной системы газосбора на месторождениях Западной Сибири: газ из нескольких скважин перемещается по единому трубопроводу в дожимную компрессорную станцию, а затем к потребителю.

Система сбора газа выбирается с учётом многих параметров, таких как состав и дебит газа, объём его запасов, давление на устье скважины и других. По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают четыре системы сбора (рисунок 1.1):

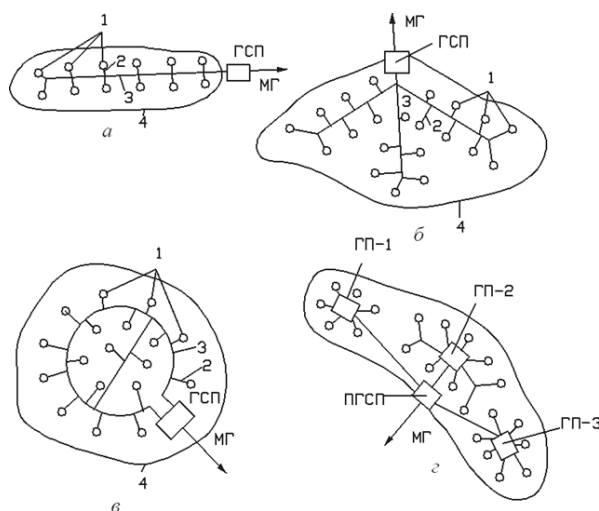


Рисунок 1.1 – Типы систем сбора газа [6]:

а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; г – групповая; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; ГСП – групповой сборный пункт; ГП – газосборный пункт; МГ – магистральный газопровод

Линейная система состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом рядов скважин (рисунок 1.1, а). Лучевая система состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей (рисунок 1.1, б). Кольцевая система представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемычки (рисунок 1.1, в). В групповой системе сбора газ проходит обработку на УКПГ, находящейся по центру нескольких скважин (рисунок 1.1, г) [5].

Групповая система сбора имеет ряд преимуществ перед линейной, кольцевой и лучевой:

- более простой процесс обслуживания и контроль оборудования;
- количество сооружений на промысле меньше в сравнении с остальными системами, что сокращает потери газа;
- ввиду меньшего числа сооружений капитальные затраты на их обустройство и организацию транспортной системы между ними понизятся.

В зависимости от места окончательной подготовки газа выделяют также централизованную и децентрализованную системы сбора газа.

В децентрализованной системе окончательная подготовка осуществляется на ГП, в то время как в централизованной на ГП проводится лишь непосредственно сбор газа и его первичная сепарация. На головных сооружениях происходит полная подготовка газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых и государственных стандартов, компримирования газа и хозрасчетного замера продукции, поступающей в магистральный трубопровод. Именно централизованная система в настоящее время наиболее применима на газоконденсатных месторождениях.

В общем виде система сбора и подготовки газа включает в себя следующие объекты:

- Установка предварительной подготовки газа – установка, где осуществляется и первичная сепарация газа.
- Установка комплексной подготовки газа – комплекс оборудования для сепарации, очистки и осушки газа.
- Головные сооружения – сооружения, предназначенные для полной обработки газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых и государственных стандартов [7].

1.2 Требования к товарному газу

В процессе транспорта газа из-за содержания в нём механических примесей и влаги возможно образование отложений, которые снижают скорость потока, уменьшая пропускную способность газопровода. Вследствие этого компрессоры вынуждены эксплуатироваться с бóльшими мощностями. Также вещества, взаимодействуя с материалом стенок трубопровода, способствуют их разрушению из-за коррозии. Всё это может вызвать аварии на газопроводах и компрессорных станциях.

В этих условиях возрастает значимость процесса подготовки газа: становится необходимым достичь определенного значения точки росы для предотвращения образования гидратов и удалить нежелательные компоненты из

его состава. Для контроля за качеством товарного газа были введены следующие требования:

- газ при транспортировке не должен вызывать коррозию трубопровода, арматуры, приборов и так далее;
- качество газа должно обеспечить его транспортировку в однофазном состоянии, то есть не должно произойти образования и выпадения в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов;
- товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Таким образом, были выведены нормы газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Нормы для природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам [4]

Показатель	Для климатической зоны	
	умеренной и жаркой	холодной
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше:		
в зимний период	- 10	- 20
в летний период	- 10	- 14
Температура точки росы по УВ при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:		
в зимний период	- 2	- 10
в летний период	- 2	- 5
Содержание механических примесей, г/100 м ³	< 0,1	
Содержание сероводорода, г/100 м ³	< 2,0	
Содержание кислорода, %	< 1,0	
Содержание меркаптановой серы, г/100м ³	< 3,6	

Требования к низкому показателю содержания кислорода можно объяснить тем, что он придает газу высокую степень взрывоопасности, а также усиливает коррозию.

Следует учесть, что в некоторых случаях экономически невыгодно производить полный перечень мероприятий по доведению газа до норм товарной продукции. Примерами могут служить ситуации, когда затраты на введение специального оборудования для подготовки газа на отдельном месторождении

будут превышать прибыль от производимой продукции. Тогда более целесообразно будет выделить наиболее крупное месторождение и повысить на нём требования к газу. Тогда на связанных с основным месторождением общим газопроводом менее крупных месторождениях станет возможным не вводить сложное и затратное оборудование.

В настоящее время единых международных норм по допустимым содержаниям сероводорода, углекислоты, сероорганических соединений, азота, воды, механических примесей и так далее не существует.

1.3 Методы подготовки газа

Физические методы переработки продукции месторождений основаны на процессах следующих трех групп.

1. Газогидромеханические процессы, скорость протекания которых определяется законами газогидродинамики (сепарация, фильтрация).
2. Тепловые процессы, скорость протекания которых определяется законами теплопередачи (охлаждение, нагревание и конденсация).
3. Массообменные (диффузионные) процессы, скорость которых определяется законами массопередачи.

Для решения задачи подготовки газа к транспорту производится осушка и отбензинивание газа по следующим типовым способам:

- абсорбционная осушка;
- адсорбционная осушка;
- низкотемпературная сепарация (НТС);
- низкотемпературная абсорбция (НТА);
- масляная абсорбция.

При этом первые два способа осушки предписывается использовать на газовых месторождениях [8]. В случае подготовки газа газоконденсатного месторождения обычно используют технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции

Промысловая подготовка газа – это разделение многокомпонентных газообразных или жидких смесей с использованием сепарации, фильтрации, абсорбции, адсорбции, ректификации и экстракции [9].

Сепарационные процессы – отделение жидких или твердых частиц потока. Технологические схемы практически всех промышленных установок и дожимных компрессорных станций (ДКС) включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

В газовой промышленности абсорбционный процесс широко применяют для осушки газа и извлечения из него тяжелых углеводородов.

На крупных месторождениях для подготовки тощих газов, когда требуется только их осушка, а задача отбензинивания не ставится, чаще всего применяют абсорбционный и адсорбционный способы, имеющие высокие производительность и степень осушки. Существенными недостатками абсорбции служит деградация абсорбента в процессе эксплуатации, его потери при регенерации, высокие капитальные и эксплуатационные затраты. Адсорбция из-за периодичности процесса, высокого давления и температуры и, как следствие, металлоемкости аппаратов, необходимости доставки, загрузки, выгрузки, просеивания адсорбента из всех способов подготовки газа имеет наибольшие капитальные и эксплуатационные затраты, а потому используется только в случае, когда нужно получить температуру точки росы газа по воде ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ [10].

Альтернативой абсорбционной и адсорбционной осушки для подготовки как жирного, так и тощего газа на установках небольшой производительности, согласно СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 [8], является НТС. Низкотемпературная сепарация позволяет проводить одновременно осушку и отбензинивание газа, исключая при этом дорогостоящие колонные аппараты и физические поглотители, что делает ее наиболее экономичным способом.

Основные способы получения холода на установках НТС – дросселирование газа и расширение газа в турбодетандере. Низкотемпературная сепарация с дросселированием газа надежна и проста в эксплуатации, имеет низкие капитальные и эксплуатационные затраты, однако падение устьевого давления в процессе эксплуатации приводит к повышению температуры сепарации и уменьшению количества извлекаемых из газа тяжелых компонентов.

Дросселированием называется понижение давления газа при протекании через сужение проходного канала – дроссель. Дросселирование является изоэнтальпийным процессом [11]. То есть энтальпии входящего и выходящего потоков равны ($h_1 = h_2$). При этом этот процесс явно необратимый, а значит энтропия газа в будет возрастать ($dS > 0$). Изменение энтропии в процессе дросселирования вычисляется по следующей формуле:

$$dS = S_2(h, p_2) - S_1(h, p_1) = - \int_{p_1}^{p_2} \frac{v}{T} dp \quad (1.1)$$

Также важным показателем дросселирования является изменение температуры в процессе адиабатического дросселирования. Для его определения требуется знать значение $(\partial T / \partial p)_h$:

$$\alpha_h = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p - v}{c_p} \quad (1.2)$$

α_h – коэффициент адиабатического дросселирования. Это значение используется в расчёте изменения температуры при дросселировании:

$$T_2 - T_1 = \int_{p_1}^{p_2} \alpha_h dp \quad (1.3)$$

Более эффективным термодинамическим процессом считается изоэнтропийное расширение газа в турбодетандере, которое позволяет при одинаковом перепаде давления охлаждать газ до более низких температур, а также осуществлять дополнительно внешнюю работу по компримированию

газа. Энтропия газа остается постоянной в процессе детандирования ($dS = 0$), то есть процесс является обратимым.

Для определения изменения температуры необходимо знать значение показателя адиабаты k :

$$k = \frac{c_p}{c_v} = \frac{c_p}{\left[c_p - 3,57 \cdot \left(\frac{P_{\text{пр}}^{1/4}}{T_{\text{пр}}} \right) \right]} \quad (1.4)$$

где c_p – изобарная молярная теплоёмкость газа,

c_v – изохорная молярная теплоёмкость газа.

Изменение температуры в процессе детандирования равно:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (1.5)$$

Низкотемпературная сепарация с использованием турбодетандерных агрегатов считается более эффективной в сравнении с использованием дросселей, поскольку при дросселировании значительная часть энергии при расширении переходит в теплоту, а постепенное падение давления на устье не позволяет достигать требуемых перепадов температур.

1.4 Турбодетандерный агрегат

Данный агрегат состоит из радиальной центростремительной турбины, соединенной при помощи жесткого вала с центробежным компрессором (рисунок 1.2). Скорость вращения вала варьируется в зависимости от размера установок. Чем больше размер установок, тем меньше оборотов в минуту совершает вал.

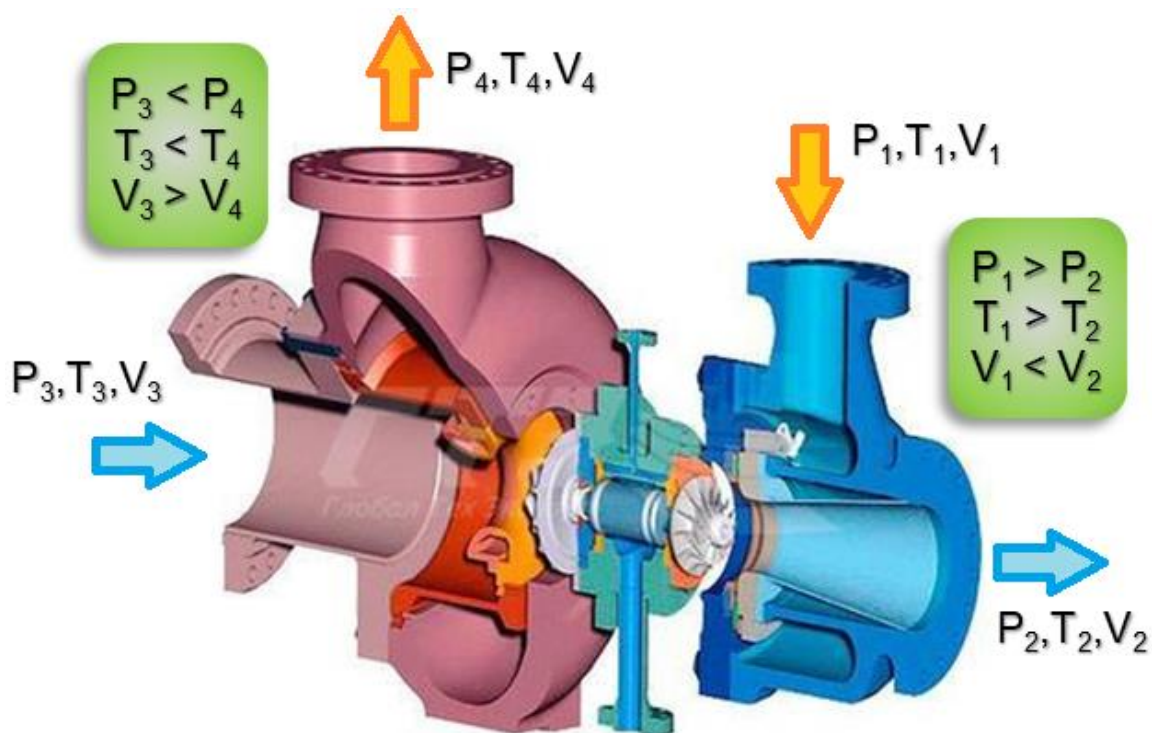


Рисунок 1.2 – Принцип действия ТДА [12], модифицировано

Работа турбодетандера-компрессора основана на извлечении энергии из газового потока, в результате чего газ совершает работу и тем самым охлаждается. Именно охлаждающий эффект является главной причиной применения турбодетандера.

Процесс охлаждения происходит в результате того, что на рабочем колесе турбодетандера происходит расширение газа. Жесткий вал служит для передачи энергии от рабочего колеса детандера, вырабатываемой в ходе расширения газа, на рабочее колесо компрессора, с дальнейшей утилизацией в технологии.

Ступень турбодетандера и ступень турбокомпрессора являются основными узлами детандер-компрессора.

Принцип работы ступени турбодетандера заключается в том, что газ равномерно подводится через входное устройство к каналам направляющего аппарата. В направляющем аппарате происходит частичное преобразование потенциальной энергии давления в кинетическую энергию ускоренного потока. Покидая направляющий аппарат, газ обладает скоростью близкой к скорости звука, после чего поступает в рабочее колесо. В котором,

происходит преобразование оставшейся части потенциальной энергии и кинетической энергии потока в работу, отводящейся через вал в ступень турбокомпрессора. После совершения работы газ охлаждается и, обладая низким давлением и малой скоростью, поступает в выходной диффузор, а из него уже в низкотемпературный сепаратор.

Принцип работы ступени турбокомпрессора заключается в том, что газ равномерно подводится входным конфузуром к каналам рабочего колеса, тем самым немного ускоряясь. Работа, подведенная от детандера к рабочему колесу, преобразуется частично в потенциальную энергию давления и кинетическую энергию потока. Покидая рабочее колесо, газ обладает скоростью близкой к скорости звука, после чего поступает в диффузор для полного преобразования кинетической энергии в потенциальную энергию давления. Далее сжатый горячий газ собирается за диффузором в выходной камере, для дальнейшего направления с малой скоростью к потребителю.

В последнее время в газовой отрасли технологические схемы низкотемпературной сепарации с применением ТДА получили широкое распространение. Отечественные нефтегазовые компании активно внедряют ТДА в промышленные технологические схемы подготовки газа. Востребованность турбодетандерных установок обусловлена уникальностью технологии расширения газа, которая позволяет достигать более низких температур по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями при одинаковом перепаде давления.

В данной технологии в качестве холодопроизводящего процесса происходит расширение газа близко к изоэнтальпийному. При дросселировании происходит изоэнтальпийное расширение газа, большая часть энергии газа при расширении переходит в теплоту. При изоэнтальпийном расширении КПД процесса составляет более 80%, только 15–20% работы переходит в теплоту. Существует два способа подключения турбодетандерных агрегатов на УКПГ: «компрессор–детандер» («К–Д») или

«детандер–компрессор» («Д–К») [13]. Применение ТДА со способом подключения «К–Д» в технологической схеме подготовки газа представлено на рисунке 1.3.

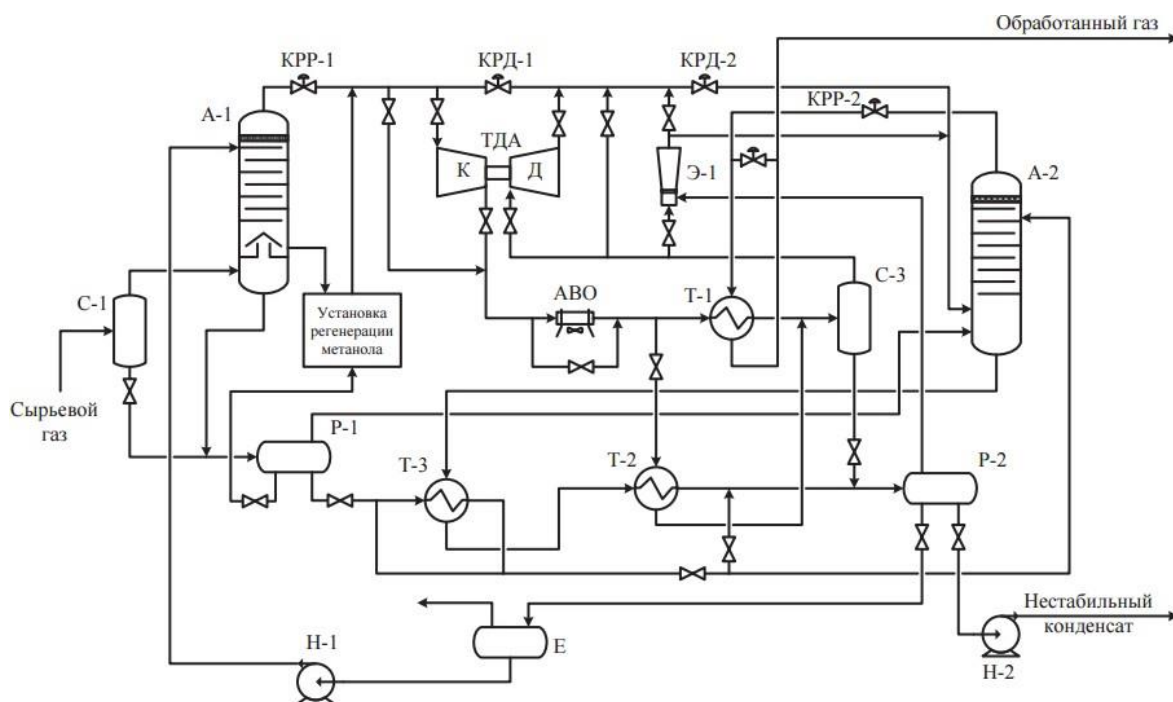


Рисунок 1.3 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «К–Д» [12]:

ТДА – турбодетандерный агрегат; С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; АВО – аппарат воздушного охлаждения; КРР-1, КРР-2 – краны–регуляторы расхода; КРД-1, КРД-2 – краны–регуляторы давления, Э-1 – эжектор; А-1 – отдувочная колонна; А-2 – абсорбер; Н-1, Н-2 – насосы

В холодный период возможно отключение ТДА от технологической схемы подготовки газа, НТС может осуществляться при помощи дросселя и эжектора. Пример способа подключения «Д–К» приведен на рисунке 1.4.

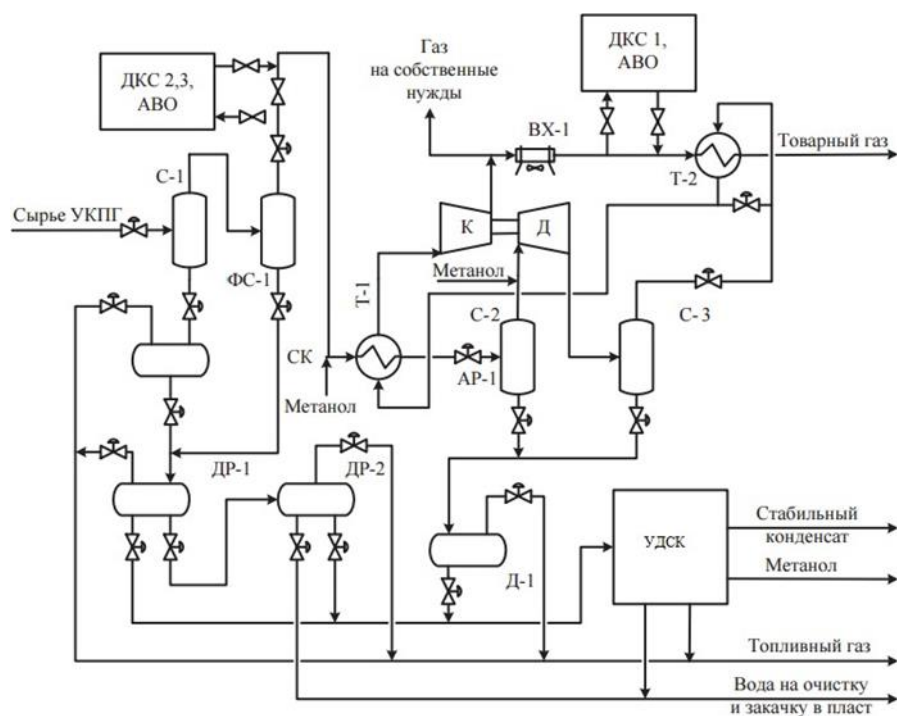


Рисунок 1.4 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «Д–К» [13]

Д-1– дегазатор; ДР-1, ДР-2 – дегазаторы-разделители; ВХ-1 – воздушный холодильник; ФС-1 – фильтр–сепаратор; УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата; АР-1 – арматурный узел; СК – стабильный конденсат

Последовательное применение процессов компримирования и детандирования в технологической схеме НТС (подключение ТДА способами «К–Д» или «Д–К») оказывает существенное влияние на параметры низкотемпературной сепарации, тем самым увеличивая выход товарной продукции. Перечисленные два способа подключения ТДА фактически обеспечивают температуру НТС в пределах от минус 35°С до минус 30°С, однако при увеличении перепада давления температуры НТС могут достигать до минус 50°С.

Существует различие между способами подключения ТДА. При подключении способом «К–Д» устанавливается постоянная температура НТС около минус 35 °С в холодный и теплый период. Способ «Д–К» позволяет значительно использовать холод окружающей среды, за счет этого в холодный период температура НТС может достигать до минус 50 °С. Однако в теплое время, подключение данным способом позволяет достигать

температуры не ниже минус 25 °С. Вторым способом подключения активно используется на УКПГ месторождений Крайнего Севера, на которых холодный период времени длится большую часть года, что позволяет постоянно использовать холод окружающей среды.

В представленной выше технологической схеме происходит трехступенчатая НТС. Данная схема предполагает охлаждение газа в следующих местах: на узле входных ниток, при переходе газожидкостной смеси из трубопровода с большим давлением в трубопровод с меньшим; в рекуперативном теплообменнике «газ–газ» Т-1; в турбодетандере ТДА. В конце технологического цикла газ компримируется в компрессоре ТДА, после чего охлаждается в воздушном холодильнике ВХ-1, дожимается на ДКС-1, охлаждается в рекуперативном теплообменнике Т-2 и отправляется к потребителю [13]. Важно понимать, что перед входом в компрессор газ расширяется в турбине, после чего проходит низкотемпературный сепаратор и теплообменник. Это происходит для того, чтобы уменьшить давление на входе в компрессор. Эта операция позволяет обеспечить необходимый перепад давления в турбодетандерной установке, тем самым получить требуемое охлаждение газа.

В случае НТС при способе подключения «К–Д» газ после детандирования в турбодетандере ТДА поступает в абсорбер А-2 для удаления оставшейся влаги, затем охлаждает поток попутного газа в рекуперативном теплообменнике Т-1 и поступает в магистральный газопровод. Следует отметить, что выходящий из компрессора газ для охлаждения последовательно поступает в аппарат воздушного охлаждения АВО, затем в рекуперативный теплообменник Т-1, после чего проходит низкотемпературный сепаратор С-3 и отправляется на вход в детандер. Повышение давления и уменьшение температуры газа на входе в детандер оказывают значительное влияние на параметры совместной работы детандера и компрессора.

Расширение газа при помощи ТДА (изоэнтропийное) по сравнению со схемами, использующими дросселирование (изоэнтальпийное расширение), имеет ряд преимуществ:

1) Возможность получения необходимой температуры газа за счет существенного снижения перепада давления.

2) При одинаковом перепаде давления достижение более низких температур газа.

3) Использование ДКС с меньшим давлением нагнетания.

4) Во время летнего сезона ТДА позволяет обеспечивать не только минимально низкую температуру НТС, но и отрицательную температуру газа на входе в газопровод, что является необходимым для месторождений Крайнего Севера.

На установках без ТДА охлаждение газа только при помощи АВО значительно ухудшается, что в свою очередь негативно влияет на рекуперацию холода в теплообменниках «газ–газ». В летний период подготовка газа с применением ТДА является значительно эффективней.

Однако технологии с применением ТДА в процессе НТС на УКПГ имеют ряд недостатков:

1) ТДА эксплуатируется в очень сложных для себя условиях. При эксплуатации УКПГ всегда происходят расходные и термобарические изменения режима работы. Многофазный поток является обрабатываемой средой, который состоит из углеводородного газа, жидкого конденсата, антигидратного раствора (метанол), механических примесей, компрессорного масла ДКС.

2) часто ТДА работает с повышенными нагрузками жидкости по входному потоку, по сравнению с паспортными требованиями, что в свою очередь влияет на продолжительность межремонтного периода.

3) эксплуатация ТДА требует своевременного обслуживания, а также наличие подготовленного персонала для работы с ним.

4) во время эксплуатации ТДА возникают случаи, требующие его остановки, а вместе с ним и технологической линии. Для выхода резервной линии на технологический режим необходимо примерно 30 минут, это означает, что в течение этого времени в магистральный газопровод поступает газ с повышенной точкой росы.

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в районе, условия климата которого приравнены к Крайнему Северу, что говорит о преобладании низких температур воздуха в течение года. Таким образом, применение ТДА на рассматриваемом месторождении является обоснованным, а наиболее эффективным вариантом технологической схемы будет способ подключения ТДА в виде «Д–К».

1.5 Технология низкотемпературной абсорбции

Абсорбционные установки подготовки пластового газа, в которых массообмен между абсорбентом и подготавливаемым газом осуществляется при отрицательных температурах, получили название установок низкотемпературной абсорбции (НТА).

Наиболее простой абсорбционный процесс, по эффективности абсорбции не превышающий одной теоретической ступени контакта, – впрыск абсорбента в трубопровод перед низкотемпературным сепаратором. Инжекторное устройство в таких установках, как правило, располагается перед редуцирующим элементом – дросселем, эжектором, турбодетандером – или теплообменником [14]. В качестве абсорбента применяется конденсат с первой или промежуточной ступеней сепарации, либо УВ-фракция. Перед подачей УВ-жидкости на вход в низкотемпературный сепаратор ее дополнительно охлаждают. Это позволяет уменьшить влияние теплого абсорбента на повышение температуры сепарации. Для предупреждения образования гидратов в процессе охлаждения абсорбента подают метанол [16].

Увеличение степени извлечения углеводородов может быть достигнуто применением массообменных аппаратов (абсорберов), оптимизацией температуры процесса НТС и другими технологическими приемами. Абсорберы применяют в технологиях заводской и промышленной НТА. Один из вариантов технологии НТА заводского типа реализован на Оренбургском газоперерабатывающем заводе [17]. Установка НТА предназначена для извлечения УВ C_{3+} из газов деэтанализации конденсата.

Регенерация абсорбента подразумевает следующие операции: предварительную десорбцию пропан-бутановой фракции в отдельной колонне, регенерацию абсорбента совместно с УВ-жидкостью с установки НТС на установке получения стабильного конденсата и отвод абсорбента из колонны получения стабильного конденсата. Поддержание поглотительной способности абсорбента осуществляется посредством постоянной подпитки УВ-жидкостью с температурой начала кипения 130–140 °С. Для выделения из абсорбента продуктов осмоления, механических примесей и других производится фильтрация части регенерируемого абсорбента с последующим возвратом в технологический цикл.

В отечественной газовой отрасли промышленные низкотемпературные абсорбционные технологии (ПНТА) подготовки природного газа были реализованы на УКПГ-1В Ямбургского (рисунок 1.3) и на отдельной линии УКПГ-8В Уренгойского НГКМ [18].

Товарной жидкой продукцией УКПГ является нестабильный конденсат. При разработке и адаптации абсорбционных технологий применительно к промышленным условиям ставилась задача упростить подготовку абсорбента и повысить извлечение компонентов C_{3+} по сравнению с технологией низкотемпературной сепарации. В качестве абсорбента использовался частично дегазированный и охлажденный конденсат с первой ступени сепарации. В зимний период работа технологической схемы УКПГ-1В (рисунок 1.3) осуществляется по технологии

НТС с эжектором. Поддержание температуры абсорбции в летний период осуществляется применением турбодетандеров, которые расположены параллельно эжекторам. Газ из А-1 служит входным потоком компрессора ТДА. Скомпримированный газ последовательно охлаждается в АВО и Т-1, сепарируется в С-3 и поступает на вход в турбодетандер. Расширение газа в детандере осуществляется до давления, несколько превышающего давление в магистральном газопроводе. Далее газ поступает на вход в абсорбер А-2. Проектная технологическая схема подготовки газа и конденсата на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ существенно отличалась от фактически реализованной впоследствии. В проектной схеме предусматривалась гликолевая осушка сырого газа в аппарате А-1 высококонцентрированным водным раствором диэтиленгликоля. В дальнейшем от гликолевой осушки отказались, а абсорбер А-1 стали использовать как аппарат для отдувки метанола из водно-метанольного раствора разделителя Р-2 [19].

При температурах ниже минус 28–33 °С происходило отложение парафинов в низкотемпературном абсорбере. Для борьбы с парафиноотложением абсорбер периодически останавливали, прогревали и промывали высококонцентрированным раствором метанола. В настоящее время эта проблема отсутствует в связи со снижением содержания парафинов в пластовом газе.

1.6 Продукция УКПГ газоконденсатных месторождений

Основной продукцией УКПГ является сухой подготовленный газ, соответствующий нормам СТО Газпром 089–2010. Кроме этого, с УКПГ поступает поток нестабильного конденсата, выделившегося со ступеней осушки сырого газа. Такой конденсат обладает высоким значением давления насыщенных паров (а именно, более 66,7 кПа) и содержит сравнительно большое количество легких углеводородов (C₁ – C₄). Обычно нестабильный конденсат после выхода с УКПГ направляется на установку стабилизации конденсата, где производится полное удаление метана и этана, а также

практически полное извлечение пропан-бутановой фракции: в составе стабильного конденсата содержание этих компонентов не превышает трёх процентов Требования к стабильному конденсату отражены в ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный» [20].

Таблица 1.2 – Требования к стабильному конденсату

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
1 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	
2 Массовая доля воды, %, не более	0,5	
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм, не более	100	300
5 Массовая доля сероводорода, млн (ppm), не более	20	100

Выделившаяся фракция углеводородов при стабилизации конденсата является ШФЛУ. Основную часть состава ШФЛУ составляет пропан-бутановая фракция (60–80%). Данная пропорция характерна именно для газоперерабатывающих предприятий, так как при переработке сырой нефти содержание пропана невелико, а наибольшую в составе ШФЛУ занимают углеводороды C₄–C₆. В зависимости от области использования к ШФЛУ предъявляются различные требования по составу и свойствам.

Таблица 1.3 – Физико-химические показатели ШФЛУ [21]

Показатели	Марка А	Марка Б	Марка В
Углеводородный состав, % масс. C ₁ — C ₂ , не более	3	5	не регламентируется
C ₃ , не менее	15	не регламентируется	не регламентируется
C ₄ — C ₅ , не менее	45	40	35
C ₆ и выше, не более	11	25	30
Плотность при 20°C, кг/м ³	515–525	525–535	535 и выше
Содержание сернистых соединений в пересчете на серу, % масс., не более	0,025	0,05	0,05
в том числе сероводорода, % масс., не более	0,003	0,003	0,003
Содержание взвешенной воды	Отсутствие		
Содержание щелочи	Отсутствие		
Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость.		

Как сырье ШФЛУ не является товарным продуктом, однако её компоненты ценны в химическом производстве. При пиролизе из ШФЛУ

получают олефины, которые затем используются для синтеза полимеров, а при дополнительной дезтанализации и отделении углеводородов C_{5+} получают смесь пропана и бутана техническую (СПБТ). Этот продукт имеет широкую зону применения как в коммунально-бытовой, так и в производственной сфере: от автомобильного топлива до производства денежных знаков [22]. Точное соотношение пропана и бутана в смеси не регламентировано, однако общее содержание пропан-бутановой фракции важно и всегда должно быть учтено. Требования к характеристикам СПБТ представлены в таблице 1.3 [23].

Таблица 1.4 – Требования к составу и свойствам СПБТ

Наименование показателя	Значение нормы
1. Массовая доля бутанов и бутиленов, %: не менее не более	не нормируется 60
2. Объемная доля жидкого остатка при 20°C, %, не более	1,6
3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре плюс 45°C, не более	1,6
4. Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013
в том числе сероводорода, не более	0,003
5. Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствие
6. Интенсивность запаха, баллы, не менее	3

В зависимости от условий использования характеристики СПБТ могут принимать различные значения. В условиях холодного климата или области низких температур предпочтительна смесь с преобладанием пропана за счёт его низкой температуры конденсации (минус 42,1°C), в то время как бутан уже при нуле градусов переходит в жидкое состояние. Чем ниже рабочая температура, тем большую долю занимает пропан. Бутан же обеспечивает смеси более высокую температуру горения. Процесс получения СПБТ более простой, чем получение прочих компонентов ШФЛУ, зачастую уже при стабилизации конденсата в качестве отделившейся фракции ШФЛУ соответствует требованиям к СПБТ, что существенно повышает её стоимость.

2 Способы повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатного сырья

В отечественной газовой отрасли промышленную подготовку газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая имеет несколько модификаций. В качестве источников холодопроизводящего элемента используют дроссель, эжектор, турбодетандерный агрегат и другие устройства. Извлечение углеводородов C_{5+} с использованием таких технологий составляет около 97 %, остаточное содержание C_{5+} в составе газа сепарации – около 5 г/м³, но может достигать 10 г/м³. Степень извлечения бутана, пропана и этана невысока и составляет около 55, 40 и 10 % соответственно [24].

Увеличение извлечения C_{5+} из пластового газа может быть достигнуто совершенствованием технологических схем низкотемпературной сепарации и ректификации, а также разработкой перспективных комбинированных технологий, сочетающих адсорбционные, абсорбционные и низкотемпературные узлы подготовки газа.

2.1 Низкотемпературная сепарация с холодильным циклом

Одним из способов охлаждения газа является применение различных холодильных циклов. В схемах подготовки газа к транспорту осуществляются процессы, где в качестве хладагента используются аммиак, пропан, этан и смеси различных углеводородов. Выбор хладагента определяется на основании двух основных факторов: условий транспортирования газа и требуемой степени извлечения из газа тяжёлых углеводородов.

Производство холода с использованием хладагентов основано на выделении энергии при испарении сжиженных газов в испарителях. Полученный холод передаётся перерабатываемому газу. Затем пары хладагента сжимаются, охлаждаются и в жидком виде возвращаются в

испарители. Для циркуляции хладагента применяют холодильные установки с поршневыми, винтовыми и электроцентробежными насосами.

В газовой промышленности потребность установок НТС в холоде составляет 3–15 млн кДж/ч и более. Для получения холода в таком количестве используются холодильные установки с винтовыми и центробежными компрессорами для дожатия хладагента. Парокомпрессорные холодильные машины (ПКХМ) могут быть смонтированы непосредственно на УКПГ для каждой установки или на головных сооружениях централизованно для всего месторождения. При установке ПКХМ на УКПГ в схеме полностью используется оборудование установок НТС.

Установки НТС с холодильным циклом позволяют продлить период работы УКПГ без ДКС и снизить энергетические затраты на компримирование газа на ДКС примерно на 50 % по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями. При этом резко сокращается количество газоперекачивающих агрегатов.

В отечественной практике в качестве хладагента используются пропан и смеси углеводородов. Пропановая холодильная установка (ПХУ) была внедрена на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, где она позволила проводить процесс сепарации газа на температурном уровне минус 30 °С. Применение ПХУ потребует включения в схему НТС дожимного компрессора на газах концевой ступени дегазации конденсата (рисунок 2.1).

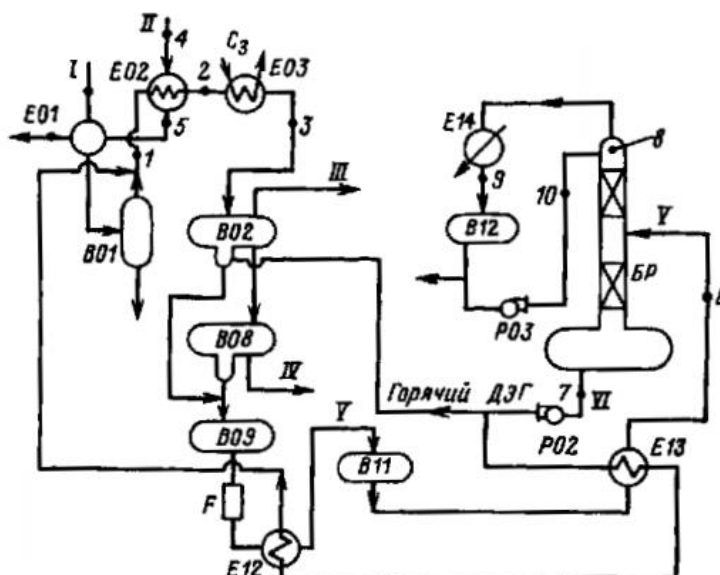


Рисунок 2.1 – Технологическая схема установки осушки газа на Оренбургском ГПЗ [25]

В таблице 2.1 приведены показатели блока НТК, полученные в период обследования установки. Несмотря на некоторые колебания в отдельных точках замера, в системе обеспечивается охлаждение до требуемой температуры минус 30°C, что повысит степень извлечения тяжелых углеводородов из газоконденсатного потока.

Таблица 2.1 – Показатели блока осушки установки НТС [26]

Номер установки	Расход газа, тыс. м ³ /ч	Температура в расчетной точке, °C
2	320	-30
2	320	-28
3	320	-27
2	320	-28
3	330	-28
2	320	-29
3	335	-27
2	320	-28
3	335	-27
2	315	-30
3	330	-30
2	315	-30
3	330	-29

2.2 Абсорбционные технологии

Традиционные технологии НТС на температурном уровне сепарации около минус 30 °С характеризуется недостаточно глубоким извлечением этана, пропан-бутанов и даже углеводородов C₅₊.

Первые попытки более глубокого извлечения ценных компонентов в состав продуктового нестабильного конденсата предпринимались в 80–90 годы прошлого века. Был разработан и внедрен на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ технологический процесс промышленной низкотемпературной абсорбции. Аналогичный процесс также реализовали на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ. Дополнительное извлечение углеводородов C₃₊ по технологии ПНТА осуществляется на традиционном уровне сепарации около минус 30 °С за счет абсорбции этих компонентов из газа низкотемпературной сепарации. В качестве абсорбента применяется дегазированный и охлажденный конденсат, выделенный на первой ступени сепарации. Извлечение углеводородов по технологии ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ по сравнению с «классической» технологией НТС при идентичных термобарических параметрах работы возросло со 100 до 115 г/м³ [27]. При этом увеличение выхода товарного нестабильного конденсата происходило в основном за счет углеводородов C₃–C₄. Процесс ПНТА может быть усовершенствован в части организации циркуляционных потоков абсорбента с целью регулирования его количества и компонентного состава.

Полноценный классический процесс низкотемпературной абсорбции реализован на Оренбургском газоперерабатывающем заводе (рисунок 2.2).

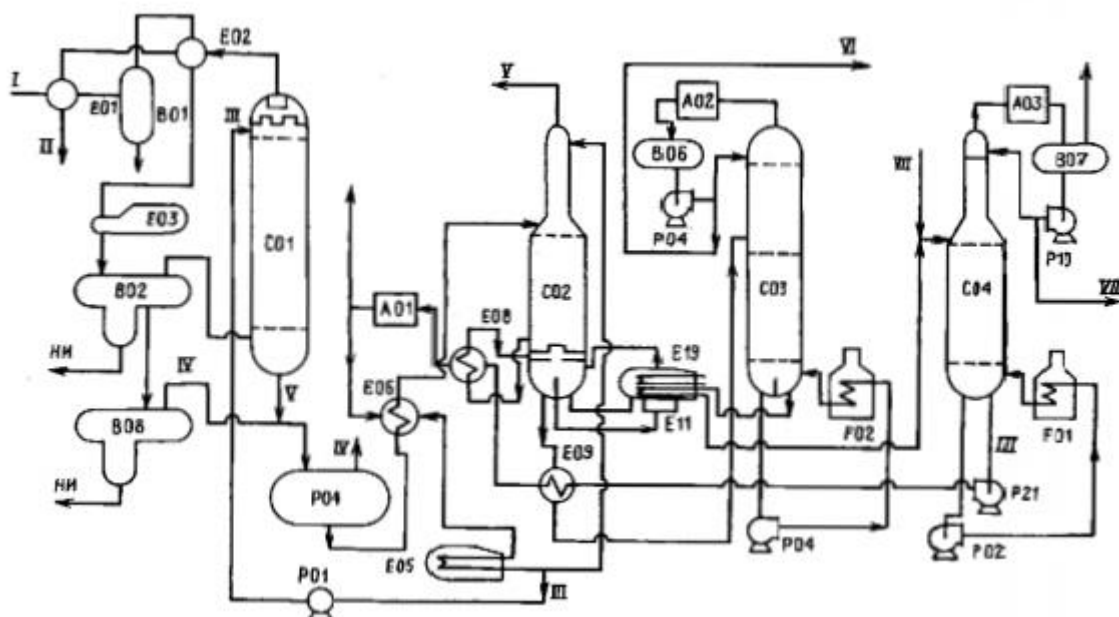


Рисунок 2.2 – Принципиальная технологическая схема установки НТА Оренбургского ГПЗ [30]

Блок НТА включает в себя два абсорбера и по одному деэтанализатору и десорберу. В блоке регенерации абсорбента по схеме предусмотрена также стабилизация конденсата, выделившегося из сырьевого газа в блоке НТК. Этот конденсат смешивается с насыщенным абсорбентом и совместно с ним подаётся в деэтанализатор.

Для извлечения из верхнего продукта деэтанализатора части тяжелых углеводородов (C_{3+}) на верх колонны подается охлажденный до температуры минус $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ регенерированный абсорбент.

Выделение пропан-бутановой фракции из абсорбента производится в колонне-дебутанизаторе. Дебутанизованный абсорбент с куба этой колонны после прохождения змеевика испарителя подается на семнадцатую тарелку десорбера. В качестве абсорбента использовался частично дегазированный и охлажденный конденсат с первой ступени сепарации. [31].

Однако при эксплуатации установки НТА зафиксирован выход печей из строя, то есть их аварийная остановка, что было связано с интенсивной коррозией их жаровых труб. Причиной этому послужило наличие в системе сернистых соединений вследствие термического разложения сульфидов и

меркаптанов. Более надёжной работе печей способствовало применение облегченного абсорбента, что позволило снизить температуру низа дебутанизатора и, следовательно, жаровых труб.

Применение облегченного абсорбента было вызвано ещё одним осложнением. На установке НТА в качестве абсорбента по проекту использовалась фракция конденсата с температурой начала кипения 150 °С. Со снижением пластового давления происходит изменение состава конденсата (рисунок 2.3) [28].

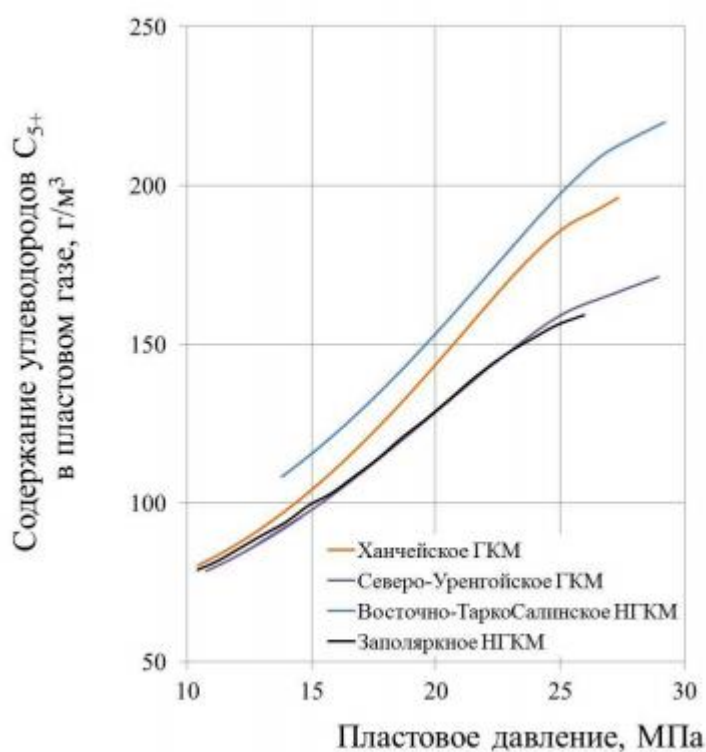


Рисунок 2.3 – Изменение содержания C_{5+} в пластовом газе при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения

Анализы показали, что за 8–9 лет эксплуатации ГКМ содержание в нём фракции с температурой начала кипения 150 °С снизилось с 30 до 12 %, то есть в 2,5 раза. Следовательно, для восполнения потерь абсорбента потребовалось переработать во столько же раз больше конденсата. Это привело к увеличению расхода тепла на работу десорбера и перегрузке печи. На основании результатов экспериментальных работ было рекомендовано

использовать фракцию конденсата с температурой начала кипения 125–130 °С в качестве абсорбента для извлечения пропан-бутановой фракции.

Использование облегченного абсорбента позволило снизить температуру низа колонн, что обеспечило уменьшение расхода тепла на регенерацию абсорбента на 2,65 млн ккал/ч. Одновременно с этим увеличивается степень извлечения пропана и бутана из газа (таблица 2.2) [29].

Таблица 2.2 – Степень извлечения бутана и пропана с применением проектного и облегченного абсорбентов

Абсорбент	Степень извлечения компонентов, %		
	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀
Проектный	47,3	86,3	97,1
Облегченный	51,7	94,4	99,1

В отечественной газовой отрасли технологии ПНТА для подготовки природного газа были реализованы на УКПГ-1В Ямбургского и на отдельной линии УКПГ-8В Уренгойского НГКМ.

При разработке и адаптации абсорбционных технологий применительно к промышленным условиям ставилась задача упростить подготовку абсорбента и повысить извлечение компонентов C₃₊ по сравнению с технологией низкотемпературной сепарации.

Еще одна особенность – высокие значения показателей точки росы товарного газа по углеводородам, которые не удовлетворяют требованиям СТО Газпром 089–2010. Согласно технологической схеме финальная подготовка товарного газа осуществляется в аппарате А-2, где газ контактирует с абсорбентом. Наличие уносов абсорбента с верхней части колонны в подготовленный газ приводит к увеличению температуры точки росы газа по углеводородам. Для снижения уноса абсорбента его подачу осуществляли в середину колонны, увеличив таким образом фильтрационную секцию абсорбера. Это повысило качество подготовленного товарного газа.

Расчетное сравнение технологических схем ПНТА и НТС на температурном уровне сепарации минус 25 °С показало, что дополнительное количество нестабильного конденсата за 1991–1998 гг. составило 760 тыс. т. Это соответствует увеличению выхода товарного продукта на 13,6 %. В составе дополнительно извлеченного конденсата содержится 5 % масс. этана, 64 % масс. пропан-бутанов и 19 % масс. пентанов и более тяжелых углеводородов, из которых пентаны составляют ~ 70 %. Таким образом, селективность абсорбента в технологии ПНТА на УКПГ-1В преимущественно ориентирована на извлечение пропан-пентановой фракции. В то же время увеличение выхода нестабильного конденсата уменьшило количество товарного газа за указанный период на 0,87 % по сравнению с объемом товарного газа по схеме НТС.

2.3 Ректификация в промышленных условиях

Наиболее радикальным способом углубленного извлечения конденсата является реализация процесса НТС на температурном уровне от минус 55 до минус 50 °С. Реализация НТС на более низком температурном уровне нецелесообразна в промышленных условиях, так как не только усложняется технология, но также возникает необходимость применения высоколегированных сталей, что резко удорожает УКПГ. Кроме того, на данном температурном уровне в промышленных условиях происходит интенсивная конденсация нецелевого компонента – метана, который выделяется при дегазации и фактически превращается в лишний поток.

Проведение процесса при столь низких температурах требует включения в технологическую схему УКПГ ректификационной колонны. Технологические схемы, содержащие в себе ректификационную колонну, интегрированную в общую схему подготовки газа, получили название низкотемпературной сепарации и ректификации (НТСР) [32–34]. Разнообразие технологий НТСР связано с особенностями составов месторождений и требованиями к жидкой продукции. По данной технологии можно получать

нестабильный, деэтанализованный или стабильный конденсаты. Технология НТСР на указанном температурном уровне позволяет извлекать в продуктовый нестабильный конденсат 98–99 % углеводородов C_{5+} , 60–70 % пропан-бутанов и 20–25 % этана от их содержания в сырьевом потоке. Изначально она разработана для извлечения на месторождениях Надым-Пур-Тазовского нефтегазового региона углеводородного конденсата, подлежащего переработке на действующем заводе деэтанализации и в газохимическом комплексе Нового Уренгоя.

Один из вариантов технологии НТСР с получением товарного нестабильного конденсата приведен на рисунке 2.4, он реализован в проекте обустройства валанжинских залежей Заполярного НГКМ. В технологии НТСР в качестве питания ректификационной колонны используется нестабильный конденсат первой ступени сепарации, а в качестве орошающего потока – конденсат, выделенный на последующих ступенях сепарации. В орошении колонны практически не содержатся «тяжелые» углеводороды.

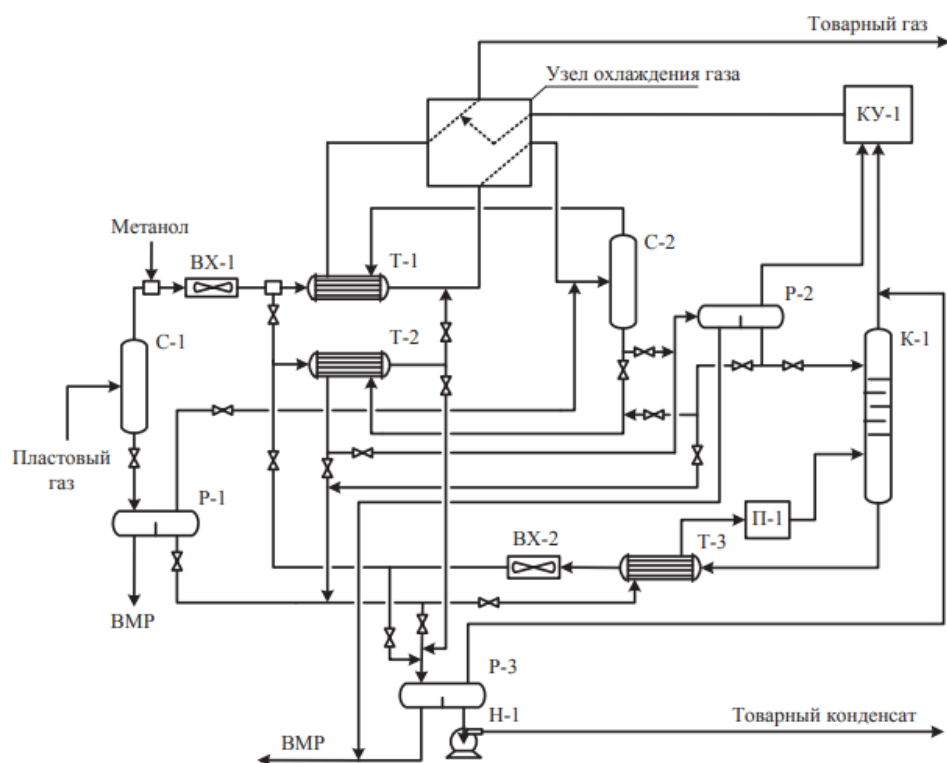


Рисунок 2.4 – Принципиальная технологическая схема НТСР [32]

2.4 Криогенные технологии

Низкотемпературные процессы извлечения углеводородов на температурном уровне минус 100 °С и ниже используются только в заводских условиях, например, на Астраханском газоперерабатывающем и Оренбургском гелиевом заводах, которые расположены в непосредственной близости от промысловых УКПГ. Эти примеры показывают, что промышленная низкотемпературная сепарация газа, совмещенная с заводской переработкой в рамках одного промышленного объекта, может успешно работать, обеспечивая максимально высокий выход жидкой товарной продукции и соблюдение требований к качеству товарного газа по температурам точек росы с большим запасом.

Достижение низких температур обеспечивается применением турбохолодильной техники или холодильных циклов. Такие схемы позволяют практически полностью извлекать C_{5+} , 99 % бутанов, 95 % пропана и 70 % этана. Единым для всех схем такого типа является ступенчатое охлаждение газа с последующим разделением газожидкостного потока в низкотемпературной зоне. Разделение охлажденной газожидкостной смеси на газ дезтанизации и широкую фракцию углеводородов (ШФЛУ) осуществляется в ректификационной колонне.

Иная картина наблюдается на отдаленных месторождениях Крайнего Севера и полуострова Ямал, где отсутствуют потребители этановой фракции, а ее транспорт с УКПГ на дальние расстояния требует самостоятельной сети этанопроводов. Здесь целесообразно на промыслах максимально полно извлекать кондиционный стабильный конденсат, а этан, пропан и бутаны оставлять в газе, подлежащем дальнейшему транспорту по МГ. Для квалифицированного и максимально полного извлечения стабильного конденсата применима одна из модификаций технологии НТСР на температурном уровне сепарации минус 45 °С [32].

3 Характеристика месторождения

3.1 Геологическая характеристика месторождения

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные
недропользователя

3.2 Нефтегазоносность

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя

4 Усовершенствование технологического процесса подготовки газа

4.1 Описание действующей установки подготовки газа

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя

На основании технологического регламента участка комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения в моделирующей среде Unisim Design 470 была построена технологическая схема подготовки газа (рисунок 4.2).

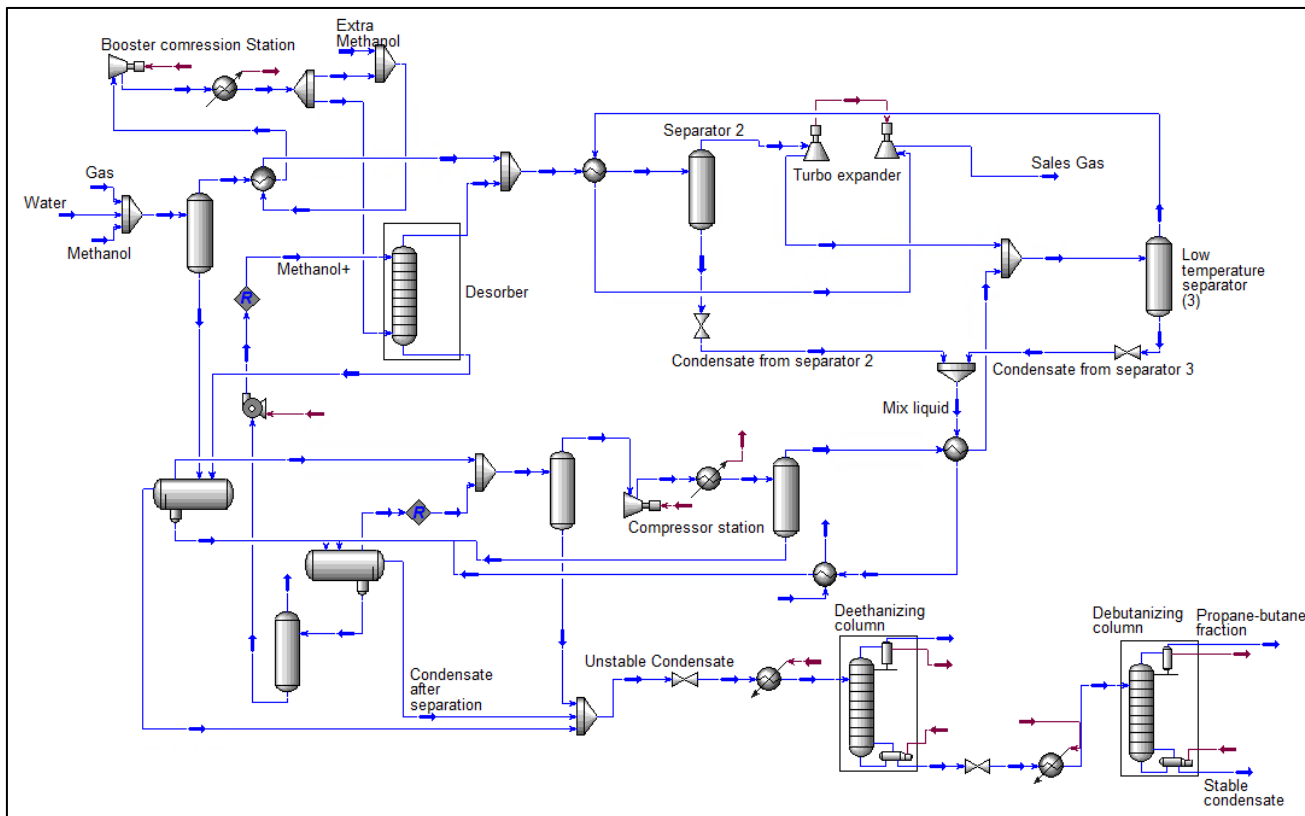


Рисунок 4.2 – Моделирующая схема технологии низкотемпературной сепарации

Сырьем является природный газ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (МНГКМ), однако данная УКПГ может вести совместную подготовку с попутным нефтяным газом, например, Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ).

Ввод в действующую систему подготовки попутного нефтяного газа КНГКМ обусловлен тем, что аппараты воздушного охлаждения УКПГ этого месторождения в теплое время года не могут обеспечить достаточное охлаждение потока газа, вследствие чего эффективность технологии низкотемпературной сепарации существенно падает.

Таким образом, в летний период установка подготовки газа МНГКМ работает с продукцией нескольких месторождений. Однако природный газ

МНГКМ и попутный нефтяной газ КНГКМ отличаются составом, что влияет на свойства товарной продукции (точка росы товарного газа).

Составы газа этих месторождений представлены в таблице 4.1.

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя.

4.2 Выбор варианта усовершенствования системы подготовки

4.2.1 Моделирование вариантов НТС с НТА

В процессе подготовки газ проходит три ступени сепарации. Перед последней ступенью газовый поток охлаждается в турбодетандерном агрегате до температуры минус 32°C. После подготовки газ с температурой 25°C и давлением 4,6 МПа направляется на замерные узлы коммерческого учета газа и затем – в магистральный газопровод.

В работе предлагается дополнительно извлечь углеводороды C₃₊ из товарного газа за счет введения стадии его обработки по технологии низкотемпературной абсорбции. В абсорбционную колонну газовый поток с температурой от минус 26 до минус 32 °C и давлением 3,5 МПа будет поступать сразу после низкотемпературного сепаратора. В качестве абсорбента в работе рассмотрены:

– отделившийся на второй и третьей ступенях сепарации газовый конденсат (поток Condensate after separation, рисунок 4.2);

– нестабильный конденсат на выходе из установки комплексной подготовки газа (поток Unstable condensate, рисунок 4.2);

– собственный стабильный конденсат (Stable condensate, рисунок 4.2).

Для моделирования технологии НТА с конденсатом со ступеней сепарации в качестве абсорбента (рисунок 4.3), необходимо удалить из его состава воду. Для этого конденсат с обеих ступеней сепарации смешивается и направляется через теплообменники в разделитель жидкости (аппарат Liquid separator, рисунок 4.3).

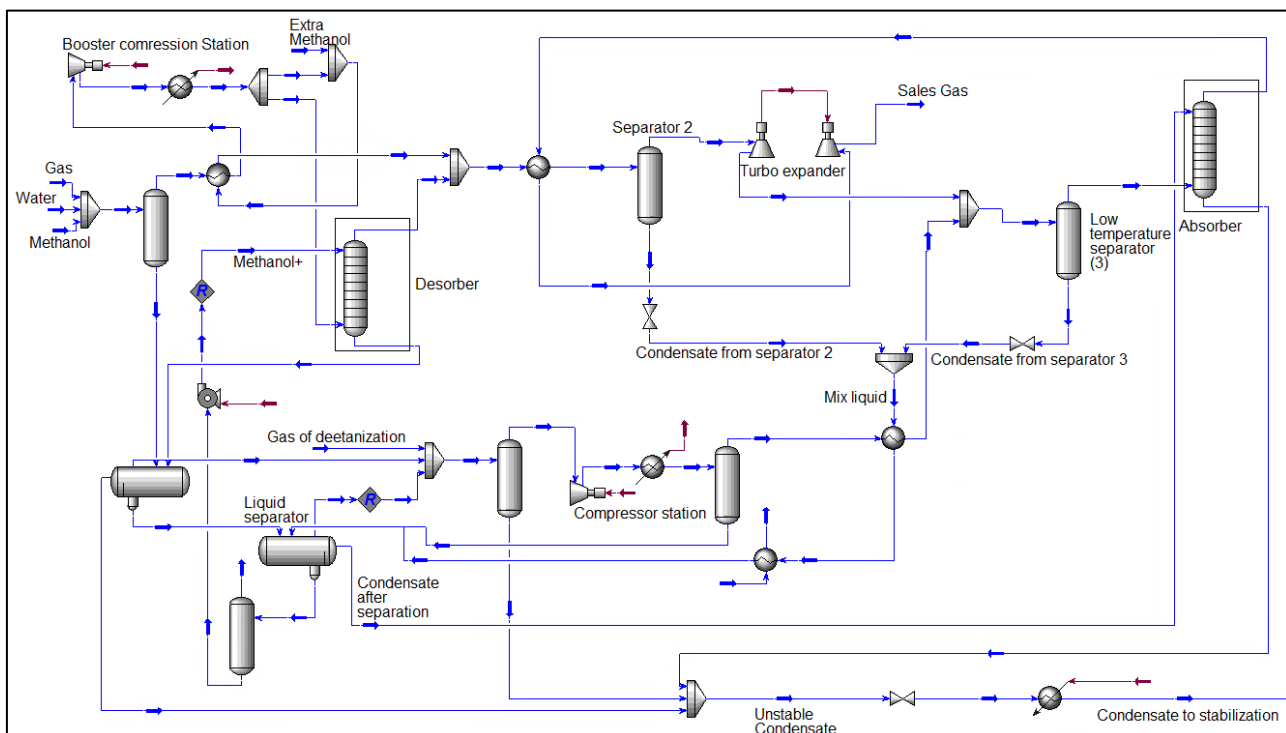


Рисунок 4.3 – Моделирующая схема технологии НТА с конденсатом со второй и третьей ступеней сепарации в качестве абсорбента

После абсорбера поток жидкости смешивается с конденсатом с первой ступени сепарации и конденсатом со входа на компрессорную станцию, после чего направляется на стабилизацию (рисунок 4.4).

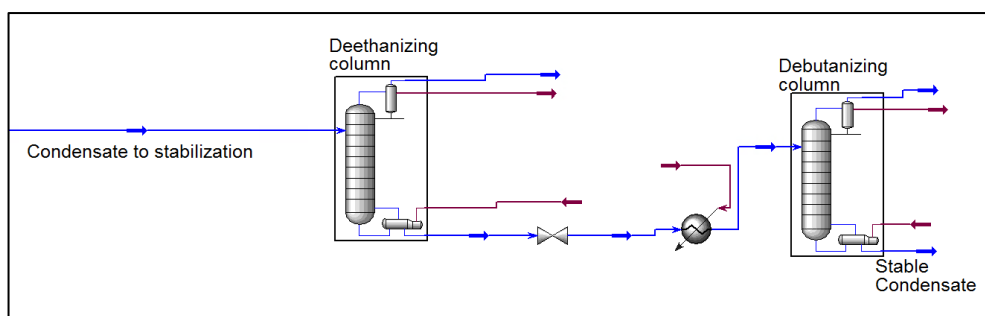


Рисунок 4.4 – Стабилизация конденсата

Технология НТА с абсорбентом – нестабильным конденсатом осуществляется смешиванием конденсатов со всех ступеней сепарации и конденсата со входа на компрессорную станцию. Эти потоки формируют нестабильный конденсат (рисунок 4.5).

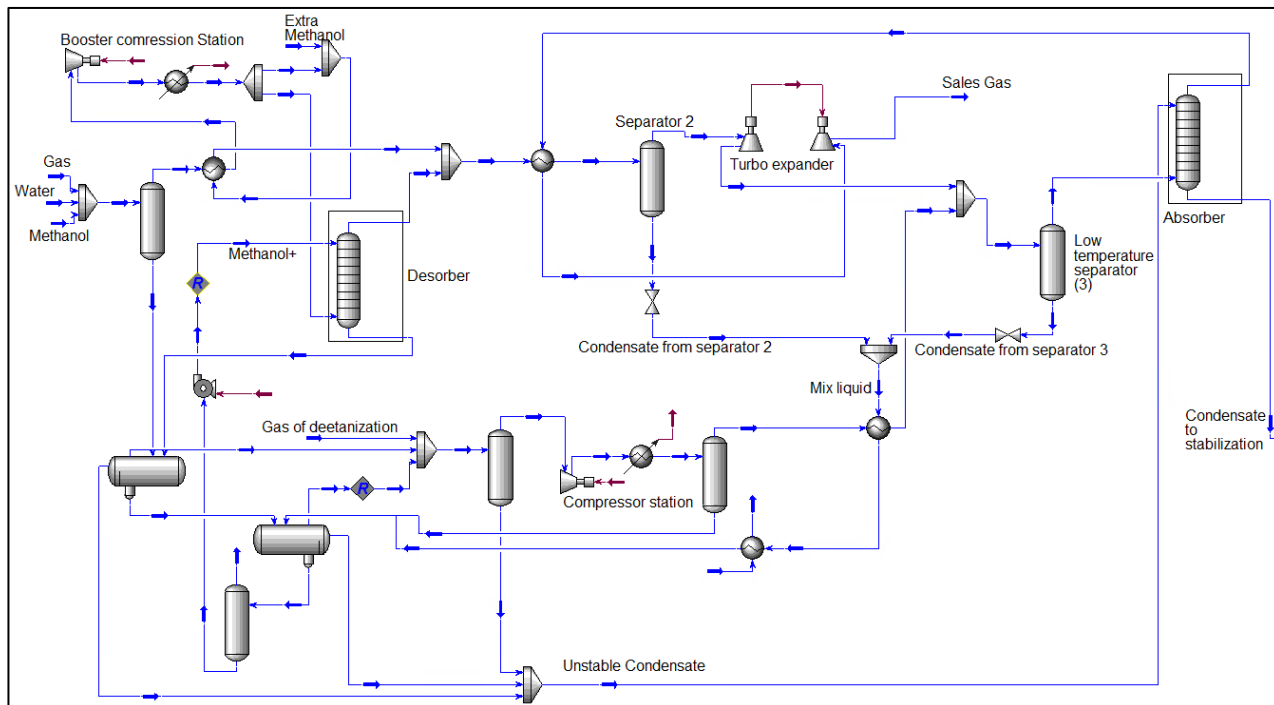


Рисунок 4.5 – Моделирующая схема технологии НТА с нестабильным конденсатом в качестве абсорбента

Дальнейшая стабилизация потока конденсата на выходе из абсорбера проходит аналогичным с предыдущим вариантом способом (рисунок 4.4).

В случае использования стабильного конденсата в качестве абсорбента поток нестабильного конденсата, прежде чем направиться в абсорбер, проходит стадии стабилизации – деэтаннизацию и дебутанизацию (рисунок 4.6).

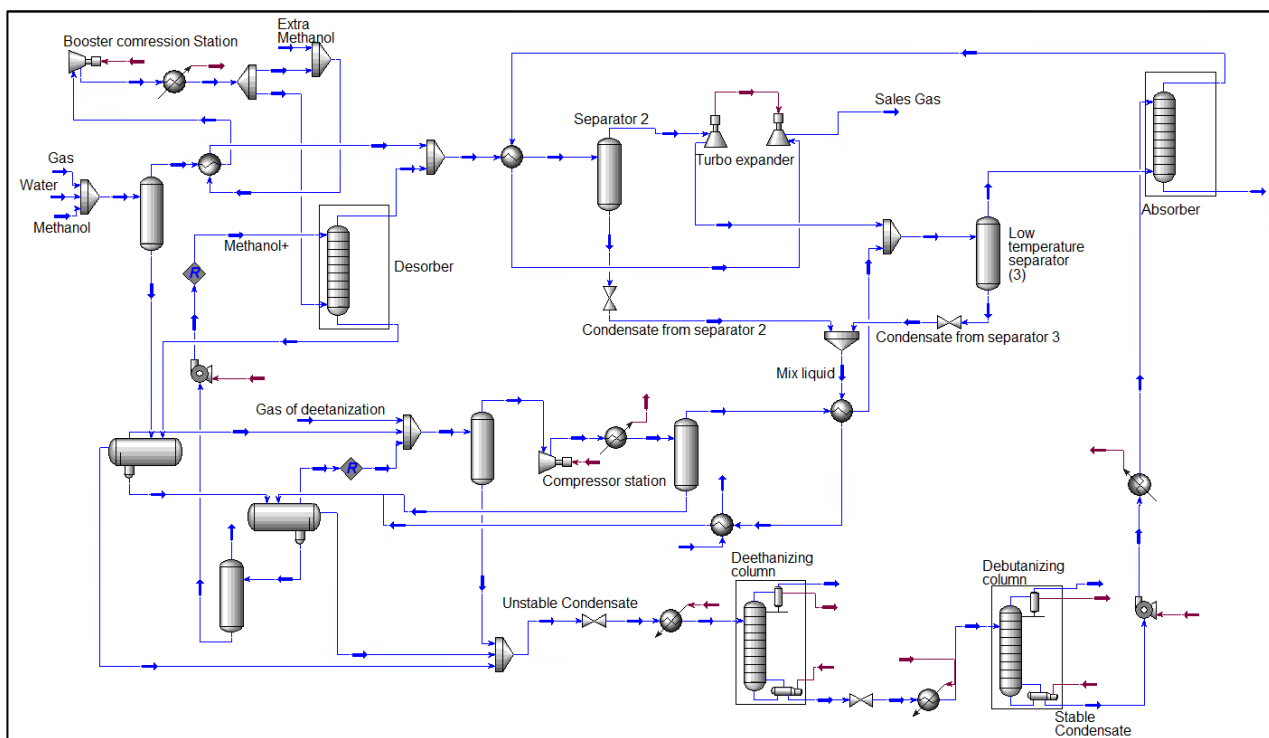


Рисунок 4.6 – Моделирующая схема технологии НТА со стабильным конденсатом в качестве абсорбента

4.2.2 Анализ эффективности абсорбентов

В результате моделирования технологии НТА с тремя разными типами абсорбента были получены составы и характеристики выходящих потоков: товарного газа и стабильного конденсата. Результаты моделирования по товарному газу и конденсату представлены в таблицах 4.2 и 4.3 соответственно.

Таблица 4.2 – Состав и характеристики товарного газа

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.	Состав товарного газа, % мольн			
		НТС	НТС+НТА		
			Абсорбция конденсатом со второй и третьей ступеней сепарации	Абсорбция нестабильным конденсатом	Абсорбция стабильным конденсатом
CH ₄	84,94	90,63	90,94	91,20	91,63
C ₂ H ₆	2,86	2,97	2,86	2,93	2,85
C ₃ H ₈	1,95	1,76	1,55	1,43	1,42
i-C ₄ H ₁₀	0,557	0,363	0,294	0,243	0,173
n-C ₄ H ₁₀	0,7	0,369	0,302	0,270	0,104
i-C ₅ H ₁₂	0,298	0,07	0,067	0,066	0,013
n-C ₅ H ₁₂	0,267	0,042	0,043	0,045	0,009
C ₆ H ₁₄	0,326	0,008	0,011	0,017	0,007
C ₇ H ₁₆	0,528	0,001	0,003	0,008	0,008

Продолжение таблицы 4.2

N ₂	2,84	3,05	2,94	2,94	3,08
CO ₂	0,672	0,711	0,676	0,675	0,705
Метанол	0,982	0,023	0,446	0,556	0,001
Расход, кмоль/ч	2960,5	2855,2	2839,0	2828,1	2808,4
Точка росы по УВ, °С	-	-29,3	-29,8	-29,9	-31,8
Плотность, кг/м ³	45,95	37,63	30,8	29,92	29,82
Молярная масса	19,17	17,87	17,81	17,73	17,52

Таблица 4.3 – Состав и характеристики стабильного конденсата

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.	Состав стабильного конденсата, мольн%			
		НТС	НТС+НТА		
			Абсорбция конденсатом со второй и третьей ступеней сепарации	Абсорбция нестабильным конденсатом	Абсорбция стабильным конденсатом
CH ₄	88,45	-	-	-	-
C ₂ H ₆	2,98	-	-	-	-
C ₃ H ₈	2,03	0,006	0,003	0,003	0,004
i-C ₄ H ₁₀	0,579	0,619	0,534	0,545	0,537
n-C ₄ H ₁₀	0,729	2,00	2,00	2,00	2,00
i-C ₅ H ₁₂	0,310	4,70	4,10	4,04	4,25
n-C ₅ H ₁₂	0,280	5,43	4,37	4,26	4,56
C ₆ H ₁₄	0,340	18,62	15,15	14,95	15,38
C ₇ H ₁₆	0,550	67,41	73,57	74,28	72,75
N ₂	2,96	0,000	-	-	-
CO ₂	0,699	0,000	-	-	-
Метанол	0,050	1,22	0,494	0,407	0,525
Расход, кмоль/ч	2960,5	22,2	18,1	17,9	18,0
ДНП, кПа	-	36,51	35,90	35,35	36,51

На основании полученных результатов были рассчитаны данные о степени извлечения компонентов из состава газового потока в зависимости от типа выбранного абсорбента (таблица 4.4).

Таблица 4.4 - Влияние технологии и типа абсорбента на степень извлечения КОМПОНЕНТОВ

Компонент	Степень извлечения компонентов газа, %, при использовании технологий			
	НТС	НТС + НТА		
		Абсорбент		
		Смесь конденсатов второй и третьей ступеней сепарации	Нестабильный конденсат	Стабильный конденсат
CH ₄	-	-	-	-
C ₂ H ₆	1,17	2,18	3,83	4,61
C ₃ H ₈	15,68	20,33	28,26	33,46
i-C ₄ H ₁₀	38,85	47,31	56,33	75,41
n-C ₄ H ₁₀	50,32	56,88	61,46	89,07
i-C ₅ H ₁₂	77,27	77,49	77,72	93,64
n-C ₅ H ₁₂	84,84	83,95	82,98	94,14
C ₆ H ₁₄	97,64	96,67	94,94	95,70
C ₇ H ₁₆	99,76	99,47	98,56	97,42
N ₂	-	-	-	-
CO ₂	-	-	-	-
Метанол	49,29	54,55	43,43	90,91

Результаты моделирования показали, введение в схему подготовки газа стадии низкотемпературной абсорбции позволяет добиться большего содержания метана в составе товарного газа, а также большей степени извлечения тяжёлых углеводородов (C₂–C₅) в сравнении с технологией низкотемпературной сепарации. Из трёх абсорбентов наименее эффективным является смесь конденсатов со второй и третьей ступеней сепарации. В этом случае товарный газ имеет наименьшее содержание метана в товарном газе (таблица 4.2), а также наименьшую степень извлечения этана, пропана, изобутана и изопентана. В то же время этот абсорбент обеспечивает наибольшее извлечение гексана и гептана, уступая только технологии низкотемпературной сепарации. Однако эти компоненты содержатся в составе исходной газоконденсатной смеси в незначительных количествах и составляют в сумме менее 1% от общего содержания.

Наибольшая степень извлечения углеводородов C₂–C₅ и метанола (таблица 4.4) наблюдается при использовании технологии низкотемпературной абсорбции со стабильным конденсатом в качестве

абсорбента. В этом случае содержание метана в составе товарного газа наибольшее – 91,63 % мольн. При этом значения расхода товарного газа, плотности и молярной массы – наименьшие из всех рассмотренных технологических вариантов (таблица 4.4). Это объясняется более качественным отделением тяжелых углеводородов и метанола, которые переходят в состав нестабильного конденсата и водометанольного раствора. Точка росы газа по углеводородам достигает в этом случае наименьших значений (минус 31,8 °С).

Поток стабильного конденсата на выходе из абсорбера нуждается в повторной стабилизации, поэтому он снова направляется в колонну деэтанализации. На рисунке 4.7 представлена результирующая схема.

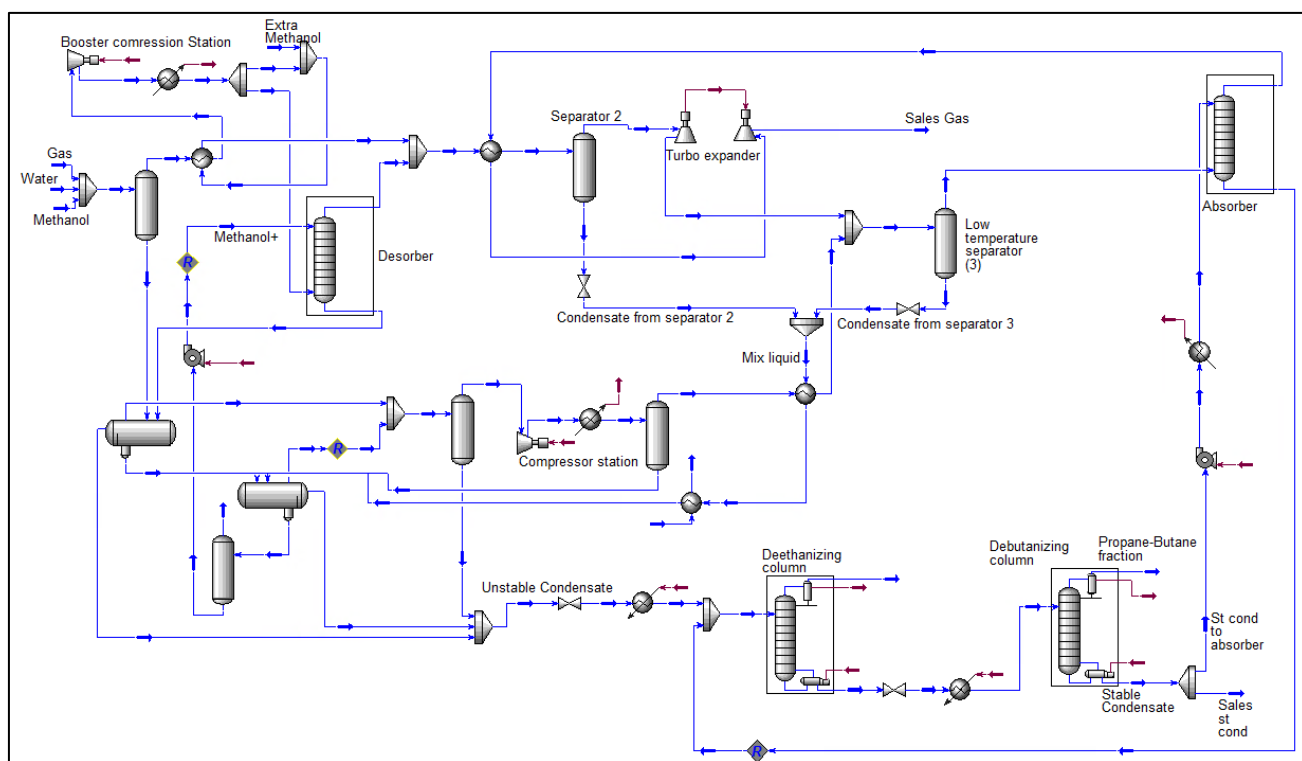


Рисунок 4.7 – Моделирующая схема технологии низкотемпературной сепарации, совмещенная с технологией низкотемпературной абсорбции

Особенностью данной схемы является то, что конденсат после стабилизации разделяется на два потока, один из которых направляется в абсорбер в качестве абсорбента, а второй – потребителю в качестве товарной продукции (рисунок 4.8).

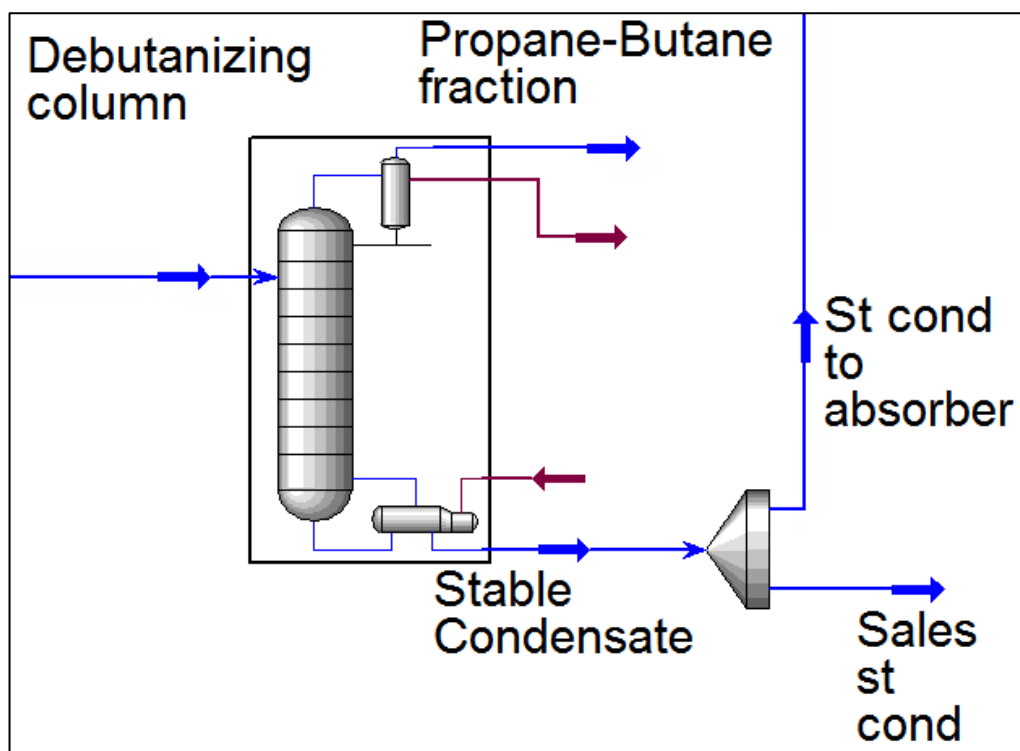


Рисунок 4.8 – Распределение стабильного конденсата

4.3 Оценка эффективности действующей и усовершенствованной установок подготовки газа

4.3.1 Сравнительный анализ действующей и предлагаемой установок

В результате моделирования установок подготовки газа были получены четыре схемы: действующая установка подготовки газа технологией НТС, установка подготовки газа технологией НТС, дополненная технологией НТА и по одному аналогу этих схем с добавлением попутного нефтяного газа КНГКМ в состав сырьевого потока.

Для анализа эффективности схемы подготовки в работе рассматриваются характеристики трех потоков: товарный газ (поток *Sales gas*, рисунки 4.2 и 4.3), товарный стабильный конденсат (поток *Sales st Cond*, рисунки 4.2 и 4.3) и ШФЛУ (поток *Propane-Butane fraction*, рисунки 4.2 и 4.3). В таблицах 4.5, 4.6, 4.7 и 4.8 приведены характеристики данных потоков для четырех полученных схем.

Таблица 4.5 – Характеристика товарных продуктов установки подготовки газа МНГКМ технологией НТС

Компонент	Состав продукта, %мольн		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
CH ₄	90,63	-	4,02
C ₂ H ₆	2,97	-	2,89
C ₃ H ₈	1,76	0,005	14,73
i-C ₄ H ₁₀	0,363	0,619	12,74
n-C ₄ H ₁₀	0,369	2,00	20,64
i-C ₅ H ₁₂	0,07	4,7	11,94
n-C ₅ H ₁₂	0,042	5,43	11,45
C ₆ H ₁₄	0,008	18,62	10,96
C ₇ H ₁₆	0,001	67,41	1,78
N ₂	3,05	-	0,03
CO ₂	0,711	-	0,206
Вода	0,0001	-	0,397
Метанол	0,023	1,22	8,2
ДНП, кПа		36,17	659,2
Точка росы по УВ, °С	-29,26		
Объемный расход, м ³ /ч	66401,63		
Количественный расход вещества, кмоль/ч	2808,38	22,16	49,83
Объемный расход исходного сырья, м ³ /ч	68460,54		
Массовый расход исходного сырья, кг/ч	57007,59		
Массовый расход, кг/ч	50276,29	2056,62	2906,08
Массовая доля, %	88,19	3,61	5,10

Таблица 4.6 – Характеристика товарных продуктов установки подготовки газа МНГКМ и КНГКМ технологией НТС

Компонент	Состав продукта, %мольн		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
CH ₄	88,11	-	0,405
C ₂ H ₆	3,97	-	2,43
C ₃ H ₈	3,00	0,001	19,79
i-C ₄ H ₁₀	0,615	0,331	18,74
n-C ₄ H ₁₀	0,551	2,00	29,80
i-C ₅ H ₁₂	0,069	7,27	11,54
n-C ₅ H ₁₂	0,037	8,37	10,10
C ₆ H ₁₄	0,004	31,94	3,03
C ₇ H ₁₆	-	49,25	0,004
N ₂	2,84	-	-
CO ₂	0,782	-	0,082
Вода	0,001	-	0,034

Продолжение таблицы 4.6

Метанол	0,020	0,829	4,06
ДНП, кПа		43,25	547,5
Точка росы по УВ, °С	-26,96		
Объемный расход, м ³ /ч	129476,34		
Количественный расход вещества, кмоль/ч	5477,38	35,03	164,02
Объемный расход исходного сырья, м ³ /ч	120657,14		
Массовый расход исходного сырья, кг/ч	203906,50		
Массовый расход, кг/ч	101624,82	3145,25	9397,02
Массовая доля, %	84,23	2,61	7,79

Таблица 4.7 – Характеристика товарных продуктов установки подготовки газа МНГКМ технологией НТС, совмещенной с технологией НТА

Компонент	Состав продукта, %мольн		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
СН ₄	91,63	-	4,14
С ₂ Н ₆	2,85	-	3,00
С ₃ Н ₈	1,42	0,004	14,28
i-С ₄ Н ₁₀	0,173	0,537	13,33
n-С ₄ Н ₁₀	0,104	2,00	23,93
i-С ₅ Н ₁₂	0,013	4,25	11,94
n-С ₅ Н ₁₂	0,009	4,56	10,67
С ₆ Н ₁₄	0,007	15,38	10,42
С ₇ Н ₁₆	0,008	72,75	3,80
N ₂	3,08	-	0,024
СО ₂	0,705	-	0,178
Вода	0,0001	-	0,017
Метанол	0,001	0,525	4,27
ДНП, кПа		32,76	658,5
Точка росы по УВ, °С	-31,77		
Объемный расход, м ³ /ч	65237,1		
Количественный расход вещества, кмоль/ч	2759,2	17,9	65,6
Объемный расход исходного сырья, м ³ /ч	68460,54		
Массовый расход исходного сырья, кг/ч	57007,6		
Массовый расход, кг/ч	48429,6	1691,5	3937,5
Массовая доля, %	84,95	2,97	6,91

Таблица 4.8 – Характеристика товарных продуктов установки подготовки газа МНГКМ и КНГКМ технологией НТС, совмещенной с технологией НТА

Компонент	Состав продукта, %мольн		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
CH ₄	89,62	0	0
C ₂ H ₆	3,85	0	2,41
C ₃ H ₈	2,36	0,001	28,81
i-C ₄ H ₁₀	0,269	0,395	20,65
n-C ₄ H ₁₀	0,140	2,00	27,49
i-C ₅ H ₁₂	0,017	5,48	8,40
n-C ₅ H ₁₂	0,014	5,99	7,04
C ₆ H ₁₄	0,017	29,97	2,34
C ₇ H ₁₆	0,008	55,57	0,003
N ₂	2,91	0	0
CO ₂	0,801	0	0,001
Вода	0,0008	0	0,001
Метанол	0,001	0,593	2,85
ДНП, кПа		38,36	623
Точка росы по УВ, °С	-29,98		
Объемный расход, м ³ /ч	126480,1		
Количественный расход вещества, кмоль/ч	5349,3	30,4	269,8
Объемный расход исходного сырья, м ³ /ч	203906,50		
Массовый расход исходного сырья, кг/ч	120657,1		
Массовый расход, кг/ч	96412,5	2772,6	14966,7
Массовая доля, %	79,91	2,30	12,40

Результаты моделирования показывают, что при вводе в систему подготовки попутного нефтяного газа Казанского НГКМ содержание метана в составе товарного газа уменьшается, а содержание углеводородов C₃₊ – увеличивается, поскольку ПНГ содержит большее количество тяжелых углеводородов в сравнении с природным газом Мыльджинского НГКМ. По этой же причине увеличивается массовая доля ШФЛУ относительно общей массы исходного сырья и уменьшается массовая доля товарного газа (88,19% при подготовке газа МНГКМ и 84,23% при подготовке газов МНГКМ и КНГКМ, таблицы 4.5 и 4.6).

Введение в схему подготовки газа стадии низкотемпературной абсорбции позволяет добиться большего содержания метана в составе товарного газа, а также большей степени извлечения тяжёлых углеводородов в сравнении с технологией низкотемпературной сепарации (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Влияние технологии подготовки и состава исходного сырья на степень извлечения компонентов в нестабильный конденсат

Компонент	Степень извлечения компонентов газа, %, при использовании технологий			
	Газ МНГKM		Газ МНГKM и КНГKM	
	НТС	НТС + НТА	НТС	НТС + НТА
CH ₄	-	-	-	-
C ₂ H ₆	-	0,237	-	0,872
C ₃ H ₈	9,54	27,22	19,03	36,37
i-C ₄ H ₁₀	34,84	68,87	47,44	77,04
n-C ₄ H ₁₀	47,36	85,09	60,10	89,83
i-C ₅ H ₁₂	76,58	95,78	83,62	95,90
n-C ₅ H ₁₂	84,36	96,51	89,68	96,25
C ₆ H ₁₄	97,58	97,82	98,48	93,87
C ₇ H ₁₆	99,75	98,52	99,85	97,39
N ₂	-	-	-	-
CO ₂	-	-	-	-
Вода	100	100	99,97	99,97
Метанол	97,65	99,89	97,94	99,86
Температура и давление в НТ сепараторе, °С, МПа	-29,3 °С 3,5 МПа	-29,3 °С 3,5 МПа	-23,1 °С 3,5 МПа	-25,9 °С 3,5 МПа
Температура и давление в НТ абсорбере, °С, МПа	-	-34,6 °С 2,5 МПа	-	-30,3 °С 2,5 МПа

Полученные данные указывают на то, что при подготовке газа Мыльджинского НГKM извлечь этан из газа удастся только при использовании технологии НТА. Что касается прочих компонентов газового потока, то вариант технологии НТС, совмещенной с технологией НТА, показывает более высокую степень извлечения воды, метанола и тяжелых углеводородов (C₃ – C₅).

Извлечение гептана более эффективно при использовании технологии НТС, однако его содержание в составе сырого газа составляет менее 1% от общего состава газа (таблица 4.5), поэтому преимущество технологии НТС в степени извлечения этого компонента незначительно.

Каждая схема обеспечивает качественную стабилизацию конденсата. Однако наименьшее значение ДНП достигается при подготовке газа Мыльджинского НГКМ по совмещенным технологиям НТС и НТА (32,8 кПа). Наибольшая доля товарного стабильного конденсата получена при подготовке газа Мыльджинского НГКМ технологией НТС.

Из таблиц 4.5, 4.6, 4.7 и 4.8 следует, что при любом способе подготовке газа или смеси газов двух месторождений выходящая при стабилизации конденсата ШФЛУ будет соответствовать требованиям к технической смеси пропана и бутана (СПБТ). Требования к СПБТ указаны в межгосударственном стандарте ГОСТ 20448-90 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления» (таблица 4.10) [22].

Таблица 4.10 – Нормы для смеси пропана и бутана технических

Наименование показателя	Значение нормы
1. Массовая доля бутанов и бутиленов, %: не менее не более	не нормируется 60
2. Объемная доля жидкого остатка при 20°C, %, не более	1,6
3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре плюс 45°C, не более	1,6

Таким образом, при подготовке газа товарной продукцией УКПГ является осушенный газ, стабильный конденсат и СПБТ.

4.3.2 Подбор оптимальных параметров абсорбера

Эффективность низкотемпературной абсорбции зависит от нескольких факторов: термобарических условий, количества тарелок низкотемпературного абсорбера, свойств и количества осушаемого газа и абсорбента.

В абсорберах тарельчатого типа количество и размеры тарелок являются важными показателями. При большем диаметре тарелок обеспечивается большая площадь контакта абсорбента с осушаемым потоком газа. Количество же тарелок подбирается таким образом, чтобы целевые

компоненты в составе газа были максимально полно извлечены, то есть поглощены абсорбентом. При малом количестве тарелок время контакта газа и абсорбента будет недостаточно для полной абсорбции, и в составе газа останутся нежелательные компоненты. Стоит также учитывать, что увеличение числа тарелок влечет за собой необходимость проектировать абсорбер с большей высотой. Это вызывает дополнительные капитальные затраты и эксплуатационные затраты.

Ниже представлены зависимости степени извлечения компонентов газового потока от количества тарелок абсорбера. Для исследования был взят диапазон от 6 до 14 тарелок. Больше количество могло бы понизить экономическую эффективность технологического предложения.

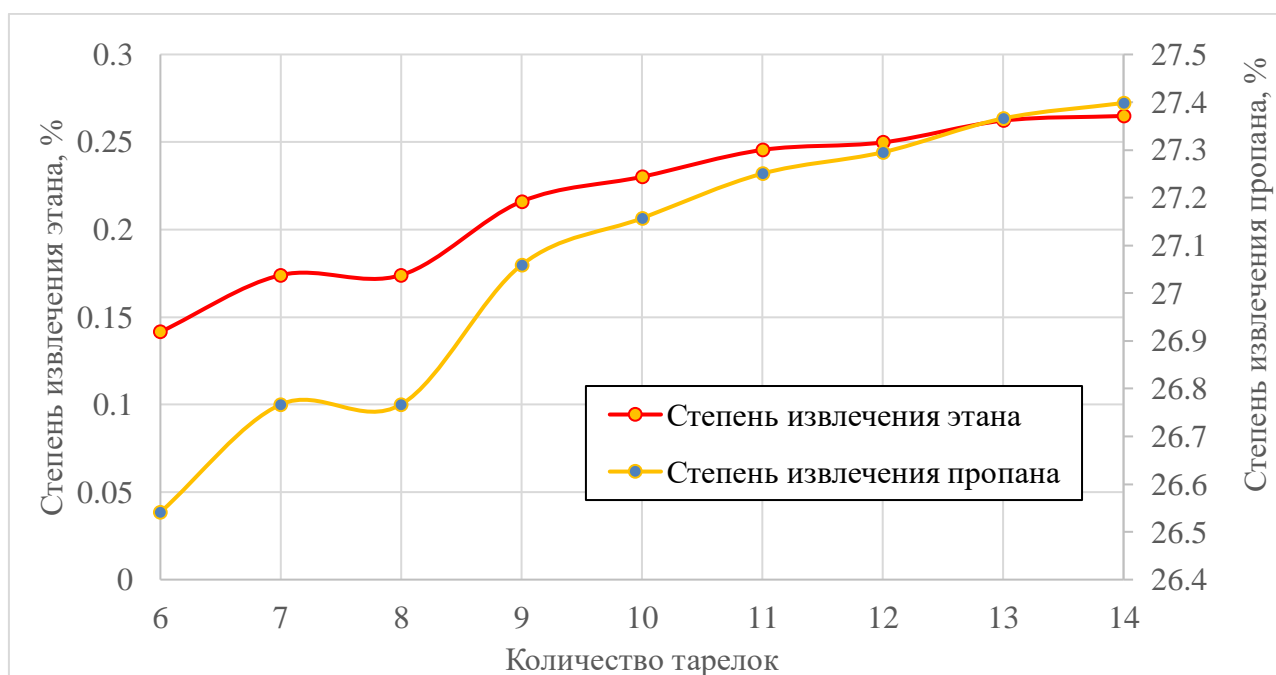


Рисунок 4.9 – Зависимость степени извлечения этана и пропана от количества тарелок абсорбера

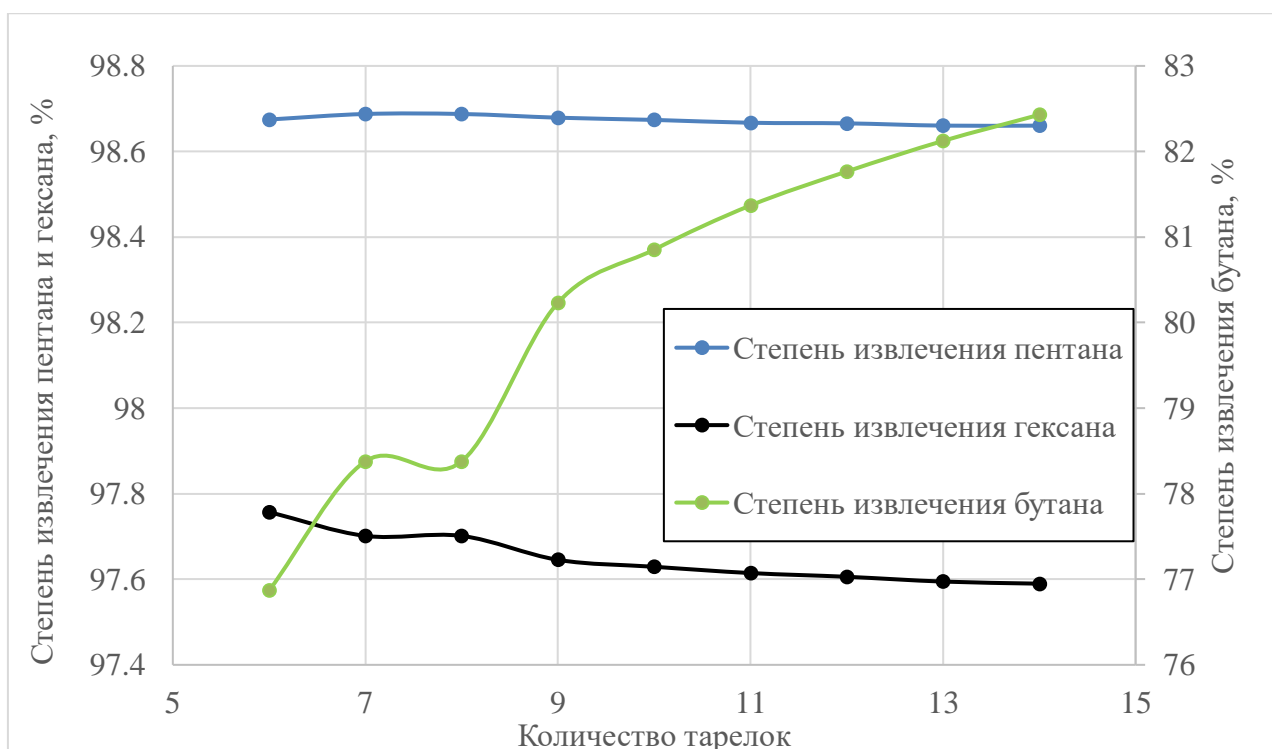


Рисунок 4.10 – Зависимость степени извлечения бутана, пентана и гексана от количества тарелок абсорбера

Из рисунков 4.9 и 4.10 следует, что увеличение количества тарелок положительно влияет на степень извлечения компонентов C_3-C_4 , однако практически не воздействует на извлечение этана. Извлечение гексана и пентана незначительно понижается с увеличением числа тарелок (примерно 98,65% для пентана и 97,6% для гексана). Причем при увеличении количества тарелок до четырнадцати заметно замедление роста извлечения этана и пропана. Следовательно, дальнейшее увеличение количества тарелок приведет к потере не только экономической, но и практической эффективности.

Диапазон изменения давления в абсорбере также ограничен эксплуатационными особенностями рассматриваемой системы подготовки. При прохождении газовым потоком детандера значительно падает его давление (до 3,5 МПа). Отсюда следует, что исследование влияния давления на степень извлечения компонентов возможно только при меньших значениях. В то же время, при чрезмерно низких давлениях газовый поток на выходе из абсорбера, направляясь в компрессор, не сможет достигнуть

достаточного значения давления для транспортировки по магистральному газопроводу. Поэтому для исследования был выбран диапазон давлений от 2 до 2,9 МПа (рисунки 4.11 и 4.12).

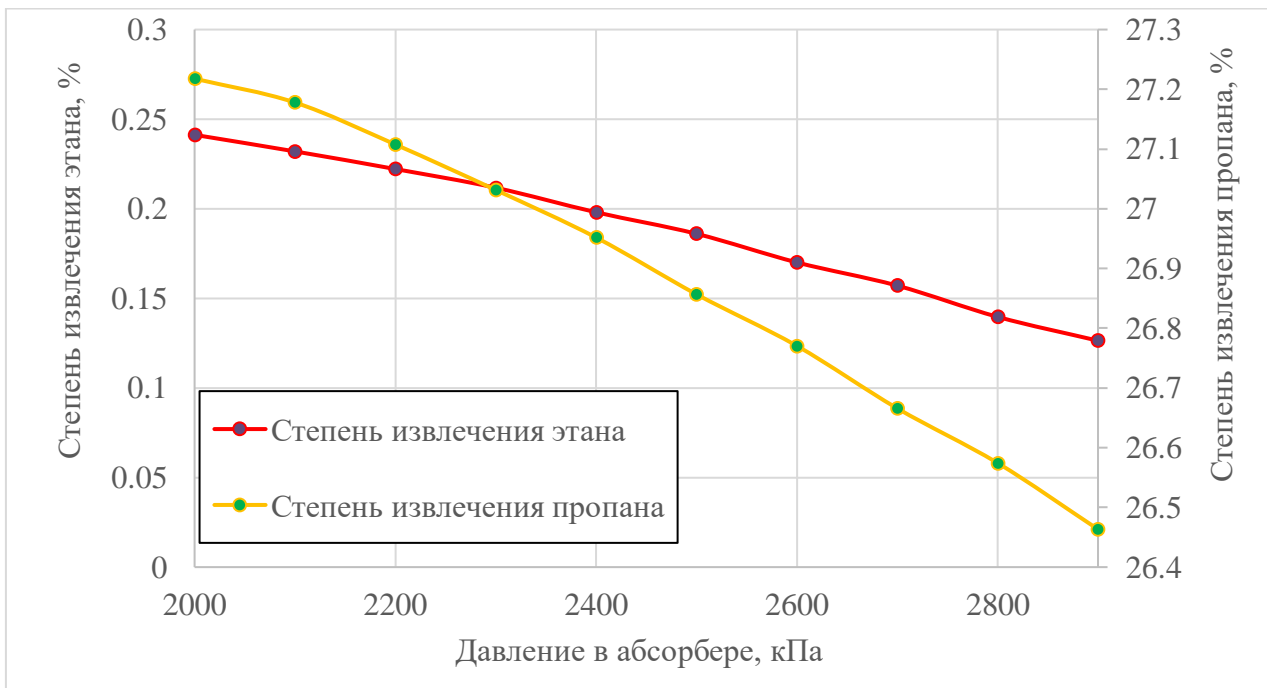


Рисунок 4.11 – Зависимость степени извлечения этана и пропана от давления в абсорбере

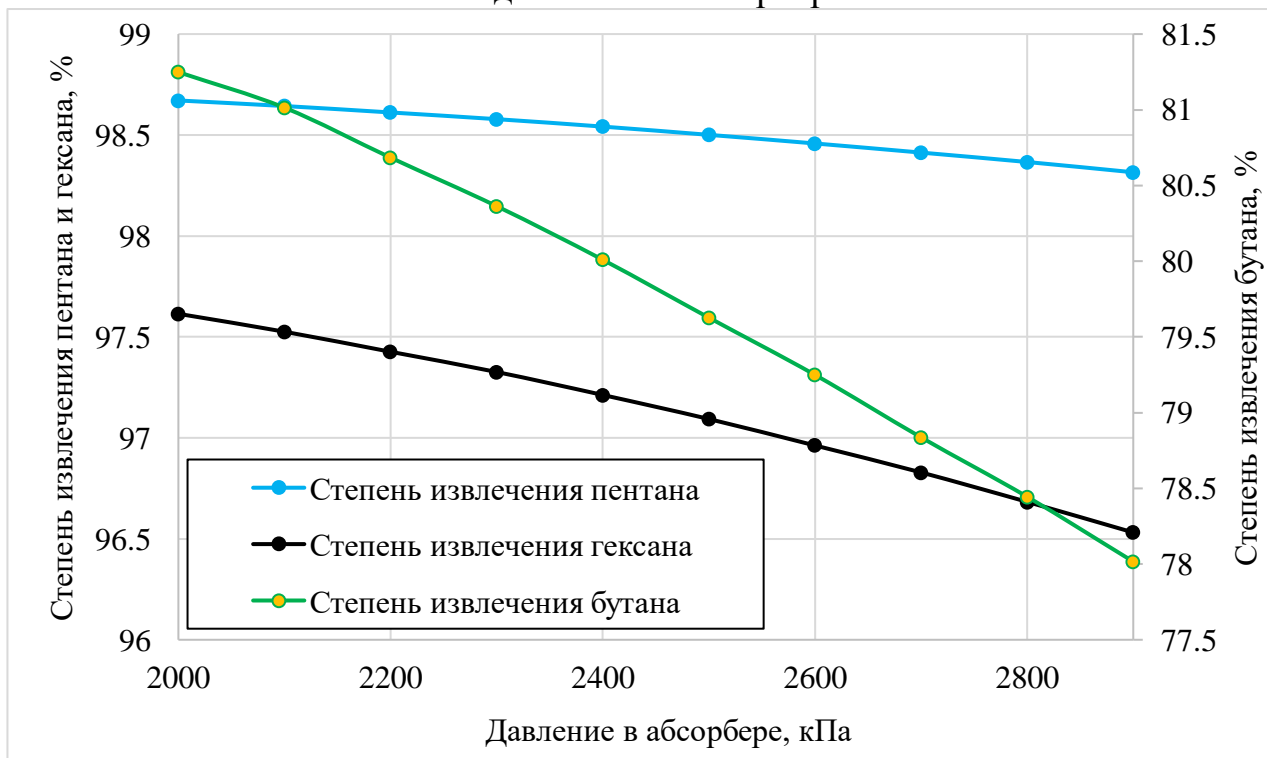


Рисунок 4.12 – Зависимость степени извлечения бутана, пентана и гексана от давления в абсорбере

Результаты графиков показывают, что влияние давления на степень извлечения этана, пропана, пентана и гексана слишком мало, чтобы судить о практической эффективности. Во этих случаях разница между наибольшими и наименьшими значениями составляет менее одного процента. В случае извлечения бутана разница равна нескольким процентам (от 78% до 81%). Для каждого компонента наблюдается следующая зависимость: с увеличением давления в абсорбере эффективность извлечения компонентов падает.

Увеличение давления в абсорбере влечет рост значения температуры точки росы по углеводородам для товарного газа. При высоких давлениях падает степень извлечения углеводородов C_{3+} , что приводит к большему содержанию этих компонентов в составе товарного газа и, как следствие, увеличению температуры точки росы.

На рисунке 4.13 представлено влияние давления в абсорбере на выход стабильного конденсата и СПБТ.

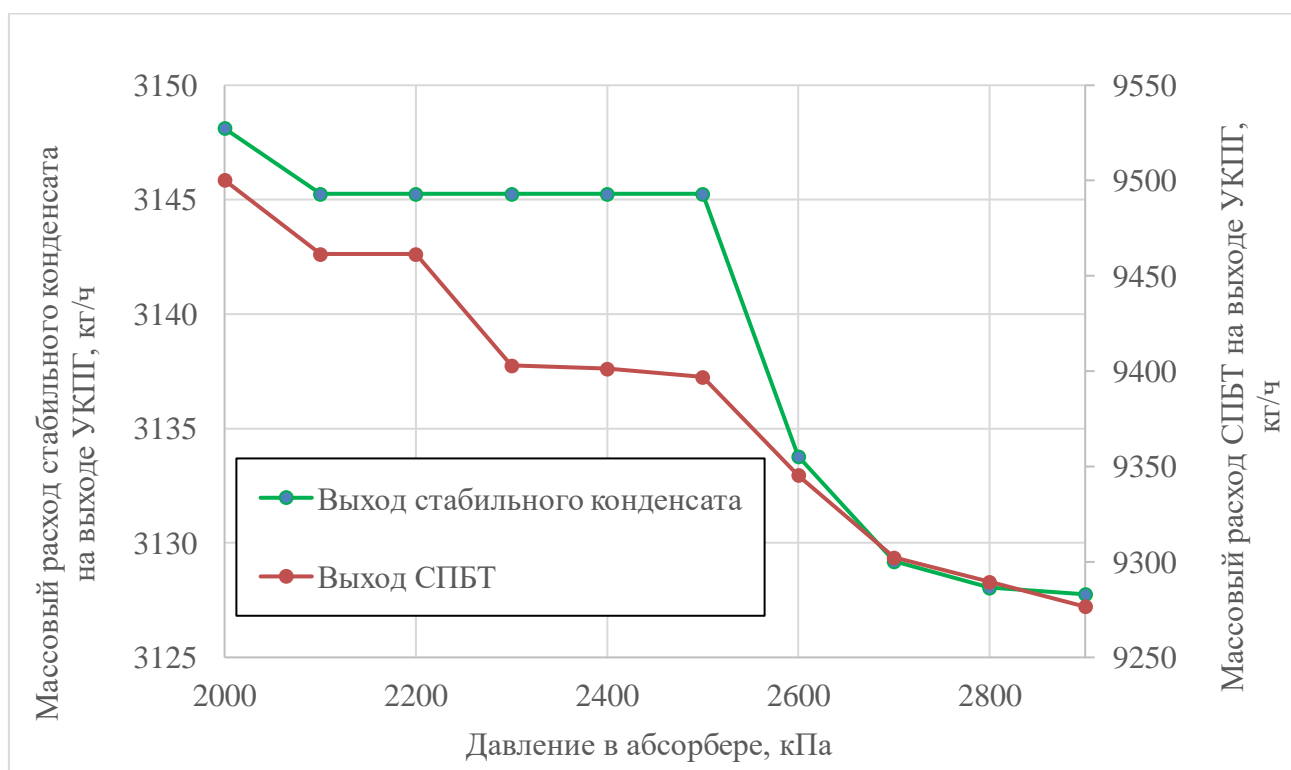


Рисунок 4.13 – Зависимость выхода стабильного конденсата и СПБТ от давления в абсорбере

При высоких давлениях степень извлечения углеводородов C_{3+} понижается, поэтому они не поглощаются абсорбентом и не переходят в состав конденсата, а, следовательно, и СПБТ. Не улавливаясь абсорбентом, тяжелые углеводороды остаются в составе газового потока, тем самым снижая температуру точки росы по углеводородам.

Таким образом, более низкие значения давления приводят к более качественным показателям товарных продуктов. Однако эксплуатационные особенности системы подготовки не позволяют далее уменьшать давление, поэтому можно принять давление, равное 2 МПа оптимальным. При данном значении достигаются наименьшие показатели температуры точки росы по углеводородам (минус 35,41 °С), наибольший выход товарной продукции (стабильного конденсата и СПБТ). В исследовании показано, что давление в абсорбере практически не влияет на степень извлечения углеводородов из газового потока.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В разделе приведен расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения. В действующую схему промышленной подготовки газа планируется ввод ступени низкотемпературной абсорбции. Экономическая эффективность технологии будет достигаться увеличением выхода ценного продукта – СПБТ (смеси пропана и бутана технических).

Действующая УКПГ предназначена для получения трёх типов продукции: осушенный газ, стабильный конденсат и СПБТ [37]. В холодный период года УКПГ подготавливает сырьё только одного месторождения. В тёплое время года на УКПГ поступает также газоконденсатная смесь близлежащего месторождения. Выход продукции, действующей УКПГ и УКПГ с внедрённой предлагаемой технологией приведен в таблице 5.1 и 5.2 соответственно.

Таблица 5.1 – Производительность действующей УКПГ

Период эксплуатации УКПГ	Выход продукции УКПГ		
	Товарный газ, млн м ³ /год	Стабильный конденсат, т/год	СПБТ, т/год
Тёплое время года	466,11	11 322,89	33 829,27
Холодное время года	334,66	10 365,37	14 646,63

Таблица 5.2 – Производительность усовершенствованной УКПГ

Период эксплуатации УКПГ	Выход продукции УКПГ		
	Товарный газ, млн м ³ /год	Стабильный конденсат, т/год	СПБТ, т/год
Тёплое время года	455,33	9 981,51	53 880,22
Холодное время года	328,79	8 524,98	19 845,08

5.1 Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2022-2024 гг. (Приложение А – Исходные условия для формирования вариантов развития экономики) [37]. Цена СПБТ и стабильного конденсата берётся как средняя по рынку.

Таблица 5.3 – Цена продукции УКПГ

	2022	2023	2024	2025
Цена на газ (среднеконтрактная), долл./тыс.м ³	195,3	178,1	166,1	166,1
Цена на стабильный конденсат, руб./т.	23000	23000	23000	23000
Цена на СПБТ, руб./т	21500	21500	21500	21500
Курс доллара (среднегодовой), рублей за доллар США	72,1	72,7	73,6	73,6
Цена на газ (среднеконтрактная), руб./тыс.м ³	14085,7	12950,6	12218,2	12218,2

Выручка от реализации продукции УКПГ представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Выручка от реализации продукции действующей УКПГ

	2022	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	11 279,41	10 370,43	9 783,98	9 783,98
Стабильный конденсат, млн руб.	498,83	498,83	498,83	498,83
СПБТ, млн руб.	1 042,23	1 042,23	1 042,23	1 042,23
Сумма, млрд руб.	12 820,46	11 911,5	11 325,04	11 325,04

Таблица 5.5 – Выручка от реализации продукции усовершенствованной УКПГ

	2022	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	11 044,88	10 154,81	9 580,55	9 580,55
Стабильный конденсат, млн руб.	425,65	425,65	425,65	425,65
СПБТ, млн руб.	1 585,09	1 585,09	1 585,09	1 585,09
Сумма, млрд руб.	13 055,62	12 165,55	11 591,29	11 591,29

5.2 Капитальные вложения

Для реализации технологического предложения необходимо внедрить в систему подготовки следующие аппараты: абсорбционная колонна, насос, теплообменник. Также для сообщения между аппаратами следует проложить технологические трубопроводы. Все внедрения планируется произвести одновременно в 2022 году. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ).

Таблица 5.6 – Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, руб.
Абсорбционная колонна	190 000 000
Насос	90 000
Теплообменник	115 250
Промысловый трубопровод	3 234 000
Прочие КВ	19 343 925
Природоохранные мероприятия	9 671 962

5.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} * 100\% \quad (5.1)$$

где N_A – норма амортизации, %

$T_{\text{исп}}$ – срок полезного использования, лет

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [38]. Результаты представлены в таблице 7.

Таблица 5.7 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %
Трубопровод местный для газа	7	14,3
Насосы и компрессоры прочие	5	20,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Установки для обработки материалов с использованием процессов, включающих изменение температуры, не включенные в другие группировки	5	20,0
Установка по очистке газа	15	6,7

Суммарные амортизационные отчисления составят 14,62 млн руб./год.

5.4 Эксплуатационные затраты

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается затратами на смазочные операции и обеспечение аппаратов электроэнергией.

Для абсорбера принимается норма расхода смазочного масла, равная 300 г/маш-ч. Тогда за смену использование масла составит 3,6 кг/маш-см. Цена одного килограмма масла принимается 500 руб. Следовательно общие годовые затраты на масло будут равны:

$$Q_M = q_M \cdot n_{см} \cdot Z = 1,314 \text{ млн руб.} \quad (5.2)$$

где q_M – использование масла за смену;

$n_{см}$ – количество смен в году;

Z – цена одного килограмма масла, руб.

Тариф на электроэнергию для рассматриваемого региона принимается равным 3,42 руб/(кВт·ч) или 3 420 руб/(МВт·ч). Внедряемый в систему подготовки абсорбер потребляет 3,3 МВт/ч. Следовательно получаем годовые затраты на электроэнергию – 97,511 млн руб.

Ремонт оборудования является частью процесса эксплуатации. Для абсорбера период между проведением капитального ремонта принимается равным двум годам. С учётом процента отчислений от балансовой стоимости ОФ (0,5 %) и расходов на текущий ремонт абсорбера (980 тыс. руб.) затраты на капитальный ремонт аппарата составят:

$$Q_M = \left(\frac{P_{\%}}{100} \cdot C_{абс} + C_{тек} \right) / 2 = 965 \text{ тыс. руб./г} \quad (5.3)$$

Таким образом, общие годовые затраты на эксплуатацию внедряемого оборудования составят 114,4 млн руб.

5.5 Налоговые отчисления

Одним из пунктов налоговых отчислений является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Согласно уточнённому отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2021 [39], для Томской области средний НДПИ равен 1098,3 руб./1000 м³ добытого газа.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5% от выручки за текущий временной период.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

5.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе двух параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД).

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15%. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (5.4)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб.,

r – ставка дисконтирования, %,

m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДС), налога на прибыль (20% от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

С учетом капитальных вложений, равных 193,4 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 166,1 млн. руб. На конец четвертого года эксплуатации внедренного оборудования он достигнет положительного значения (88,3 млн руб.). Таким образом, проект является окупаемым.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} = 3,05 \text{ лет} \quad (5.5)$$

где I – объем вложенных в производство инвестиций, руб.

NPV_i – чистый дисконтированный доход за i-й год, руб.

n – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД равна 51,5%, что превышает принятую ставку дисконтирования более чем в три раза. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект.

Для исследования устойчивости проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 1 и 2 представлены результаты изменений.

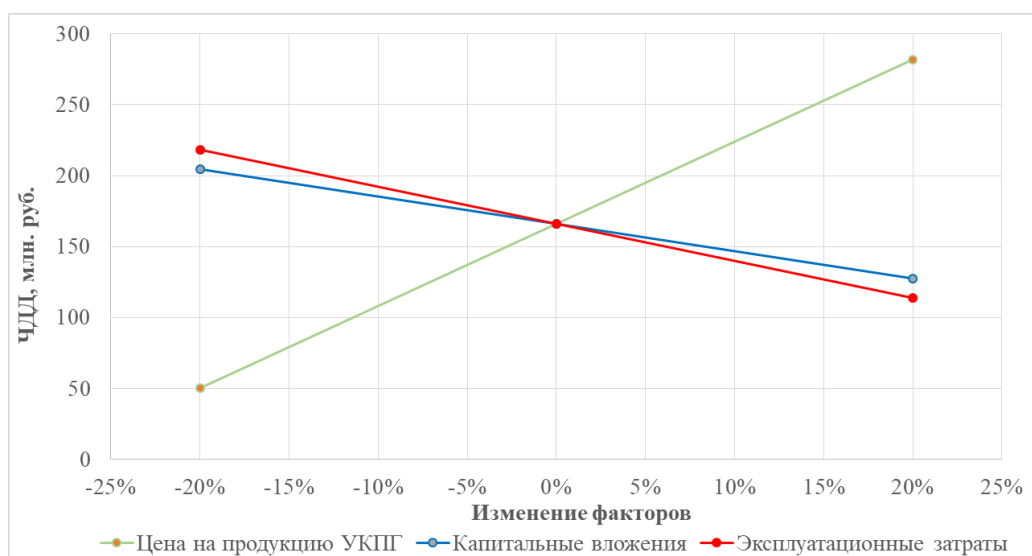


Рисунок 5.1 - Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

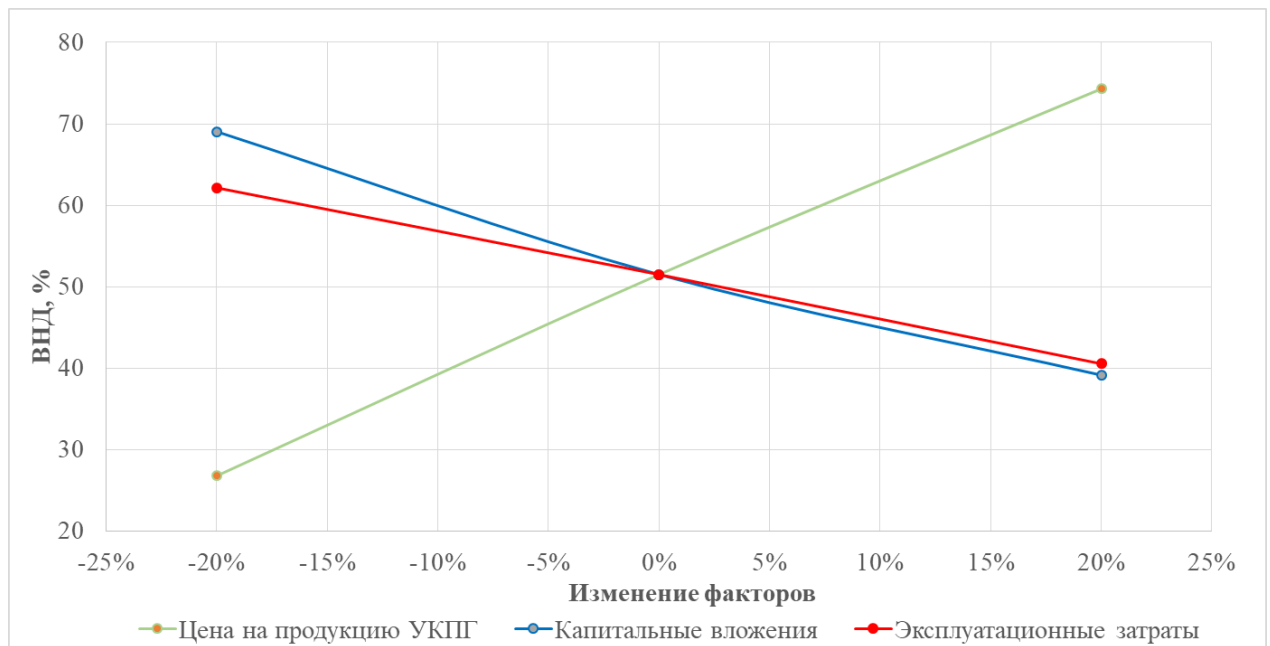


Рисунок 5.2 – Зависимость ВНД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Заключение по разделу

Согласно проведенным расчетам можно резюмировать следующее:

1. Наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывает цена на продукцию УКПГ: товарный газ, стабильный конденсат и СПБТ
2. Широкая амплитуда значений ЧДД и ВНД объясняется большим показателем добычи исходного сырья – сырого газа.
3. Технологическое решение является рентабельным, поскольку при любом из рассматриваемых сценариев значение ВНД не опускалось ниже принятых 15%. Минимальное значение было получено при уменьшении цены продукции и составило 26,8%.
4. Высокое значение ВНД при текущих условиях (51,5%) характеризует проект как надежный для вложений.
5. Показатель ЧДД достигает нуля в начале четвертого года внедрения технологии: общий срок окупаемости составил 3,05 года.

На основании вышеизложенных пунктов можно заключить, что проект является экономически выгодным.

6 Социальная ответственность

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на западе Томской области в 470 километрах к северо-западу от областного центра. Работа на данном месторождении ведётся предприятием ОАО «Томскгазпром», являющейся дочерней компанией ОАО «Востокгазпром». Изначально на установке комплексной подготовки газа использовался вариант комбинирования процесса низкотемпературной сепарации с дроссель-эффектом. Однако позже использование турбодетандерных агрегатов показало лучшие экономические и качественные результаты в сравнении с процессом дросселирования. На данный момент эксплуатируются три агрегата, два из которых введены в модули подготовки газа в 2015 году, а третий – в 2017 году. Целью работы является повышение эффективности системы подготовки газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении введением в неё технологии низкотемпературной абсорбции.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нижеизложенные требования по охране труда и безопасности на предприятии распространяются на установки комплексной подготовки газа методом низкотемпературной сепарации на газоконденсатных месторождениях в условиях вахтового метода.

При организации вахтового метода работодатель обязан предоставить работникам возможность проживания в вахтовых посёлках, где должны быть расположены все необходимые для обеспечения жизнедеятельности сооружения. Длительность вахты не должна превышать одного месяца за исключением особых случаев, когда работодатель может установить срок вахты до трёх месяцев. Учёт периода нахождения работника на вахте включает в себя рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Вместо суточных

работники получают надбавку за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате и предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

К обслуживанию установки подготовки газа допускаются физически пригодные лица, достигшие 18-летнего возраста. Перед началом обслуживания установки рабочим необходимо ознакомиться с инструктажом по технике безопасности и пожарной безопасности, а также по приемам оказания доврачебной помощи. После сдачи экзамена по проведённому инструктажу работник может вести самостоятельную работу [40].

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [41].

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

6.2 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы, которым могут подвергнуться работники газовой сферы, представлены в таблице 2.1.

Таблица 6.1 – Возможные вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015) [42]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей	+	+	1. а) Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ[43]; 2. а) Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [44]; б) Защита от шума регламентируется СП 51.13330.2011 [45];
2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	+	+	3. Контроль за температурой касаемых поверхностей приведен в ГОСТ Р 51337-99[46] 4. Требования к электробезопасности приведены в ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [47] и ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [48]
3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека		+	5. а) Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [49] б) Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013[50]
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	+	+	6. Требования к безопасной компоновке рабочего места устанавливаются ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [51]
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха		+	
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения	+	+	

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению.

1) Воздействие токсического вещества на организм человека

Природный углеводородный газ и конденсат газовый согласно классификации ГОСТ 12.1.007–76 относятся к вредным веществам 4–го класса опасности. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора [49].

Перед началом работы отборщики проб должны привести в порядок свою спецодежду.

Отборщики проб при работе должны соблюдать меры безопасности:

- приступать к работе в соответствующей спецодежде и обуви без железных гвоздей и подков
- при отборе проб находиться с наветренной стороны с тем, чтобы пары продуктов ветром относило в сторону;
- во время отбора проб во избежание отравления выделяющимися парами и газами запрещается заглядывать в замерный люк или низко наклоняться к его горловине;
- при отборе проб необходимо пользоваться фильтрующими противогазами с коробками соответствующих марок.

К средствам индивидуальной защиты при взятии проб относятся: спецобувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки.

2) Превышение уровней шума

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессора на ДКС, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Шум и инфразвук имеют постоянный характер и по спектру являются широкополосными.

Для данной рабочей зоны уровень звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц не должен превышать допустимых значений приведенных в таблице 2.2.

Таблица 6.2 – Уровни звукового давления для данной рабочей зоны

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места в цеховых помещениях, лабораториях	93	79	70	63	58	55	52	50	49

Измерение шума производится при помощи шумомеров. Коллективные способы защиты:

- Разработка шумобезопасной техники;
- Средства, снижающие шум в источнике возникновения;
- Средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

К средствам индивидуальной защиты относятся противошумные вкладыши, шлем и наушники [52].

3) Превышенный уровень вибрации

Источник возникновения фактора – обслуживание промышленного оборудования в цехе подготовки газа. По своей природе данный фактор является физическим. Под вибрацией понимают возвратно–поступательное движение твердого тела.

Средства коллективной защиты: вынесение шумящих агрегатов и устройств от мест работы; уменьшение уровня вибрации в источнике возникновения.

Средства индивидуальной защиты: беруши, наушники, виброгасящие рукавицы.

4) Загазованность

Источником возникновения загазованности рабочей среды является нарушение герметичности оборудования, а также регулярное взятие проб природного газа и газового конденсата.

Для природного газа нижний концентрационный предел составляет 4,4% объемной концентрации в воздухе.

Для технологического помещения модуля определены величины устанавливаемого предела: минимальная – 0 от значения НКПР; максимальная – 50% от значения НКПР.

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению.

1) Взрывоопасность и пожароопасность

При проведении технологического процесса на УКПГ производится осушка природного газа. Компоненты, входящие в состав природного газа, могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров на УКПГ предусмотрена герметизация технологического оборудования, поддержание состава и параметров среды вне области их воспламенения, а также сигнализация параметров технологического режима.

При достижении содержания горючих газов в помещении 15 % нижнего концентрационного предела распространения (НКПР) автоматически включаются аварийные вентиляторы. При загазованности помещений до 15 % предусматриваются звуковая и световая сигнализации. При загазованности помещений свыше 20% предусматривается остановка технологического процесса.

В целях снижения пожарной опасности на УКПГ предусмотрены следующие мероприятия:

- частичное размещение технологических объектов на открытых

площадках;

- для контроля за наличием углеводородов в окружающем воздухе в технологических помещениях и на открытых площадках установлены анализаторы до взрывных концентраций с выдачей светового и звукового сигналов;

- технологическое оборудование, фланцевые соединения, клапанные сборки выполнены герметично.

Технологический модуль подготовки газа оснащен первичными средствами пожаротушения: пожарный ящик с песком, пенные огнетушители.

При проектировании любого опасного производственного объекта (ОПО) необходимо рассчитать количество горючего вещества при потенциальном разливе. Методика расчета описана в приложении к приказу МЧС России от 10 июля 2009 года №404 [54].

В работе рассмотрено нарушение целостности ректификационной колонны в цеху подготовки конденсата. Линейные размеры цеха – 20x45 м. Объем абсорбера – 20,4 м³. Принимаем, что нарушена целостность оборудования в двух точках: непосредственно в ректификационной колонне и на участке трубопровода от запорной арматуры до входа в цех (длина участка принимается 25 м, диаметр 159x6 мм). Для расчета количества поражающего вещества при аварии необходимо принять несколько допущений:

а) при нарушении оборудования всё его содержимое выходит наружу;

б) рассматриваются худшие сценарии развития аварии;

в) взрыв первичного облака – это горение метана, вторичного – пропана.

Примечание: под первичным облаком понимается облако газа, выделившееся в окружающую среду сразу после аварии, вторичное облако – облако паров конденсата, испарившееся по истечении некоторого времени после аварии.

Масса опасного вещества в колонне рассчитывается по формулам:

а) для жидкости – конденсата

$$m_{\text{жк}} = V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (6.1)$$

б) для газа

$$m_{\text{гк}} = 0,01 \cdot P_{\text{изб}} \cdot V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{1000} \quad (6.2)$$

где V – объём оборудования – колонны (20,4 м³)

$\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г}}$ – плотности конденсата и газа соответственно (принимаются 850 кг/м³ и 0,94 кг/м³ соответственно)

$P_{\text{изб}}$ – избыточное давление в оборудовании (принимается 6 МПа)

B – обводненность продукции (принимается 12%)

Получаем $m_{\text{жк}} = 7,63 \text{ т}$ и $m_{\text{гк}} = 0,575 \text{ т}$ – количество опасного вещества в колонне.

Количество опасного вещества на участке трубопровода:

$$m_{\text{жт}} = l \cdot \frac{\pi d^2}{2} \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (6.3)$$

$$m_{\text{гт}} = m_{\text{жт}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{1000} \quad (6.4)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода (147 мм);

Γ – газосодержание.

Получаем $m_{\text{жт}} = 0,317 \text{ т}$ и $m_{\text{гт}} = 0,064 \text{ т}$.

При нарушении целостности колонны опасное вещество будет участвовать в трёх сценариях аварии: ранний взрыв, поздний взрыв и горение пролива конденсата. Время, за которое аварийный участок будет перекрыт, принимается равным 300 с (по методике к приказу МЧС №404).

Количество опасного вещества, участвующего в раннем взрыве (РВ), позднем взрыве (ПВ) и горении пролива (ГП), равно:

$$m_{\text{к(РВ)}} = m_{\text{гк}} + m_{\text{г отс}} \quad (6.5)$$

$$m_{\text{к(ПВ)}} = m_{\text{к(ГП)}} \quad (6.6)$$

$$m_{\text{к(ГП)}} = m_{\text{жк}} + m_{\text{жс отс}} \quad (6.7)$$

где $m_{г\text{ отс}}$ и $m_{ж\text{ отс}}$ – масса газа и конденсата, попавшее в окружающую среду за время отсечения участка $T_{\text{отс}}$ (300 с).

$$m_{ж\text{ отс}} = \frac{Q}{24} \cdot \frac{T_{\text{отс}}}{3600} \quad (6.8)$$

$$m_{г\text{ отс}} = m_{ж\text{ отс}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{г}}{1000} \quad (6.9)$$

где Q – газоконденсатной смеси (принимается 71 т/сут)

Получаем $m_{ж\text{ отс}} = 0,247\text{ т}$ и $m_{г\text{ отс}} = 0,05\text{ т}$.

Далее рассматривается количество вещества, поступившее при аварии в окружающую среду из трубопровода:

$$m_{т(рв)} = m_{гт} + m_{г\text{ отс}} \quad (6.10)$$

$$m_{т(пв)} = m_{т(гп)} \quad (6.11)$$

$$m_{т(гп)} = m_{жт} + m_{ж\text{ отс}} \quad (6.12)$$

Масса поражающего вещества при позднем взрыве (ПВ) рассчитывается по формулам:

а) для колонны

$$m'_{к(пв)} = S_{ц} \cdot \text{ДНП} \cdot \sqrt{M} \cdot T_{\text{исп}} \quad (6.13)$$

б) для трубопровода

$$m'_{т(пв)} = S_{пр} \cdot \text{ДНП} \cdot \sqrt{M} \cdot T_{\text{исп}} \quad (6.14)$$

где $S_{ц}$ – площадь разлива вещества при нарушении целостности абсорбера, равная площади цеха;

ДНП – давление насыщенных паров конденсата (66,7 кПа)

M – молекулярная масса паров конденсата (принимается молекулярная масса пропана – 0,044 кг/моль)

$T_{\text{исп}}$ – время испарения разлившегося вещества (по методике принимается равным 3600 с).

Получаем $m'_{к(пв)} = 1,15\text{ т}$ и $m'_{т(пв)} = 0,039\text{ т}$.

В случае горения пролива (ГП) всё вещество, участвующее в аварии, будет создавать поражающее воздействие на человека, оборудование, здания. При позднем и раннем взрывах количество вещества, участвующее в создании поражающих факторов, рассчитывается с учетом коэффициента участия

горючего вещества во взрыве (коэффициент Z), принимающего значения от нуля до единицы. При отсутствии производственных данных коэффициент может быть принят равным 0,1. Таким образом, в таблице 2.4 представлены результирующие показатели количества опасного вещества.

Таблица 6.4 – Количество опасного вещества, попавшее в окружающее пространство при аварии

Сценарий аварии	Количество опасного вещества, т	
	Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов (согласно методике, утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г.)
Блок ректификационной колонны		
Ранний взрыв	0,625	0,063
Поздний взрыв	7,876	0,115
Горение пролива	7,876	7,876
Блок трубопровода		
Ранний взрыв	0,114	0,0114
Поздний взрыв	0,564	0,0039
Горение пролива	0,564	0,564

2) Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности оборудования

При обслуживании оборудования некоторые части могут иметь острые кромки, заусенцы и шероховатости, откуда возникает риск получения травм.

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов. В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих.

Коллективные средства защиты: оградительные, защитные устройства, знаки безопасности.

Средства защиты индивидуальные: каска защитная, перчатки, сапоги, спецодежда, очки защитные.

3) Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования

Для оценки нагревающего микроклимата в помещении (вне зависимости от периода года) используется интегральный показатель - тепловая нагрузка среды (ТНС-индекс).

Специфика микроклиматических условий, воздействующих на рабочего на УКПГ, определяется тем, что значительная часть оборудования размещена на открытой территории с сезонными значениями, характерными для П климатической зоны, где микроклимат часто носит характер нагревающего или охлаждающего (в зависимости от сезона года) [54].

При проведении работ постоянно приходится находиться в помещении с огромным количеством различного оборудования. Большая часть оборудования, которое регулярно необходимо обслуживать и контролировать правильность выполнения технологического процесса, работает при очень высоких и минимально низких температурах. Отсюда появляется вероятность получения ожога и отморожения при контакте с горячим или холодным оборудованием.

Конструкция производственного оборудования должна исключать опасность, вызываемую контактом горячих частей и разбрызгиванием горячих обрабатываемых и (или) используемых при эксплуатации материалов и веществ. Если конструкция не может полностью обеспечить исключение такой опасности, то эксплуатационная документация должна содержать требования об использовании средств защиты, не входящих в конструкцию (оградительные, защитные устройства, знаки безопасности).

Коллективные средства защиты:

- Оградительные устройства;
- Защитные устройства;
- Знаки безопасности.

Индивидуальные средства защиты:

- Спецодежда;

- Спецобувь;
- Защитная каска;
- Очки термостойкие;
- Термостойкие перчатки.

6.3 Экологическая безопасность

Селитебная зона

На территории месторождения нет селитебной зоны, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 данное месторождение относится к предприятию I класса (удаленность от населенных пунктов 1000 метров). Ближайшая селитебная зона располагается на расстоянии 50 км от месторождения – село Мыльджино, которое находится в Каргасокском районе Томской области. Добраться до поселка можно только при помощи вертолета. Из данного поселка производится доставка продуктов питания в вахтовый поселок для работников месторождения.

Атмосфера

В ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факел низкого давления. Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах. В случае неисполнения данных норм недропользователь облагается штрафами.

Гидросфера

При подготовке газа поступающая продукция в технологический модуль подготовки газа содержит в своем составе большое количество воды, которая в ходе подготовки газа отделяется. Извлеченную на поверхность пластовую воду повторно используют для закачки в пласт, поэтому для предотвращения загрязнения гидросферы данную воду необходимо как можно лучше отделить от газа, механических примесей, солей и закачать ее снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Вода, предназначенная для закачки в пласт, после очистки должна соответствовать требованиям качества ОСТ 39–225–88 [55]. Сброс пластовых вод без тщательной

их очистки в открытые водоемы и реки может привести к полному уничтожению флоры и фауны.

Литосфера

При промышленной подготовке газа возможна утечка жидкой продукции скважин – газового конденсата, что приводит не только к загрязнению почвы жидкими углеводородами (пентан и высшие гомологи), но также и выделению составляющих конденсат газов – метана, этана, сероводорода. Насыщение воздуха вблизи почвы и самой почвы этими компонентами оказывают негативное влияние на сельскохозяйственные культуры и человека. К мерам борьбы с утечкой конденсата относится регулярный осмотр оборудования на предмет нарушения и очистка почвы от конденсата и нейтрализация его шлама в случае разлива посредством биохимического контроля [55].

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ могут возникать чрезвычайные ситуации следующего характера: природного, биологического, социального, экологического или техногенного [56].

Природного

Рассматриваемая рабочая зона представляет из себя обособленное здание, которое располагается на участке земли с вырубленными лесами. На работу технологического процесса природные чрезвычайные ситуации не влияют никаким образом (морозы, лесные пожары, ливни, снежные заносы).

Биологического

На территории рабочей зоны при постоянном проведении работ принимаю участие не больше двух человек, также в данном помещении не прорастают никакие растения. Чрезвычайные ситуации биологического характера в данной рабочей зоне исключены.

Социального

На территорию месторождения существует доступ только непосредственно для работников данного месторождения при помощи вертолетной техники. Каждый прилетающий проходит тщательную проверку охраной. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм).

Экологического

На территории данного месторождения не проводятся никакие работы, которые могли бы резко повлиять на состояние гидросферы, биосферы, атмосферы и суши. Все работы выполняются согласно нормам. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.

Техногенного

Наиболее характерные аварии для модуля подготовки газа носят механические нарушения целостности оборудования.

Ежесменное с периодичностью в 2 часа, необходимо осуществлять обход УКПГ, с регистрацией результатов осмотра в вахтовом журнале.

При обходе необходимо осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения. Особое внимание необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением и герметичностью системы.

На резервуаре, для обеспечения его целостности, установлены дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями. На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический. На основных потоках УКПГ установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч.

автоматический. На основных потоках УКПГ установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

Системой автоматики предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процесса, сигнализация о нарушениях.

Вывод по разделу

Работа в условиях вахтового метода на установке комплексной подготовки газа сопряжена со многими опасными и вредными производственными факторами.

В данном разделе рассмотрены основные факторы, представляющие вред и опасность на производстве, причины их появления, а также методы минимизации их воздействия на организм человека. Анализ системы безопасности УКПГ показал, что соблюдение мер безопасности, соответствующих норм труда организации рабочего места и проведение профилактических и контрольных мероприятий позволят проводить безопасную эксплуатацию объекта. Важным шагом в обустройстве безопасного производства является предупреждение возможных аварий и сбоев в работе установки.

Заключение

В теоретической части рассмотрены системы сбора и основные методы подготовки газа. Приведены требования к товарному газу.

Среди методов подготовки газа были выделены абсорбция, адсорбция и низкотемпературная сепарация. В последнем методе было рассмотрено два процесса, обеспечивающих охлаждение газа: дросселирование и детандирование. Приведены физические характеристики процессов. Для процесса детандирования рассмотрены два способа подключения турбодетандерного агрегата: «Детандер-Компрессор» и «Компрессор-Детандер». Установлено, что более применимым способом для рассматриваемого месторождения является подключение «Детандер-Компрессор», поскольку такое подключение позволяет эффективнее использовать холод окружающей среды.

В характеристике объекта исследования – Мыльджинского месторождения – дано описание его геологических особенностей, а также обозначены основные продуктивные пласты, состав и характеристики пластового газа каждого из основных продуктивных пластов.

В ходе выполнения работы произведен аналитический обзор, где рассмотрены основные варианты увеличения степени извлечения углеводородов C_{3+} на базе технологии низкотемпературной сепарации с использованием турбодетандера. Среди перспективных технологий выделены криогенные и абсорбционные технологии, ректификация и низкотемпературная сепарация с холодильным циклом. Для метода низкотемпературной абсорбции установлено, что более высокую степень извлечения компонентов C_3-C_4 показывает облегченный абсорбент (51,7% для пропана, 94,4% для бутана).

Для повышения степени извлечения компонентов C_{3+} из сырьевого газа на действующей установке подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения была предложена технология низкотемпературной абсорбции осушенного и отбензиненного газа.

В процессе выбора абсорбента для введения технологии НТА в схему подготовки газа проверены несколько абсорбентов, исследовано их влияние на состав и характеристики конечных продуктов. Среди абсорбентов рассматривались конденсат после второй и третьей ступеней сепарации, нестабильный конденсат и стабильный конденсат. Последний вариант показал наибольшие показатели степени извлечения углеводородов C_3-C_5 : 33,5% для пропана, 75,4% для бутана, 94,1% для пентана. Поэтому по результатам исследования предложена низкотемпературная абсорбция с использованием стабильного конденсата в качестве абсорбента. Для предложенной технологии построены моделирующие схемы: с подготовкой только Мыльджинского газа и с совместной подготовкой газа Мыльджинского и нефтяного газа.

Показано, что при вводе в систему подготовки нефтяного газа содержание метана в составе товарного газа уменьшается (с 90,6% до 88,1%), а содержание углеводородов C_{3+} увеличивается как для технологии НТС, так и для совмещенных технологий НТС и НТА. Также увеличивается количество всей выходящей продукции с УКПГ, но массовая доля товарного газа относительно общей массы сырого газа уменьшается с 88,19% до 84,23%.

В случае введения в систему подготовки газа технологии низкотемпературной абсорбции содержание метана в составе товарного газа увеличивается (с 90,6% до 91,6%), а содержание воды, метанола и тяжелых углеводородов C_{3-5} – уменьшается. При этом количество товарного газа уменьшается ввиду более эффективного извлечения тяжелых компонентов. Расход товарного стабильного конденсата также падает (с 2057 кг/ч до 1691 кг/ч), так как некоторая его часть тратится на абсорбцию газа, в то время как количество ШФЛУ увеличивается с 2906 кг/ч до 3938 кг/ч.

Применение технологии НТА дает более низкие значения точки росы товарного газа по углеводородам (минус 31,8 °С) в сравнении с технологией низкотемпературной сепарации (минус 29,3 °С).

Анализ характеристик абсорбера показал, что в изученном диапазоне давление внутри аппарата практически не влияет на степень извлечения целевых компонентов: относительно велико только увеличение степени извлечения пропана (на 0,9%), однако понижение давления позволяет понизить температуру точки росы по углеводородам до минус 35,4°С и повысить выход стабильного конденсата и ШФЛУ (с 3145 кг/ч до 3148 кг/ч и с 9397 кг/ч до 9500 кг/ч соответственно).

Увеличение количество тарелок положительно сказывается на степени извлечения углеводородов C_{3+} . Для проекта было выбрано количество тарелок, равное четырнадцати. Степени извлечения пропана, бутана и пентана при таком количестве равно соответственно 82,4%, 98,7%, 97,6%.

Экономическая эффективность проекта достигается за счёт увеличения выхода ШФЛУ. Установлено, что ШФЛУ соответствует стандартам, применяемым к смеси пропана и бутана технических (СПБТ), что позволяет при расчете прибыльности технологий использовать цену на СПБТ. В обоих случаях подготовки газов наиболее эффективным с точки зрения прибыльности является вариант с использованием совмещенных технологий НТС и НТА. В расчете экономической эффективности принято, что УКПГ работает 5 месяцев в режиме подготовки газа двух месторождений и 7 месяцев – газа только Мыльджинского месторождения. В результате определено, что вариант подготовки газа по совмещенным технологиям НТС и НТА является экономически рентабельным, имеет высокую степень надежности в случае изменений цен на рынке. Выручка от реализации процесса увеличилась на 235 млн руб. до 13,05 млрд руб. Срок окупаемости составил 3,05 года.

Для условий работы на УКПГ были определены вредные и опасные факторы, предложены мероприятия по защите от их воздействия. Определена степень влияния эксплуатации УКПГ на окружающую зону. В расчетной части раздела получено количество опасного вещества, способное попасть в окружающую среду при различных сценариях аварий.

Список публикаций

1. Шаравин И.Д. Повышение степени извлечения углеводородов C_{3+} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке / И.Д. Шаравин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно- геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 148-149.

Список использованных источников

1. Full report – BP Statistical Review of World Energy [Электронный ресурс] – Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University, 2020 – 6 с.
2. Люгай Д.В. – Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» / Д.В. Люгай, В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.А. Константинов // Вести газовой науки: научно-технический сборник – 2015 – 74–83 с.
3. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. / Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В./ — Тюмень: Издательство, 2015 — 160 с.
4. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Введ. 2010-25-01. – М., 2013. – 12 с.
5. Технологический регламент «Участка комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». ОАО «Томскгазпром» 2016 г.
6. Линкин, А. С. Схемы сбора и подготовки газа / А. С. Линкин. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 18 (256). — С. 130-131.
7. Авторское свидетельство № 213732 СССР, МПК E21B 47/00, F17D 1/02, F17D 1/08. Групповая установка для сбора, замера и транспорта нефти и газа : № 876884/22-3 : заявл. 17.01.1964 : опубл. 13.09.1972 / А. Г. Баев, В. Т. Герман, В. К. Наумов [и др.].
8. СТО Газпром НТП 1.8–001–2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. Взамен ВНТП 01–81 «Нормы технологического проектирования

объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа». Введ. 15.11.2004. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 170 с.

9. Пушнов Б.В. Техничко-экономический анализ способов подготовки углеводородного газа на месторождениях-сателлитах / Б.В. Пушнов, И.М. Долганов, С.А. Дукарт // Газовая промышленность. – 2019. – №7 – С.34–37.

10. Авторское свидетельство СССР № 593720. Способ подготовки природного газа к транспорту / В.П. Максимов, А.П. Агишев, М.Ф. Ткаченко и др. – 1978.

11. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftynik.ru/drosselirovanie-gaza/>

12. Кубанов А.Н. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 55–62.

13. Кубанов А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2В Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов и др. // Вести газовой науки. – 2013. – №4. – С. 84 – 89.

14. Прокопов А.В. Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов / А.В. Прокопов, В.А. Истомина // Вести газовой науки. – 2016. – №2. – С. 165–173.

15. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недрa, 1999. – 596 с.

16. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М.: «Недрa». – 1980. – 293 с.

17. Зайцев, Е. А. Совершенствование технологии глубокого извлечения C3+ из природного газа на месторождениях Крайнего Севера / Е. А. Зайцев, А. В. Кипря, С. А. Семченко // Инновационные перспективы Донбасса : материалы международной научно-практической конференции, Донецк, 20–22

мая 2015 года / ГВУЗ "Донецкий национальный технический университет" (ДонНТУ). – Донецк: Донецкий национальный технический университет, 2015. – С. 47-50.

18. Прокопов, А. В. Выделение углеводов C_{3+V} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида / А.В. Прокопов, В. А. Истомин, Д. М. Федулов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 4(28). – С. 202-206.

19. Массообменные аппараты. Большая российская энциклопедия [Электронный ресурс] / гл. ред. Кравец С.Л., ред. Баранов Д.А. – Электрон. дан. – М.: Мин-во культуры РФ. – 2019.

20. ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия от 1 июля 2012 г. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086745>

21. Шавлухова, А. М. ШФЛУ как продукт и сырье в технологии нефтехимического синтеза / А. М. Шавлухова // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д.И. Менделеева : материалы конференции, Тюмень, 26–30 октября 2016 года / Тюменский индустриальный университет, Институт промышленных технологий и инжиниринга. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 163-166.

22. Мусаипова, Б. Р. Анализ нефтехимического рынка продуктов переработки ПТ, БТ, СПБТ / Б. Р. Мусаипова, Г. Ж. Сейтенова // Наука и техника Казахстана. – 2015. – № 3-4. – С. 70-75.

23. ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия. – М.: 1992.

24. Гриценко, А.И. Сбор и промышленная переработка газов на северных месторождениях России [Текст]/ А.И. Гриценко, В.А. Истомин. – М.: Недра, 1999.– 473 с.

25. Кубанов А.Н. Интенсификация промышленной низкотемпературной обработки природных газов на северных месторождениях/ А.Н. Кубанов. – М., 1998.
26. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ. – 2004. – 268 с.
27. Бекиров Т.М. Анализ работы опытной установки промышленной низкотемпературной абсорбции / Т.М. Бекиров, Е.Н. Туревский, В.В. Брагин и др. – М., 1995. – 39 с.
28. Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неоконъюрических залежей месторождений полуострова Ямал с получением стабильного конденсата / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – №4. – С. 54–60
29. Юшина В.С. Современное состояние выделения лёгких углеводородов / В.С. Юшина, Е.Н. Туревский, Л.В. Грипас – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 87 с.
30. Кубанов Е.Н. Опыт эксплуатации технологии ПНТА и перспективы внедрения новых способов извлечения жидких углеводородов / Е.Н. Кубанов, С.А. Туревский, А.Н. Шевелев // Оценка эффективности научно-технических решений, реализованных на нефтегазодобывающих объектах ОАО «Газпром»: материалы Научно-технического совета ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С. 134–143
31. 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.] // Газовая промышленность. – 2021. – № 3(813). – С. 38-48. – EDN IJRPNS.
32. Гудков С.Ф., Бекиров Т.М. Усовершенствование установок осушки и очистки нефтяного газа. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1996.

33. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. М.: «Химия». – 1984. – 192 с.
34. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Норман, США. – 1972. Пер. с англ. под ред. д-ра техн. наук Гудкова С.Ф. М.: «Недра». – 1977. – 349 с.
35. Ишмурзин А.А. Извлечение остаточного содержания высокомолекулярных углеводородов при промышленной подготовке газа / А.А. Ишмурзин, Р.А. Махмутов, Р.Ф. Мияссаров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – № 3. – С.146-155.
36. Особенности строения продуктивных юрских отложений Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения: Отчет о НИР: Тема 2-38/96 / Томский политехнический университет.
37. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во экономического развития РФ. – 2021.
38. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
39. Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2022, сводный [Электронный ресурс]. / М.: Федеральная налоговая служба. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/12171667/
40. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. - 07.01.2002. - № 47. - Ст. 297-302.
41. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП

01-63) УТВ. 17/VIII 1963 г.

42. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с поправками) от 9 июня 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>

43. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность Общие требования от 12 декабря 2007. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>

44. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) от 29 декабря 2014. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>

45. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 от 27 декабря 2002 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>

46. ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей от 22 ноября 1999 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009083>

47. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление 15 мая 1981 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>

48. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов от 30.07.1982 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-

технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313>

49. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности от 1 января 1977 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233>

50. ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013. Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода от 15 февраля 2015 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107190>

51. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам от 1 ноября 1982 – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200228>

52. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация от 1 июля 1981 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292>

53. Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах» – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902170886>

54. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны от 1 января 1989 г. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>

55. Патент на изобретение № 2387995. Российская Федерация. Способ контроля очистки почв, загрязненных углеводородами, и нейтрализации углеводородных шламов посредством анализа активности каталазы / Башкин В.Н., Бухгалтер Э.Б., Галиулин Р.В., Коняев С.В., Калинина И.Е., Галиулина Р.А. Бюллетень. Изобретения. Полезные модели. 2010. № 12 (IV ч.). С. 938.

56. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97) от 02 ноября 1995. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативнотехнических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514>

Приложение А
(справочное)

Определение основных экономических показателей проекта

Таблица А.1 – Расчет амортизации

	Абсорбционная колонна, руб.	Насос, руб.	Теплообменник, руб.	Промысловый трубопровод, руб.	Прочие КВ, руб.	Природоохранные мероприятия, руб.	Суммарная амортизация, руб.
Затраты	190 000 000,00	90 000,00	115 250,00	3 234 000,00	19 343 925,00	9 671 962,50	
2022	12 666 666,67	18 000,00	23 050,00	462 000,00	967 196,25	483 598,13	14 620 511,04
2023	12 666 666,67	18 000,00	23 050,00	462 000,00	967 196,25	483 598,13	14 620 511,04
2024	12 666 666,67	18 000,00	23 050,00	462 000,00	967 196,25	483 598,13	14 620 511,04
2025	12 666 666,67	18 000,00	23 050,00	462 000,00	967 196,25	483 598,13	14 620 511,04

Таблица А.2 – Расчет эксплуатационных затрат

Удельная норма расхода масел	300	гр/маш-час
	3600	гр/маш-смена
Цена 1 кг масла	500	руб.
Количество смен	730	
Стоимость масел в год	1314000	руб.
Тариф на электроэнергию	3,42	руб./(кВт*ч)
Потребление энергии абсорбером	3,3	МВт/ч
Затраты на электроэнергию в год	97 511 040,00	руб.
Суммарные затраты	114 410 551,04	руб.

Таблица А.3 – Расчет показателей ЧДД и ВНД

Показатель	Сумма	Ввод оборудования	2022	2023	2024	2025
Амортизация, руб.	58 482 044,17	-	14 620 511,04	14 620 511,04	14 620 511,04	14 620 511,04
Выручка, руб.	755 456 853,56	-	235 154 484,67	254 054 280,95	266 248 087,94	266 248 087,94
Капитальные вложения, руб.	193 439 250,00	193 439 250,00	-	-	-	-
Текущие затраты (эксплуатационные затраты), руб.	343 231 653,13	-	114 410 551,04	114 410 551,04	114 410 551,04	114 410 551,04
Валовая прибыль, руб.	412 225 200,43	-	120 743 933,63	139 643 729,91	151 837 536,90	151 837 536,90
Налог на прибыль, руб.	82 445 040,09	-	24 148 786,73	27 928 745,98	30 367 507,38	30 367 507,38
Чистая прибыль, руб.	329 780 160,35	-	96 595 146,90	111 714 983,93	121 470 029,52	121 470 029,52
Денежный поток, руб.	316 292 984,03	-193 439 250,00	111 215 657,94	126 335 494,97	136 090 540,56	136 090 540,56
Чистый дисконтированный доход, руб.	166 089 750,01	-193 439 250,00	-96 729 982,22	-1 202 197,75	88 279 541,75	166 089 750,01
Внутренняя норма доходности, руб.	51,49					

Приложение Б
(справочное)

Methods for extracting C₃₊ hydrocarbons from gas condensate feedstock

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шаравин Илья Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

1 METHODS FOR EXTRACTING C₃₊ HYDROCARBONS FROM GAS CONDENSATE FEEDSTOCK

In the Russian gas industry, field gas treatment is carried out using low-temperature separation (LTS) technology, which has several modifications. A throttle, an ejector, a turbo-expander unit and other devices are used as sources of the cooling element. The extraction of C₅₊ hydrocarbons using such technologies is about 97%, the residual content of C₅₊ in the separation gas is about 5 g/m³, but can reach 10 g/m³. The degree of extraction of butane, propane and ethane in the composition of unstable condensate is low and amounts to about 55, 40 and 10%, respectively.

An increase in the extraction of C₅₊ from reservoir gas can be achieved by improving the technological schemes of low-temperature separation and rectification, as well as the development of promising combined technologies combining adsorption, absorption and low-temperature gas treatment units.

1.1 Low-temperature separation with refrigeration cycle

One of the ways to cool the gas is the use of various refrigeration cycles. Ammonia, propane, ethane and mixtures of various hydrocarbons are used as a refrigerant in gas preparation schemes for transport. The choice of refrigerant is determined based on two main factors: the conditions of gas transportation and the required degree of extraction of heavy hydrocarbons from the gas.

The production of cold using refrigerants is based on the release of energy during the evaporation of liquefied gases in evaporators. The resulting cold is transferred to the processed gas. Then the refrigerant vapors are compressed, cooled and returned to the evaporators in liquid form. Refrigeration units with reciprocating, screw and electric centrifugal pumps are used for refrigerant circulation.

The demand of LTS installations for cold is 3 – 15 million kJ/h or more in the gas industry. Refrigeration units with screw and centrifugal compressors are used to compress the refrigerant to obtain cold in such quantities. Steam compressor refrigerating machines (SCRM) can be mounted directly on the gas treatment plant for each installation or on the head structures centrally for the entire field.

LTS installations with a refrigeration cycle allow to extend the period of operation of the gas treatment plant without booster compressor station and to reduce the energy costs of gas compression at the booster compressor station by about 50% compared to ejector or throttle technologies. At the same time, the number of gas pumping units is sharply reduced.

In Russian practice, propane and mixtures of hydrocarbons are used as a refrigerant. The propane refrigeration unit was introduced at the Orenburg Gas Processing Plant, where it allowed the gas separation process to be carried out at a temperature level of -30°C . The use of the propane refrigeration unit will require the inclusion of a booster compressor with the gases of the end stage of condensate degassing in the LTS scheme (Figure 1).

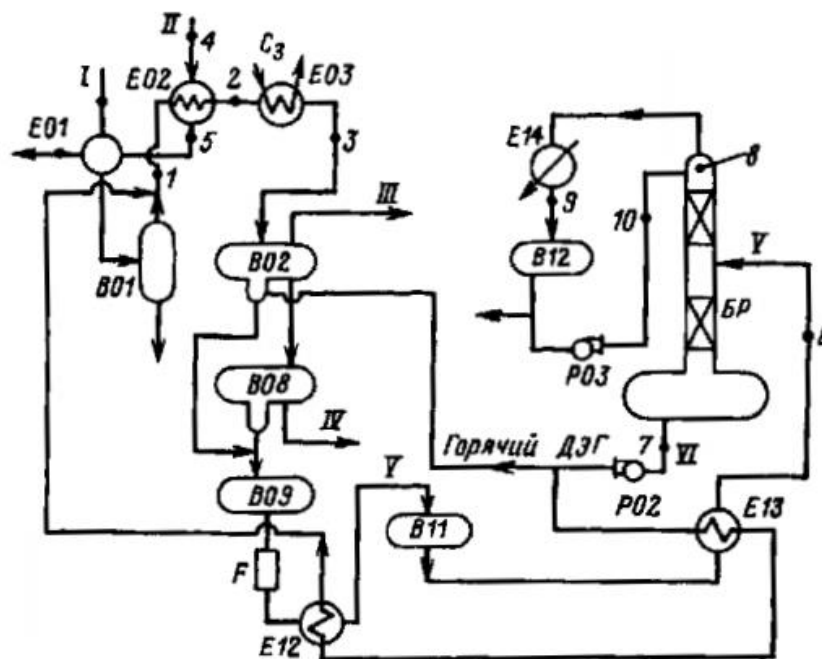


Figure 1 – Technological scheme of the gas drying plant at the Orenburg Gas Processing Plant

Table 1 shows the indicators of the LTC unit obtained during the inspection of the installation. Despite some fluctuations at individual measurement points, the system provides cooling to the required temperature of minus 30°C . It will allow more efficient separation of heavy hydrocarbons from the gas condensate stream.

Table 1 – Indicators of the drying unit of the LTS installation

Installation number	Gas rate, thousand m ³ /h	Temperature at the design point, °C
2	320	-30
2	320	-28
3	320	-27
2	320	-28
3	330	-28
2	320	-29
3	335	-27
2	320	-28
3	335	-27
2	315	-30
3	330	-30
2	315	-30
3	330	-29

1.2 Absorption technologies

Traditional LTS technologies at the separation temperature level of about minus 30°C are characterized by insufficiently deep extraction of ethane, propane-butanes and even C₅₊ hydrocarbons.

The first attempts at deeper extraction of valuable components in the composition of product unstable condensate were made in the 80-90 years of the last century. The technological process of field low-temperature absorption (LTA) was developed and implemented at the Yamburg oil and gas condensate field's the gas treatment plant-1B (GTP-1B). A similar process was also implemented at the GTP-8B of the Urengoy oil and gas condensate field's. Additional extraction of C₃₊ hydrocarbons by the LTA technology is carried out at the traditional separation level of about minus 30°C due to the absorption of these components from the low-temperature separation gas. Degassed and cooled condensate isolated at the 1st stage of separation is used as an absorbent. The extraction of hydrocarbons using the LTA technology at the Yamburg oil and gas condensate field's GTP-1B compared with the "classical" LTS technology with identical thermobaric operating parameters increased from 100 to 115 g/m³. At the same time, the increase in the yield of commodity unstable condensate was mainly due to hydrocarbons C₃-C₄. The process of LTA can be

improved in terms of the organization of circulating flows of the absorbent in order to regulate its quantity and component composition.

A full-fledged classical low-temperature absorption process was implemented at the Orenburg Gas Processing Plant (Figure 2).

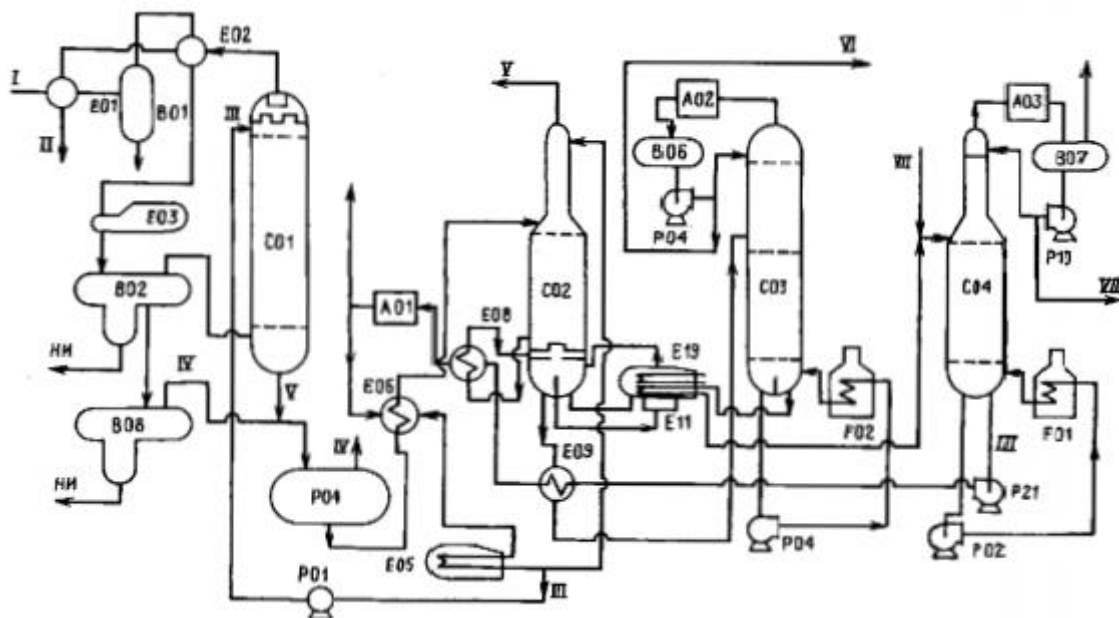


Figure 2 – Schematic flow diagram of the installation of LTA at the Orenburg Gas Processing Plant

The LTA unit includes two absorbers and one deethanizer and desorber each. According to the scheme, stabilization of condensate released from the raw gas in the low-temperature condensation unit is also provided in the absorbent regeneration unit. This condensate is mixed with a saturated absorbent and together with it is fed into a deethanizer.

Regenerated absorbent cooled to a temperature of minus 30 °C is fed to the top of the column to extract a part of heavy hydrocarbons (C₃₊).

The separation of the propane-butane fraction from the absorbent is carried out in a debutanizer column. Debutanized absorbent from the cube of this column after passing the evaporator coil is fed to the seventeenth desorber plate. Stable condensate enters the same column. The fraction used as an absorbent is released from condensate.

However, during the operation of the LTA installation, the failure of the furnaces was recorded (their emergency stop). It was due to the intense corrosion of their fire

pipes. The reason for this was the presence of sulfur compounds in the system due to the thermal decomposition of sulfides and mercaptans. The use of a lightweight absorbent contributed to the more reliable operation of the furnaces, which made it possible to reduce the temperature of the bottom of the debutanizer and, consequently, the heat pipes.

The analyses showed that during the 8-9 years of operation of the oil and gas field, the content of the fraction with a boiling point of 150 °C decreased from 30 to 12%, that is, by 2.5 times. Consequently, it was necessary to work out the same number of times more condensate in order to compensate for the losses of the absorbent. This led to an increase in heat consumption for the desorber operation and overload of the furnace. Based on the results of experimental work, it was recommended to use a condensate fraction with a boiling point of 125-130 °C as an absorbent for the extraction of propane-butane fraction.

The use of a lightweight absorbent made it possible to reduce the temperature of the bottom of the columns, which provided a reduction in heat consumption for the regeneration of the absorbent by 2.65 million kcal / h. At the same time, the degree of extraction of propane and butane from the gas increases (Table 2).

Table 2 – The degree of extraction of butane and propane using design and lightweight absorbents

Absorbents	Degree of extraction of components, %		
	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀
Design	47,3	86,3	97,1
Lightweight	51,7	94,4	99,1

In Russian gas industry, LTA technologies for the preparation of natural gas were implemented at the Yamburg oil and gas condensate field's GTP-1B and on a separate GTP-8B line of the Urengoy oil and gas condensate field. The commercial liquid products of the GTP are unstable condensate. The field are located not far from the condensate preparation plant for transport in Novy Urengoy, which allows the use of liquid products as raw materials for the gas chemical complex.

When developing and adapting absorption technologies in relation to field conditions, the task was to simplify the preparation of the absorbent and increase the

extraction of C_{3+} components in comparison with low-temperature separation technology. Partially degassed and cooled condensate from the first stage of separation was used as an absorbent.

The design technological scheme of gas and condensate treatment at the Yamburg oil and gas condensate field's GTP-1B differed significantly from the one actually implemented later. The design scheme provided for glycolic drying of raw gas in the A-1 apparatus with a highly concentrated aqueous solution of diethylene glycol. In the future, glycol drying was abandoned, and the A-1 absorber was used as a device for blowing off methanol from a water-methanol solution of the separator P-2. An additional supply of methanol to the condensate has been organized from the first stage of separation – to the T-2 and T-3 heat exchangers.

Another feature is the high values of the commercial gas dew point indicators for hydrocarbons that do not meet the requirements of the Gazprom 089-2010 service station [6]. According to the technological scheme, the final preparation of commercial gas is carried out in the A-2 apparatus, where the gas comes into contact with the absorbent. The presence of absorbent entrainments from the upper part of the column into the prepared gas leads to an increase in the temperature of the gas dew point for hydrocarbons. To reduce the entrainment of the absorbent, its supply was carried out in the middle of the column, thus increasing the filtration section of the absorber. This improved the quality of the prepared commercial gas.

A calculated comparison of the technological schemes of LTA and LTS at the temperature level of separation minus 25 °C showed that the additional amount of unstable condensate for 1991-1998 amounted to 760 thousand tons. This corresponds to an increase in the yield of a marketable product by 13.6%. The composition of the additionally extracted condensate contains 5% by weight of ethane, 64% by weight of propane-butanenes and 19% by weight of pentanes and heavier hydrocarbons, of which pentanes make up ~ 70%. Thus, the selectivity of the absorbent in the LTA technology at GTP-1B is mainly focused on the extraction of the propane-pentane fraction. At the same time, an increase in the output of unstable condensate reduced the amount of

commercial gas for the specified period by 0.87% compared to the volume of commercial gas under the LTS scheme.

1.3 Rectification in field conditions

The most radical method of in-depth condensate extraction is the implementation of the LTS process at a temperature level from minus 55 to minus 50 °C. The implementation of NTS at a lower temperature level is impractical in field conditions, since not only the technology becomes more complicated, but also the need for the use of high-alloy steels arises, which sharply increases the cost of GTP. In addition, at this temperature level, intensive condensation of a non-target component - methane - occurs in field conditions. Methane is released during degassing and actually turns into an extra stream.

Carrying out the process at such low temperatures requires the inclusion of a distillation column in the technological scheme of the GTP. Technological schemes containing a distillation column integrated into the general gas treatment scheme are called low-temperature separation and rectification (NTLR). The variety of NTLR technologies is associated with the peculiarities of the composition of deposits and the requirements for liquid products. Unstable, deethanized or stable condensates can be obtained using this technology. The NTLR technology at the specified temperature level makes it possible to extract 98-99% of C₅₊ hydrocarbons, 60-70% of propane-butanes and 20-25% of ethane from their content in the raw material stream into the product unstable condensate. Initially, it was developed for the extraction of hydrocarbon condensate in the fields of the Nadym-Pur-Taz oil and gas region. Condensate is to be processed at the existing deethanization plant and in the Novy Urengoy gas chemical complex.

One of the variants of the NTLR technology with the production of commodity unstable condensate is shown in Figure 4, it is implemented in the project of arrangement of the Valangin deposits of the Zapolyarnoye oil and gas condensate field. In the NTLR technology, unstable condensate of the 1st stage of separation is used as a feed for the distillation column, and condensate isolated at subsequent separation

stages is used as an irrigation stream. The irrigation of the column practically does not contain "heavy" hydrocarbons.

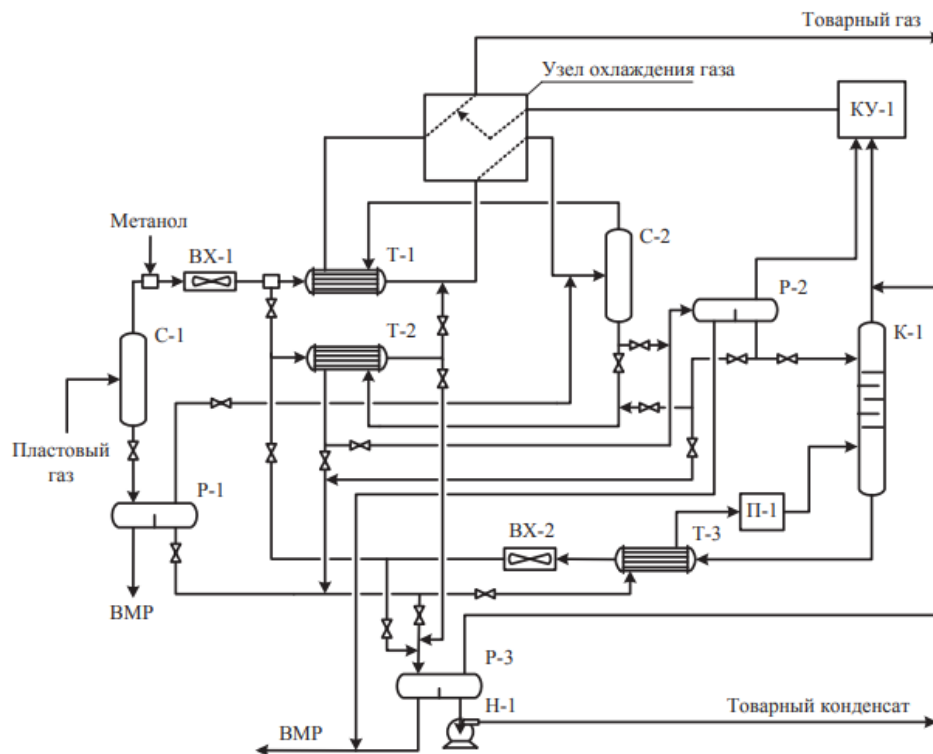


Figure 4 – Basic technological scheme of the NTLR

1.4 Cryogenic technologies

Low-temperature hydrocarbon extraction processes at a temperature level of minus 100 °C and below are used only in factory conditions, for example, at the Astrakhan gas Processing and Orenburg helium plants, which are located in close proximity to the field gas processing plants. These examples show that commercial low-temperature gas separation combined with factory processing within a single field facility can work successfully, ensuring the highest possible yield of liquid commercial products and compliance with the requirements for the quality of commercial gas at dew point temperatures with a large margin.

The achievement of low temperatures is ensured by the use of turbo-cooling equipment or refrigeration cycles. Such schemes make it possible to extract almost completely C_{5+} , 99% butanes, 95% propane and 70% ethane. Stepwise gas cooling with subsequent separation of the gas-liquid flow in a low-temperature zone is common for all schemes of this type. The separation of the cooled gas-liquid mixture into

deethanization gas and a wide fraction of hydrocarbons is carried out in a distillation column.

A another case is observed in the remote deposits of the Far North and the Yamal Peninsula, where there are no consumers of the ethane fraction, and its transport from the GTP over long distances requires an independent network of ethane pipelines. Here it is advisable to extract conditioned stable condensate as fully as possible in the fields, and leave ethane, propane and butanes in the gas subject to long-distance transport by main gas pipeline. For qualified and maximally complete extraction of stable condensate, one of the modifications of the NTLR technology is applicable at the temperature separation level of minus 45 °C.