

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
<b>Анализ эксплуатации установки абсорбционной осушки в условиях снижения добычи природного газа и устьевых давлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.8:66.074.5.081.3(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Кулаков Михаил Викторович		

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.		

## 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, выработать 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, выработывая 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, систематизируя и обобщая 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
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> 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	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

		сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> 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 нефтегазопромыслового 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
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> 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	Кулакову Михаилу Викторовичу

Тема работы:

Анализ эксплуатации установки абсорбционной осушки в условиях снижения добычи природного газа и устьевых давлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора	05.03.2022 №64-40/с

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Исходные данные: технологическая схема процесса подготовки газа на установке комплексной подготовки газа №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, состав природного газа, параметры работы установок абсорбционной осушки газа и регенерации гликоля;</li> <li>2. Фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы;</li> <li>3. Стоимость ресурсов исследования, нормы и нормативы расходования ресурсов, используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования;</li> <li>4. Государственные стандарты и санитарные нормы, регулирующие производственную, экологическую безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях.</li> </ol>
--	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ существующих технологий абсорбционной подготовки газа и регенерации абсорбента;</li> <li>2. Развитие технологии абсорбционной осушки;</li> <li>3. Характеристика объекта и методов исследования;</li> <li>4. Модернизация технологического процесса подготовки газа;</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>6. Социальная ответственность;</li> <li>7. Результаты выполненного исследования.</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Цель, задачи и защищаемые в работе положения;</li> <li>2. Актуальность работы;</li> <li>3. Схема стандартной гликолевой осушки газа;</li> <li>4. Методы модернизации технологий абсорбции газа и регенерации абсорбента;</li> <li>5. Схема модели осушки природного газа;</li> <li>6. Предлагаемые модернизации технологии подготовки газа;</li> <li>7. Результат изменения технологии;</li> <li>8. Оценка технологической и экономической эффективности;</li> <li>9. Заключение.</li> </ol>

**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:**

Развитие технологии абсорбционной осушки природного газа  
Development of absorption dehydration technology of natural gas

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	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	Кулаков Михаил Викторович		14.03.2022



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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Кулакову Михаилу Викторовичу

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

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по технологическому усовершенствованию процесса подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении
<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"
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности модернизации технологии абсорбционной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при внедрении двухступенчатой абсорбционной осушки и отпарной колонны.
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности внедрения двухступенчатой абсорбционной осушки и отпарной колонны.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.03.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		14.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Кулаков Михаил Викторович		14.03.2022

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ04		<b>ФИО</b> Кулакову Михаилу Викторовичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эксплуатации установки абсорбционной осушки в условиях снижения добычи природного газа и устьевых давлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)
--

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

<p><b>Введение</b></p> <p>– характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p>	<p><i>Объект исследования:</i> природный газ, процесс абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля, процесс регенерации диэтиленгликоля.</p> <p><i>Область применения:</i> подготовка газа к транспортировке на установках комплексной подготовки газа.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение.</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 50*30 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> абсорбционная колонна, сепаратор, турбодетандерный агрегат, краны.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль целостности и работоспособности оборудования, отбор проб, периодическое техническое обслуживание, регулирование параметров рабочего процесса.</p>
--	---

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).</p> <p>Коллективный договор ООО «Газпром добыча Ямбург» на 2013–2015 годы (ред. от 20.12.2018). – 2018. – 120 с.</p> <p>ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <p>– анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Вредные факторы: повышенный уровень шума; повышенный уровень локальной вибрации; загрязненность воздушной среды; отсутствие или недостаток необходимого естественного или искусственного освещения.</p> <p>Опасные факторы: повышенные значения напряжений электрической сети;</p>

<p>– расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>взрывопожароопасность, отравление токсичными веществами. Средства защиты: Индивидуальные: одежда специальная защитная, средства защиты органов дыхания и слуха, средства защиты рук, ног, головы, глаз. Коллективные: вентиляция и очистка воздуха, автоматический контроль и сигнализация загрязнения воздушного пространства рабочей зоны. Расчет системы вентиляции воздушной среды производственного помещения.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует. Воздействие на литосферу: загрязнение почвы химическими веществами. Воздействие на гидросферу: промышленные стоки, проникание загрязненной воды в грунтовые воды. Воздействие на атмосферу: выбросы в атмосферу оксидов углерода, азота и метана.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС: пожар, взрыв ЛВЖ; утечка токсичных и взрывоопасных веществ; авария на энергетических сетях; заморозки; эпидемия; Наиболее вероятная ЧС: Утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <span style="float: right;">14.03.2022</span></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		14.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Кулаков Михаил Викторович		14.03.2022

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: Анализ существующих технологий абсорбционной подготовки газа и регенерации абсорбента	20
25.03.2022	Аналитический обзор: Развитие технологии абсорбционной осушки	20
25.03.2022	Характеристика объектов и методов исследования	10
15.04.2022	Модернизация 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 119 с., 46 рис., 22 табл., 54 источника.

Ключевые слова: природный газ, давление, компримирование, установка комплексной подготовки газа, двухступенчатая абсорбционная осушка, отпарная колонна, точка росы, моделирование технологического процесса.

Объектом исследования является действующая технология абсорбционной осушки природного газа и вакуумной регенерации диэтиленгликоля на установке комплексной подготовки газа №4 Ямбургского НГКМ.

Целью работы является оптимизация существующей технологии абсорбционной подготовки природного газа путем изменения технологической схемы и аппаратов, для достижения условий, позволяющих поддерживать качество подготовки природного газа в соответствии с требуемыми стандартами в условиях падения давления на входе в установку подготовки.

В процессе исследования произведен анализ актуальных разработок в области модернизации технологического процесса подготовки газа. С помощью программного комплекса Unisim Design построена модель технологического процесса абсорбционной осушки газа на основе существующей установки. Произведена модернизация модели путем добавления двухколонной осушки и отпарной колонны гликоля осушенным газом.

В результате исследования подтверждена эффективность от внедрения предлагаемых технологий, по которым возможно отдалить момент ввода компрессорного оборудования на срок до четырех лет. За счет снижения эксплуатационных затрат достигается экономическая эффективность мероприятий. Предполагаемая экономическая выгода составляет 2,5 млрд. руб., срок окупаемости инвестиций составляет менее 0,05 лет.

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа газовых месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

## **Обозначения и сокращения**

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

ГПП – газ горючий природный;

ТТР – температура точки росы;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ММП – многолетнемерзлые породы;

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный аппарат;

МКН – мультикасета насадка;

УОК – узел отключающих кранов;

ГФУ – горизонтальная факельная установка;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ОПФ – основные производственные фонды;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СКЗ – средства коллективной защиты;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

## Оглавление

Введение .....	18
1 Анализ существующих технологий абсорбционной подготовки газа и регенерации абсорбента.....	21
1.1 Природный газ: состав и свойства.....	21
1.2 Требования к качеству газа .....	23
1.3 Низкотемпературная сепарация.....	26
1.4 Адсорбционная осушка.....	27
1.5 Абсорбционная осушка.....	28
1.5.1 Физико-химическая сущность абсорбции. Движущая сила процесса абсорбции.....	29
1.5.2 Технологический процесс абсорбционной осушки газа .....	31
1.5.3 Абсорберы, их виды и конструкция .....	32
1.5.4 Характеристика осушителей.....	36
1.5.5 Факторы, влияющие на процесс осушки.....	38
1.6 Технология регенерации абсорбента.....	41
1.6.1 Регенерация при атмосферном давлении .....	42
1.6.2 Вакуумная регенерация .....	43
1.6.3 Азеотропная ректификация.....	44
1.6.4 Регенерация с применением отпарного газа .....	45
2 Развитие технологии абсорбционной осушки .....	47
2.1 Модернизация системы осушки газа.....	50
2.2 Модернизация системы регенерации абсорбента.....	53
3 Характеристика объекта и методов исследования .....	58
3.1 Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ .....	58

3.2	Текущее состояние разработки .....	60
3.3	Физико-химическая характеристика газа.....	60
3.4	Система сбора газа .....	62
3.5	Моделирующая программа Unisim Design.....	64
4	Модернизация технологического процесса подготовки газа .....	67
4.1	Описание действующей системы подготовки газа.....	67
4.2	Моделирование действующей технологии подготовки и осушки природного газа .....	71
4.3	Модернизация технологии осушки .....	74
4.4	Результат модернизации процесса осушки .....	76
4.5	Модернизация технологии регенерации .....	80
4.6	Результат модернизации процесса регенерации гликоля.....	81
4.7	Обсуждение результатов исследования .....	85
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	88
5.1	Добыча газа.....	88
5.2	Капитальные и эксплуатационные затраты .....	88
5.2.1	Амортизационные отчисления.....	89
5.2.2	Заработная плата.....	90
5.2.3	Затраты на эксплуатацию оборудования.....	91
5.2.4	Капитальный ремонт и технологическое обслуживание .....	92
5.3	Налоговые отчисления .....	93
5.4	Определение экономической эффективности.....	94
6	Социальная ответственность .....	97
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	97
6.1.1	Правовые нормы трудового законодательства .....	97



6.1.2 Требования к компоновке рабочей зоны .....	98
6.2 Производственная безопасность.....	100
6.2.1 Повышенный уровень шума .....	101
6.2.2 Повышенный уровень вибрации.....	101
6.2.3 Загрязненность воздушной среды рабочей зоны .....	102
6.2.4 Определение потребного воздухообмена при выделении газов через неплотности арматуры, находящейся под давлением.....	103
6.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	104
6.2.6 Электробезопасность.....	105
6.2.7 Взрывопожароопасность .....	105
6.3 Экологическая безопасность.....	106
6.3.1 Влияние производства на атмосферу .....	106
6.3.2 Влияние производства на гидросферу.....	107
6.3.3 Влияние производства на литосферу.....	107
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	107
6.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве .....	108
6.4.2 Предупреждение ЧС и порядок действий в случае ее возникновения .....	108
Вывод по разделу .....	109
Заключение .....	110
Список публикаций.....	112
Список использованных источников .....	113
Приложение А .....	113
Приложение Б.....	122

## **Введение**

Сфера применения природного газа охватывает большое число отраслей мировой экономики. Наиболее крупными потребителями являются энергетика и химическое производство. Основное направление в энергетической отрасли связаны с транспортом и распределением природного газа. Но в последнее время резко увеличивается доля сжиженного природного газа (СПГ). Газ применяется в качестве сырья для нефтехимической промышленности: производство полиэтилена, кислот, спирта, пластмасс и каучука.

Объемы потребления природного газа неуклонно растут, в связи с этим возникает необходимость повышения эффективности и качества технологических процессов на всех этапах: от скважины до места потребления. Развитие процессов добычи и подготовки газа принимает во внимание современные тенденции производства: энерго- и ресурсоэффективность, цифровизацию и автоматизацию всех технологических процессов. Особенно актуальным направлением развития в последние несколько лет является снижение углеродного следа, направленное на снижение выбросов углеродсодержащих соединений и продуктов их горения в атмосферу.

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений в большинстве своем тесно контактирует с влагой, которая может находиться как в жидком состоянии, так и в виде паров воды. По этой причине одним из ключевых этапов процесса подготовки газа является его осушка, то есть уменьшение содержания влаги в газе. Данный процесс резко снижает вероятность формирования газовых гидратов в магистральных газопроводах, которые являются одной из наиболее важных проблем при транспортировке природного газа. Отложение гидратов на стенках газопровода вызывает уменьшение его пропускной способности, и как следствие повышение гидравлических сопротивлений движению транспортируемой среды, а также может привести к аварийным ситуациям при эксплуатации газопровода.

С проблемой, которая будет изучена в данной работе, неоднократно сталкиваются как при разработке газовых месторождений крайнего севера, так и «южных» месторождений Томской, Оренбургской и Астраханской областей. Актуальность проблемы обеспечения необходимой степени осушки природного газа в условиях падения давления сырья заключается в необходимости сохранения товарных характеристик газа на поздних этапах разработки месторождения. В это время происходит повышение влагосодержания газа и требуются изменения в технологическом процессе, направленные на сохранение значений температуры точки росы, указанных в требованиях к товарному газу. Модернизация процесса и сохранение качества подготовки газа обеспечит непрерывность всей цепи технологических процессов: от добычи газа, до его подачи потребителям.

Целью работы является оптимизация существующей технологии абсорбционной подготовки природного газа путем изменения технологической схемы и аппаратов, для достижения условий, позволяющих поддерживать качество подготовки природного газа в соответствии с требуемыми стандартами в условиях падения давления на входе в установку подготовки на примере УКПГ-4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для реализации данной цели планируется решить ряд задач:

1. Провести анализ процессов абсорбционной осушки и регенерации абсорбента на примере действующей технологии подготовки;
2. Провести анализ существующих методов модернизации технологического процесса абсорбционной подготовки;
3. Создать модель технологического процесса абсорбционной осушки газа на основе действующей технологической схемы УКПГ, проверка ее адекватности;
4. Создать модель стадии предварительной осушки газа насыщенным гликолем в модернизированной технологии осушки природного газа;
5. Ввести в систему регенерации абсорбента колонну отпарки гликоля;

6. Оценить технологическую эффективность предлагаемых модернизаций;

7. Дать экономическую оценку предлагаемых мероприятий.

Объектом исследования является действующая технология абсорбционной осушки природного газа и вакуумной регенерации диэтиленгликоля на УКПГ-4 Ямбургского НГКМ.

Научная новизна: применение технологий двухступенчатой осушки и регенерации абсорбента с помощью отпарной колонны в условиях газового промысла Ямбургского НГКМ, создание модели технологического процесса подготовки природного газа в программном комплексе Unisim Design.

Полученные результаты и выводы проведенных исследований были представлены на XIV Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2021) и XXVI Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова (г. Томск, 2022).

Защищаемые положения:

1. Переход на двухступенчатую технологию абсорбционной осушки газа создаст большую депрессию точки росы.

2. Повышение депрессии температуры точки росы позволит эксплуатировать установку подготовки газа при более низких давлениях сырья или с более низкой степенью его компримирования.

3. Добавление колонны отдувки гликоля газом повысит степень регенерации гликоля и соответственно качество осушки.

## **1 Анализ существующих технологий абсорбционной подготовки газа и регенерации абсорбента**

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений в большинстве своем тесно контактирует с влагой, которая может находиться как в жидком состоянии, так и в виде паров воды. На ее содержание в добываемом газе влияет давление и температура системы, минерализация пластовой воды и состав газа.

Газ насыщается парами воды до определенного давления, которое определяется давлением насыщенного водяного пара данной системы. Точка росы определяется температурой, при которой в газовой смеси возможно выпадение капель воды из газовой фазы, то есть образование двухфазной смеси.

Присутствие частиц воды и паров воды в составе газа приводит к коррозии трубопроводов и оборудования не только установок подготовки газа, но и его транспорта. А также, при снижении температуры, к образованию в трубопроводах гидратов, которые повышают гидравлическое сопротивление трубопроводов и могут полностью ограничить их пропускную способность.

Основной целью осушки газа является понижение температуры точки росы газа по углеводородам и воде, для предотвращения выпадения гидратов в процессе транспортировки по магистральному газопроводу. В промышленных условиях осушка газа производится на специальных установках жидкими (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль), твердыми (силикагель, боксит, молекулярные сита) веществами, а также с помощью охлаждения на холодильных установках или установках низкотемпературной сепарации.

### **1.1 Природный газ: состав и свойства**

Аналогично нефти, природный газ залегает в пластах на глубинах от одного до нескольких километров. В зависимости от компонентного состава поступающей на поверхность газожидкостной продукции месторождения природного газа можно подразделить на газоконденсатные (нефтегазоконденсатные) или чисто газовые.

Продукция скважин газовых месторождений имеет низкое содержание компонентов  $C_{2+}$ . Так, содержание этана в газе сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения составляет от  $10^{-3}$  до 0,15 % мол. [1], не говоря о более тяжелых углеводородах, содержание которых на порядки ниже. Подготовка таких газов включает снижение влагосодержания газа, то есть понижение его температуры точки росы по воде. Продукция скважин газоконденсатных месторождений, помимо этого, должна проходить этап извлечения конденсата. И конечно, любой газ проходит предварительную очистку от механических примесей в процессе отделения жидкой фазы.

Кроме углеводородов алканового ряда и, в частности, метана, природный газ может содержать в своем составе множество других компонентов, среди которых можно выделить: азот, сероводород, оксиды углерода, водород, гелий, соединения серы (меркаптаны, тиолы).

В пластовых условиях газового месторождения газовая фаза находится в равновесии с жидкой. Газ растворен в воде, а пары воды находятся в газовой шапке. При переходе из пласта в скважину газ перестает контактировать с жидкой фазой, а давление потока снижается в результате чего увеличивается способность газа держать воду в парообразном состоянии. Взаимодействие между газовой шапкой и жидкостью подошвенных вод описывается уравнением Дальтона-Рауля:

$$P_y = px, \quad (1)$$

где  $P$  – абсолютное давление газожидкостной системы;  $p$  – упругость паров данного вещества в чистом виде при определенных термобарических условиях;  $y$  – мольная доля данного вещества в газовой фазе;  $x$  – мольная доля данного вещества в жидкой фазе [2].

Содержание влаги в газовой фазе зависит от давления потока, температуры, состава газа и жидкости (минерализация воды различными солями, выносимые частицы песка и глины). С повышением температуры равновесное влагосодержание газа повышается, повышение давления вызывает обратную реакцию, которое для проектных расчетов определяется по уравнению Букачека:

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

где  $b$  – равновесная влагоемкость газа, г/м<sup>3</sup>;  $p$  – давление в системе, МПа;  $A$  – равновесная влагоемкость идеального газа при атмосферном давлении, г/м<sup>3</sup>;  $B$  – коэффициент, характеризующий разность влагоемкостей реального и идеального газов [3].

Кроме термобарических условий, на влагосодержание влияет состав природного газа. С увеличением его молярной массы снижается влагосодержание, наличие азота также снижает его, а вот присутствие сероводорода или углекислого газа – наоборот, увеличивает влажность. Растворенные в воде твердые вещества понижают парциальное давление паров воды в газовой фазе в равновесии с водным раствором.

Процесс разработки любого месторождения рано или поздно сталкивается с моментом, когда пластовое давление начинает снижаться, снижаются темпы отбора сырья. Никакое месторождение не может избежать стадии падающей добычи. Результатом снижения давления, по закону Бернулли, является возрастание скорости потока, что способствует еще большему выносу жидкости и механических примесей, чем в начале разработки. Данный фактор только усложняет процесс транспорта и подготовки природного газа. Негативное влияние оказывает не только сниженное давление, обеспечивающее повышенное влагосодержание, но и выносимая жидкая фаза, которая имеет свойство оседать вдоль нижней образующей шлейфов и магистральных газопроводов, и является главным фактором начала образования гидратов. Но данные процессы преследуют добычу газа весь цикл разработки месторождения: они происходят и в момент максимальной добычи при высоких значениях давления потоков.

## 1.2 Требования к качеству газа

Технические требования на газы, подаваемые во внутрипромысловые газопроводы: шлейфы и коллекторы, и на установки комплексной подготовки природного газа не имеют каких-либо специальных требований и не

формируются с помощью сторонних нормативных документов, а определяются лишь на основании соответствующих проектов разработки, обустройства месторождений и в технологических регламентах на установки промышленной обработки газа. Однако, в зависимости от оборудования, применяющегося при его подготовке состав сырьевого потока природного газа, может ограничиваться по содержанию твердой и жидкой фаз, а также по содержанию сероводорода после первичной подготовки для ограничения коррозионной активности.

Для товарного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, предъявляются следующие требования к его качеству:

1. Обеспечение магистрального транспорта в однофазном состоянии: формирование температуры точки росы природного газа по углеводородам и влаге ниже требуемого значения температур для данных условий, т.е. предотвращение образования твердой и жидкой фазы;

2. Товарный газ не должен вызывать коррозию трубопроводов, арматуры, КИПиА и т.п.;

3. Обеспечение высоких потребительских качеств газового топлива (теплотворная способность) с обязательным учетом требований безопасности при использовании (одорирование) [4].

На сегодняшний день, поставляемый природный газ регламентируется следующими нормативными стандартами:

1. СТО Газпром 089-2010 – стандарт распространяется на горючий газ природный (ГГП), подаваемый с промыслов, подземных хранилищ и газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы и транспортируемый по ним, а также к ГГП, поставляемому и транспортируемому по магистральным газопроводам единой системой газоснабжения [5]. Основные требования к качеству газа, определяемые данным стандартом отражены в таблице 1;

2. ГОСТ 5542-2014 – стандарт распространяется на природные горючие газы, поставляемые в системы газораспределения и используемые в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения [6];



3. ГОСТ 27577-2000 – стандарт распространяется на природный компримированный газ, применяемый в качестве альтернативного топлива для двигателей внутреннего сгорания транспортных средств: автомобилей, железнодорожного транспорта, речных судов и сельскохозяйственной техники [7].

Таблица 1 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным трубопроводам [5]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	Умеренный	Холодный
Компонентный состав	Определение обязательно	
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше:		
в зимний период	-10,0	-20,0
в летний период	-10,0	-14,0
Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:		
в зимний период	-2,0	-10,0
в летний период	-2,0	-5,0
Массовая концентрация сероводорода г/м <sup>3</sup> , не более	0,007	
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016	
Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030	
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> , не менее	31,80	
Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001	
Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормировано; Определение обязательно	

Данные требования, предъявляемые к качеству подготавливаемого газа, основываются на необходимости обеспечения безопасности его транспортировки по магистральным газопроводам и использовании потребителями, так как последние зачастую находятся на большом удалении от мест добычи и подготовки. Одним из основных принципов всего «газового цикла» от добычи и подготовки до его транспортировки и подачи потребителям является непрерывность всех процессов. Для ее обеспечения необходимо предусматривать все меры, гарантирующие надежность эксплуатации всех газотранспортных систем и, в частности, УКПГ. Основную опасность на всем пути движения газа представляют коррозия газопроводов и гидратообразование. Для этого обеспечивается очистка газа от механических примесей и

сероводорода (при наличии), а также снижение температуры точки росы природного газа по воде и углеводородам.

Температурой точки росы по данному компоненту, называют температуру газовой смеси, при которой относительная влажность потенциально выпадающего в жидкую фазу компонента равна 100%. Точка росы по влаге – показатель, определяющий условия безгидратного транспорта газа, обеспечивающий повышение надежности работы средств автоматики и снижение коррозионного износа газопроводов, компрессорных станций и технологического оборудования. Точка росы по углеводородам – показатель, определяющий условия транспорта углеводородного газа в однофазном состоянии, что повышает производительность газопровода, устанавливает верхний предел извлечения конденсата из газа на промыслах [4].

Для реализации требований к качеству товарного газа, поставляемого в магистральный газопровод, организуется его подготовка на установках предварительной и комплексной подготовки газа. В зависимости от его состава и требуемых условий подготовка может осуществляться следующими методами:

- низкотемпературная сепарация;
- абсорбционная осушка;
- адсорбционная осушка, а также их различные комбинации.

### **1.3 Низкотемпературная сепарация**

Низкотемпературной сепарацией называется технологический процесс извлечения углеводородов и влаги из природного газа путем однократной конденсации при пониженных температурах с разделением равновесных газовой и жидкой фаз [7]. Этот процесс наиболее распространен при обработке конденсатосодержащих газов. Технология заключается в ступенчатой сепарации газожидкостной смеси с получением и применением низких температур на последней ступени сепарации и рекуперации холода. Для получения холода применяются холодильные циклы, основу которых составляют аппараты, использующие энергию пласта, ДКС или хладагенты. Зачастую в данном

процессе вместе с отделением конденсата происходит и отделение капельной влаги, то есть осушение газа. Наиболее простая схема подготовки газа методом НТС представлена на рисунке 1.

В качестве «охладителя» здесь выступает турбодетандерный агрегат, но вместо него может применяться и дроссель. Среди недостатков данной системы можно выделить: необходимость раннего введения дожимных компрессорных станций для получения перепада давления, достаточного для охлаждения газа; низкое давление газа ведет к повышенным температурам сепарации, что сказывается не только на качестве подготавливаемого газа, но и на выходе другого целевого компонента – газового конденсата.

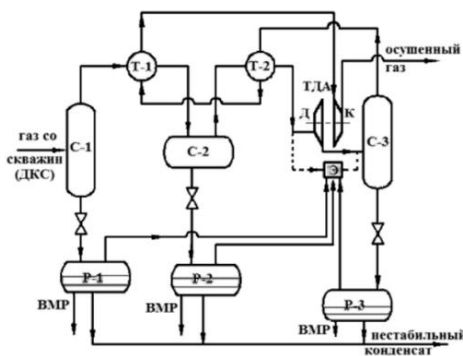


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема установки НТС [7]:  
ТДА – турбодетандерный агрегат; Д – детандер; К – компрессор; Э – эжектор

#### 1.4 Адсорбционная осушка

Адсорбцией называется процесс поглощения компонентов газов или жидкостей поверхностью твердых тел, т.е. концентрирование веществ на поверхности раздела фаз или в объеме пор твердого тела. Процесс адсорбционной осушки и очистки природного газа позволяет обеспечить температуру точки росы газа по влаге до минус  $70^{\circ}\text{C}$  и ниже, а также очистить газ от диоксида углерода, соединений серы и полностью извлечь из природного газа углеводороды  $\text{C}_{5+}$ , даже если они содержатся в небольших количествах.

В качестве адсорбента применяются вещества, отличающиеся достаточной поглотительной способностью, полнотой и простотой регенерации, а также механической прочностью, обеспечивающие низкое остаточное

содержание влаги в газе. Наиболее известными из них являются: силикагели; цеолиты или молекулярные сита; активированный уголь и окислы алюминия.

В качестве недостатков можно выделить: отсутствие эффективной и полной регенерации адсорбента, а также невосприимчивость некоторых адсорбентов к абсорбируемым веществам, которые могут вызвать критическое его загрязнение и остановку технологического процесса.

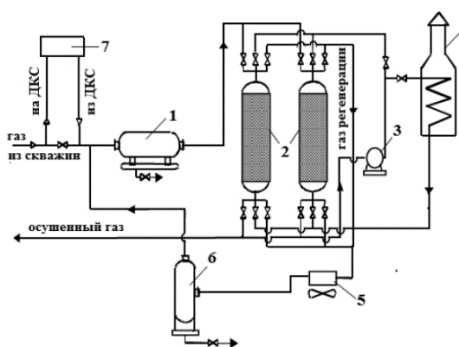


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема установки абсорбционной осушки газа [7]:

1 – сепараторы; 2 – адсорберы; 3 – компрессор; 4 – печь огневого подогрева; 5 – АВО; 6 – сепаратор газа регенерации

### 1.5 Абсорбционная осушка

Согласно действующему стандарту СТО Газпром 089–2010 осушка газа осуществляется до температуры точки росы минус 14°C и минус 20°C для летнего и зимнего периода соответственно. В качестве подготовки большого количества газа сеноманских залежей наряду с адсорбционной технологией применяется абсорбционная. В ее основе лежит применение жидких поглотителей влаги.

Так, среди основных требований, предъявляемых к осушителям, можно выделить: высокую поглотительную способность в широком спектре температур и давлений, низкое давление насыщенных паров осушителя – для более низкого уноса; высокую селективность в отношении компонентов, извлекаемых из газа – более легкое поглощение и выделение поглощенных компонентов; низкую коррозионную активность; высокую устойчивость к термической деструкции [4, 7]. Наиболее распространены на производстве диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, также можно встретить на практике этиленгликоль и пропиленгликоль.

В связи с широкой производственной базой, большинство отечественных предприятий использует диэтиленгликоль при абсорбционной подготовке [4].

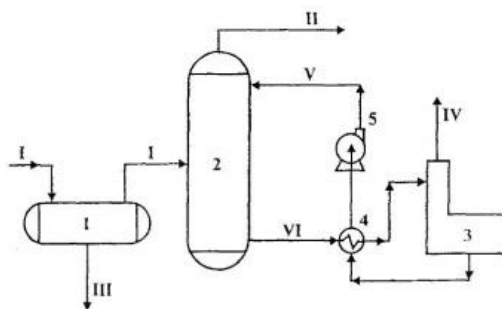


Рисунок 3 – Схема стандартной установки гликолевой осушки газа [4]:  
I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – РДЭГ; VI – НДЭГ;  
1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля; 4 – теплообменник; 5 – насос

Недостатком сорбционных методов является повышенная металлозатратность оборудования за счет необходимости обеспечения системы регенерации. В отличие от технологии адсорбционной осушки, в абсорбционной не происходит «переключения» схемы работы системы. Осушающий агент с помощью насосов подается в печь регенерации и назад в колонну абсорбера. Этим обеспечивается плавность процесса и повышение межремонтного периода оборудования.

### 1.5.1 Физико-химическая сущность абсорбции. Движущая сила процесса абсорбции

Абсорбцией называется процесс поглощения одного или нескольких компонентов газовой фазы жидким поглотителем. Жидкая фаза, выступающая в роли поглотителя, называется абсорбентом, а извлекаемый из газовой фазы компонент – абсорбат.

При химической абсорбции поглощение происходит за счет химического взаимодействия между извлекаемым компонентом и абсорбентом по результатам которого образуется химическая реакция. Физическая абсорбция основывается на поглощении компонентов из газовой фазы за счет слабых сил межмолекулярного взаимодействия.

Процесс абсорбции является диффузионным. В связи с этим он может осуществляться, когда при контакте газовой и жидкой фаз парциальное давление извлекаемого компонента в газовой фазе больше, чем в жидкой. Движущая сила

процесса основывается именно на этом принципе – разность фактической и равновесной концентраций извлекаемого компонента в газовой фазе и абсорбенте. Чем больше данная разность, тем выше скорость абсорбции. Так, скорость физической абсорбции определяется скоростью диффузии молекул из газовой фазы в абсорбент, а скорость хемосорбции зависит от скорости химической реакции образования химических продуктов при взаимодействии молекул извлекаемого компонента и абсорбента [7]. При приближении системы к состоянию равновесия движущая сила уменьшается и скорость перехода замедляется. Поскольку парциальное давление компонента пропорционально его концентрации, то движущая сила процесса абсорбции или десорбции может быть выражена также через разность концентраций компонента в газовой (3) или жидкой (4) фазе.

$$\Delta y = y - y_p; \quad (3)$$

$$\Delta x = x_p - x, \quad (4)$$

где  $x_p, y_p$  – концентрация компонента (влаги) в состоянии равновесия в жидкой и газовой фазах соответственно.

Количество вещества  $M$ , поглощаемого в единицу времени при абсорбции или выделяемого при десорбции, прямо пропорционально поверхности контакта газовой и жидкой фаз  $F$ , движущей силе процесса и коэффициенту пропорциональности  $K$ , зависящему от гидродинамического режима процесса и физико-химических свойств системы. Уравнение массопередачи при абсорбции можно записать в виде:

$$M = K_p F (p_\Gamma - p_p) = K_y F (y - y_p) = K_x F (x_p - x) \quad (5)$$

или

$$K_p (p_\Gamma - p_p) = K_y (y - y_p) = K_x (x_p - x) \quad (6)$$

Абсорбция является экзотермическим процессом, то есть в процессе насыщения абсорбента происходит выделение теплоты. Она почти равна теплоте конденсации извлекаемого компонента и пропорциональна извлекаемому объему.

Физическая абсорбция является обратимым процессом, то есть позволяет возвращать абсорбирующую способность ранее использовавшемуся абсорбенту. В связи с чем абсорбция и десорбция являются самостоятельными

последовательными технологическими процессами. Абсорбция осуществляется в массообменных аппаратах – абсорберах, а десорбция, соответственно, в десорберах. Из абсорбера выходит насыщенный абсорбент и направляется в десорбер, откуда он выходит уже регенерированным и вновь поступает на абсорбцию.

### **1.5.2 Технологический процесс абсорбционной осушки газа**

Принципиальная технологическая схема осушки газа методом абсорбции представлена на рисунке 3. Продукция газовой скважины, содержащая в своем составе, кроме углеводородов, пластовую минерализованную воду, вынесенные частицы песка, глины и материалов конструкции скважины, поступает в шлейф. Там она смешивается с метанолом, который является ингибитором гидратообразования на всем участке «скважина – УКПГ». Поступая на УКПГ поток газожидкостной смеси проходит через входной сепаратор, где отделяется вся жидкая фаза и механические примеси, содержащиеся в ней. Далее осушаемый поток поступает в нижнюю часть абсорбера, где навстречу ему стекает раствор абсорбента. Зачастую перед абсорбером для поступающих в него потоков газа и абсорбента устанавливается теплообменник для выравнивания температуры между ними. Массообмен между встречными потоками осуществляется на контактных устройствах тарельчатого или насадочного типа. Движущей силой процесса, как уже было отмечено, является разность концентраций, в данном случае влаги, в газовой и жидкой фазах. На выходе с верхней секции абсорбера выходит осушенный газ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010. Перед подачей в газопромысловый коллектор он охлаждается до температур 0–минус 2°С для предотвращения растепления многолетнемерзлых пород. Насыщенный абсорбент отбирается с низа колонны абсорбции и подается в верхнюю часть колонны регенерации (десорбера), пройдя перед этим через теплообменный аппарат, где нагревается от уже регенерированного осушителя. В регенераторе производится десорбция влаги, растворенной в абсорбенте, путем нагревания абсорбента в испарителе или применения десорбирующего агента, в качестве которого может использоваться некоторая часть осушенного газа.

Регенерация абсорбента в зависимости от достигаемой степени насыщенности раствора гликоля может проводиться как при атмосферном давлении, так и при давлении ниже атмосферного. В зависимости от применяемой технологии и техники регенерации и типа используемого абсорбента, концентрация осушенного гликоля может составлять 97–99,95 %.

### **1.5.3 Абсорберы, их виды и конструкция**

Процесс абсорбции осуществляется в массообменных аппаратах – технологических устройствах, предназначенных для осуществления процессов массообмена. Они реализуют контакт двух или трех фаз для перераспределения компонентов между фазами. Массопередача осуществляется на поверхности соприкосновения фаз, в связи с чем в абсорбере должна быть создана развитая поверхность соприкосновения между газом и жидкостью. Конструктивно абсорбер состоит из трех функциональных секций (рисунок 4):

- нижняя – предварительная сепарация газа (сепарационная секция);
- средняя – абсорбционная осушка газа (массообменная секция);
- верхняя – очистка газа от ДЭГ, уносимого из массообменной секции (фильтрующая секция).

Нижняя секция представляет собой совокупность циклонных элементов, в которых из газа отделяется капельная жидкость и отводится через клапан-отсекатель. Данная секция предназначена для удаления свободной жидкости и препятствию дополнительного загрязнения раствора гликоля.

Отсепарированный газ поступает в массообменную секцию абсорбера. Данная секция может быть образована тарелками или структурированной насадкой. Выбор типа секции определяется для каждого конкретных условий осушки и состава газа. В верхнюю часть массообменной секции, от установки регенерации гликоля навстречу потока газа подается осушитель природного газа. На контактных поверхностях происходит массообмен встречных потоков осушаемого газа и раствора гликоля. На этом этапе происходит абсорбция влаги из газа и понижение концентрации рабочего вещества раствора осушителя.



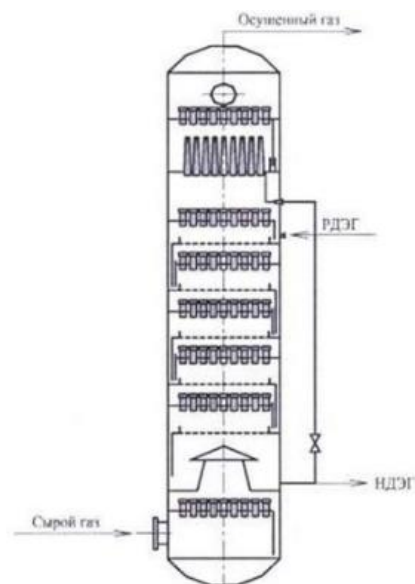


Рисунок 4 – Схема абсорбера [7]

После массообменной секции осушенный газ попадает в фильтрующую секцию, где происходит улавливания капель абсорбента, уносимого с газом, и выходит из абсорбера. Загрязненный гликоль, стекая по тарелкам вниз отводится с низа колонны на регенерацию.

Вторая, массообменная секция классифицируется по типу контактного устройства в колонне. В промышленности применяются колпачковые, клапанные, насадочные, ситчатые, вихревые и пленочные устройства, которые различаются конструкцией контактного устройства колонны для обеспечения взаимодействия жидкости и пара. Среди наиболее используемых и наиболее эффективных при подготовке природного и нефтяного газа выделяют абсорберы с насадочной и тарелочной (колпачковые, клапанные, ситчатые) массообменной секцией.

Насадочные аппараты – колонные аппараты, заполненные насадками – твердыми телами различной формы и размера, которые предназначены для создания развитой поверхности контакта между взаимодействующими потоками. Жидкость тонкой пленкой покрывает насадки и стекает по ним. Насадочные аппараты просты по устройству и имеют высокую удельную поверхность контакта и коэффициенты массопередачи. Благодаря чему уменьшаются габариты очистных устройств [8]. Для наилучшей работы насадки к ним применяются следующие требования:

1. Большая поверхность в единице объема;

2. Хорошая смачиваемость абсорбентом;
3. Низкое гидравлическое сопротивление газовому потоку;
4. Равномерное распределение абсорбента;
5. Стойкость к химическому и механическому воздействию со стороны движущихся жидкости и газа;
6. Малый удельный вес.

Насадок, которые удовлетворяли бы всем этим требованиям, не существует, так как улучшение одного из параметров приводит к ухудшению другого. Например, увеличение удельной поверхности вызывает рост гидравлического сопротивления потоку.



Рисунок 5 – Формы элементов насадок:  
 1 – седло Берля; 2 – кольцо Рашига; 3 – кольцо Палля  
 4 – розетка Теллера; 5 – седло «Инталокс» [8]

Достоинства данного типа колонн заключается в простоте устройства и низком гидравлическом сопротивлении. Среди недостатков можно отметить трудность отвода тепла и плохую смачиваемость насадок при низких плотностях орошения.

Тарельчатые колонны – аппараты, в которых контакт между жидкостью и паром осуществляется в результате дробления газа на струи и пузырьки при его барботировании через слой жидкости. По конструктивным особенностям их можно разделить на три группы:

1. Тарелки перекрестного типа (рисунок 6): движение газа и жидкости осуществляется перекрестным ходом. Эти тарелки имеют специальные переливные устройства для перетока жидкости с одной тарелки на другую без смешивания с газом.

2. Тарелки провального типа: переливные устройства отсутствуют, жидкость и газ проходят через одни и те же отверстия.

3. Тарелки с однонаправленным движением газа и жидкости: газ проходит в направлении движения жидкости по тарелке, что снижает гидравлический градиент в установке.

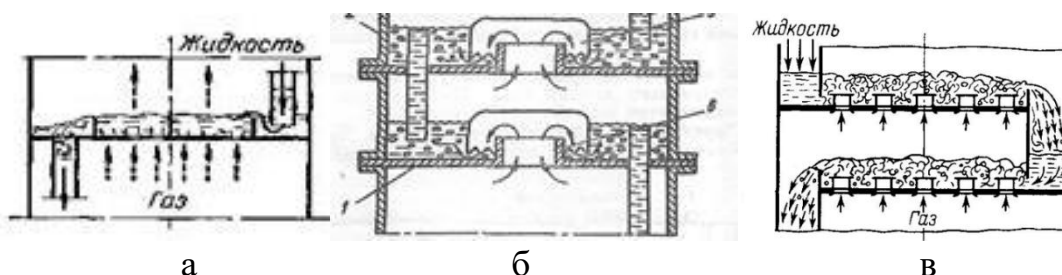


Рисунок 6 – Тарелки перекрестного типа:  
 а – ситчатые; б – колпачковые; в – клапанные [3]

В своем развитии конструкция массообменных секций аппаратов абсорбции и десорбции прошла четыре этапа.

Первый этап – однофункциональное оборудование осушки газа максимальной производительности. Массообмен производится на колпачковых тарелках при прохождении газа через слой жидкости. Первичная сепарация газа и десорбция гликоля производится на отдельно стоящих установках.

Второй этап – замена барботажного способа массообмена на высокоэффективный способ контакта газа и жидкости на струйных ситчатых тарелках. Введение центробежной сепарации после каждой массообменной тарелки.

Третий этап – массообмен в высокоскоростных прямоточных многофункциональных центробежных элементах при контакте газа и жидкости в пленочном и капельном режимах.

Четвертый этап – массообмен и сепарация в структурированной регулярной насадке с завихрителями, По конструкции регулярные насадки бывают с макро- и микроструктурами, в которых проводят процессы коалесценции, массообмена и сепарации [9].

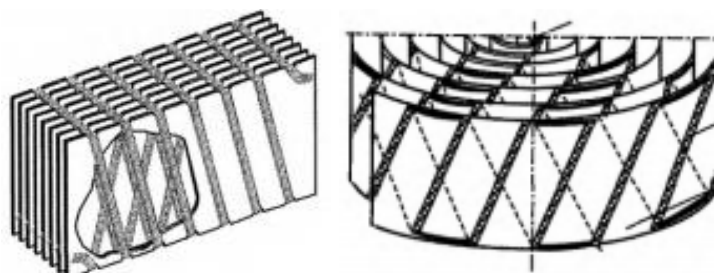


Рисунок 7 – Варианты исполнения регулярных насадок [9]

### 1.5.4 Характеристика осушителей

К осушающим реагентам предъявляется целый список требований – от их основных характеристик до безопасности для окружающей среды. Все они будут перечислены ниже. Этим требованиям соответствуют в той или иной степени: этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль и пропиленгликоль. Но в настоящее время для осушки газа наиболее распространены высококонцентрированные растворы ди- и триэтиленгликоля.

Таблица 2 – Физические свойства гликолей [3, 10]

Показатель	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Формула	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1116	1118	1126
Температура кипения, °С при 101,3 кПа при 6,66 кПа	197,3 123	244,8 164	278,3 198
Температура начала разложения, °С	164	164	206
Теплота растворения воды при 30 °С, кДж/кг	111,9	134,9	210,0
Критическая температура, °С	376	410	440
Критическое давление, МПа	8,26	5,10	3,72
Вязкость при 20 °С, мПа·с	20,9	35,7	47,8

Вязкость и плотность растворов гликолей уменьшается при повышении температуры, а также при снижении содержания гликоля в растворе (рисунок 8, 9).

Жесткие требования к концентрации абсорбентов связаны с необходимостью в высокой степени очистки газа от капельной влаги для предотвращения ее конденсации в газовом трубопроводе. Требования к газу, поставляемому в магистральный газопровод, определяются СТО Газпром 089–2010 [5]. По данному нормативному документу температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа не выше минус 20°С в зимний период и не выше минус 14°С – в летний период; по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа не выше минус 10°С в зимний период и не выше минус 5°С – в летний период (табл. 1) [5]. Для соблюдения данных параметров, абсорбенты должны соответствовать определенным требованиям:

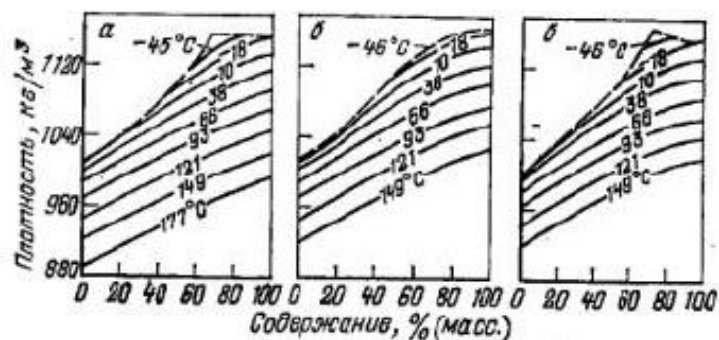


Рисунок 8 – Плотность водных растворов этиленгликоля (а), диэтиленгликоля (б) и триэтиленгликоля (в) при разных температурах [10]

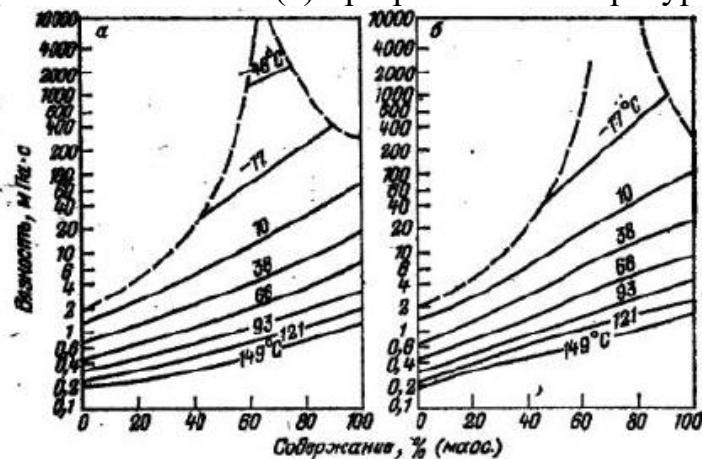


Рисунок 9 – Вязкость водных растворов диэтиленглиоля (а) и триэтиленгликоля (б) [10]

- Иметь температуру помутнения и застывания на несколько градусов ниже самой низкой рабочей температуры в системе;
- Не содержать сернистых соединений, которые могут разлагаться в условиях высоких температур в отпарных колоннах и десорберах, образуя вещества с высокой коррозионной активностью и элементарную серу;
- Не содержать смолы и механические примеси;
- Иметь как можно более узкий интервал кипения для более легкого восполнения его потерь;
- Не содержать непредельные углеводороды, которые при нагреве и контакте с кислородом образуют смолы;
- Иметь большее соотношение плотности к молекулярной массе;
- Иметь большую избирательность в отношении целевых компонентов, извлекаемых из газа – характеризует более легкое выделение поглощенных компонентов из газа;

– Иметь низкое давление насыщенных паров с тем, чтобы уменьшить потери абсорбента с осушенным газом;

– Иметь относительно низкую вязкость при рабочих температурах и давлениях, чтобы обеспечить хорошую перекачиваемость и эффективный массообмен в абсорбере;

– Быть устойчивым пено- и эмульсиеобразованию [3].

Распространенность ДЭГ и ТЭГ связана со следующим набором достоинств:

– Высокая гигроскопичность;

– Стабильность в присутствии сернистых соединений  $O_2$  и  $CO_2$  при обычных температурах;

– Концентрированные растворы не затвердевают [11];

– Гликоли обладают высокой взаимной растворимостью с водой, они легко регенерируются и обладают высокой стабильностью после регенерации;

– Имеют низкую упругость паров при контакте с газом, незначительные потери абсорбента вместе с потоком газа;

– Не образуют пен и эмульсий с углеводородным конденсатом и легко разделяются с ним в отстойниках благодаря большой разности их плотностей [12].

### **1.5.5 Факторы, влияющие на процесс осушки**

Результат осушки зависит от первичных и вторичных факторов. К первичным относят давление, температуру, состав газа на входе в УКПГ и концентрацию абсорбента в регенерированном растворе. Эти факторы определяют влагосодержание газа на входе и выходе из абсорбера. К вторичным относят степень насыщения абсорбента, эффективность работы оборудования, наличие в газе загрязняющих примесей.

#### **1.5.5.1 Влияние давления**

Со снижением давления увеличивается равновесная влагоемкость газа. Вследствие чего возрастает количество влаги, извлеченной из газа в абсорбере. Поэтому осушка при высоких давлениях при прочих равных условиях обеспечивает

снижение затрат на обработку газа, так как уменьшаются затраты энергии на регенерацию насыщенного раствора и подачу раствора гликоля в абсорбер [3].

При постоянных значениях концентрации гликоля в регенерированном и насыщенном растворах, удельный расход ДЭГа имеет линейную зависимость от количества влаги, извлеченной из газа. Соответственно, чем ниже давление, тем больше раствора гликоля требуется для осушки. Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка газа для того, чтобы текущая точка росы соответствовала точке росы газа при заданном давлении.

### **1.5.5.2 Влияние температуры**

Снижение температуры газа при прочих равных условиях понижает его влагоемкость. Следовательно, будет требоваться меньший удельный расход абсорбента, меньше потери абсорбента с газом и ниже металлоемкость конструкции аппаратов, а также энергетические затраты на регенерацию гликоля. Но снижение температуры раствора повышает его вязкость. Наибольшая депрессия по точке росы получается при осушке газа раствором вязкостью не более 80–90 сП [3, 9]. Увеличение вязкости выше этого значения снижает интенсивность процесса массообмена газа с осушителем.

Разница температур входных потоков газа и раствора гликоля также не должны быть большой (не более 6–8 °С), так как это ведет к повышению потерь гликоля. Пониженная температура гликоля вызывает вспенивание абсорбента, захлебывание тарелок и увеличение перепада давления в колонне. Для предотвращения данной проблемы перед абсорбером допускается установка теплообменника входных потоков для выравнивания их температур.

### **1.5.5.3 Влияние концентрации гликоля**

Наибольшее влияние на величину депрессии точки росы осушаемого газа оказывает концентрация гликоля, подаваемого в абсорбер (рисунок 12).

Чем выше концентрация регенерированного раствора гликоля, тем меньше его расход и ниже точка росы осушенного газа, так как образуется

большая разница между давлениями упругости паров воды в газе и в самом гликоле. При выборе концентрации раствора на выходе необходимо, чтобы на входе газа в абсорбер ДНП воды над раствором было не ниже, чем в газе, поступающем на осушку.

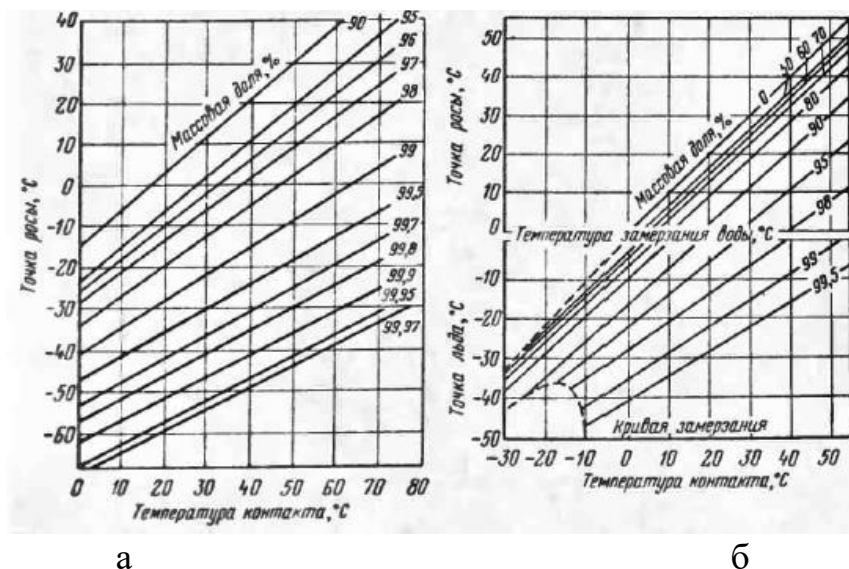


Рисунок 10 – Равновесная точка росы газа по воде над растворами ТЭГ (а) и ДЭГ (б) при различных температурах [11]

#### 1.5.5.4 Влияние солей и механических примесей

Наличие в газе солей и механических примесей отрицательно влияет на качество процессов адсорбции и десорбции. Соли, попадая в абсорбционную колонну отлагаются на контактных устройствах, загрязняя каналы прохода газа и жидкости, а также ускоряют темпы образования коррозии на оборудовании.

При контакте такого газа с ДЭГом, в нем растворяется часть солей из газа. Это приводит к уносу растворимых солей в систему регенерации. Повышенная температура регенерации вызывает отложение солей и на установках этой системы. Накопление минеральных солей в ДЭГ усиливает его коррозионную активность вплоть до того, что под воздействием раствора ДЭГ происходит коррозия тарелок абсорберов и колонн регенерации.

Все это приводит к неустойчивой работе аппаратов осушки и десорбции, уменьшению их межремонтного периода и дополнительным эксплуатационным расходам.



## 1.6 Технология регенерации абсорбента

После контактирования с газом гликоль насыщен водой. Концентрация осушителя снижается с 98,5÷99,9% (масс) до 93÷97% (масс). Кроме того, в нем накапливаются различные примеси. Вода в свою очередь содержит соли.

Шлам, образующийся из продуктов разложения гликоля и тяжелых углеводородов, и механические примеси забивают тарелки и теплообменники. В результате этого происходит ухудшение массообмена. Кроме того, наличие шлама в растворе приводит к эрозии деталей насоса, арматуры и требует частых замен фильтрующих элементов [3]. Забивание механическими примесями контактных устройств приводит к увеличению скорости газа, что способствует пенообразованию и повышенному уносу гликоля в виде капель.

В целом, технология регенерации обеспечивает необходимую концентрацию и степень очистки гликоля, которая позволит осушать газ до температуры точки росы, заданной в соответствии с проектом.

Регенерация насыщенных растворов гликоля производится на специальных блоках. Для этого применяют процессы ректификации при атмосферном давлении и под вакуумом, с использованием азеотропного агента и отпарного газа.

Таблица 3 – Давления в десорбере и концентрации получаемых гликолей при различных процессах регенерации [10]

Показатели	Давление в аппарате, кПа	Концентрация регенерированного гликоля, % (масс.)
<b>Диэтиленгликоль</b>		
Регенерация при атмосферном давлении	106	97,0–97,5
То же под вакуумом	53–30	98,5–99,3
То же с подачей отпарного газа в испаритель	106	99,5
в низ отпарной колонны	106	99,8
<b>Триэтиленгликоль</b>		
Регенерация при атмосферном давлении	106	98,0–98,6
То же под вакуумом	53–30	98,7–99,5
То же с подачей отпарного газа в испаритель	106	99,1–99,5
в низ отпарной колонны	106	99,1–99,9
Азеотропная ректификация	106	99,95

Сущность процесса регенерации гликоля состоит в получении максимально возможной температуры раствора гликоля, при котором

происходит массовое выпаривание воды из раствора при условии недопущения термического разложения самого гликоля и его высоких потерь от испарения. Так, в виду термической неустойчивости гликолей, ДЭГ нельзя нагревать выше 164,5 °С [13], а ТЭГ – выше 206,8 °С [14]. Зачастую при атмосферном давлении невозможно достичь достаточно высоких концентраций гликоля, лишь 96,7% и 98,1% для ДЭГа и ТЭГа соответственно [3, 10]. Вследствие чего возникает необходимость применения термической регенерации под воздействием вакуума или других методов.

Таблица 4 – Зависимость температуры кипения гликолей от давления [3]

р, мм рт. ст	Т <sub>ДЭГ</sub> , °С	Т <sub>ТЭГ</sub> , °С	р, мм рт. ст	Т <sub>ДЭГ</sub> , °С	Т <sub>ТЭГ</sub> , °С
1	91,8	114,0	60	174,0	201,5
5	120,0	144,0	100	187,5	214,6
10	133,8	158,1	200	207,0	235,0
20	148,0	174,0	400	226,5	256,6
40	164,3	191,3	760	244,8	287,3

### 1.6.1 Регенерация при атмосферном давлении

Регенерация при атмосферном давлении производится в печах огневой или паровой регенерации ДЭГ. Разница состоит в источнике тепла кубовой колонны печи. В случае огневой печи чаще всего источником является газ, собственных нужд от узла редуцирования. В паровой печи производится циркуляция перегретого пара. Особенность огневой регенерации заключается в непосредственном контакте печи с открытым огнем горелок.

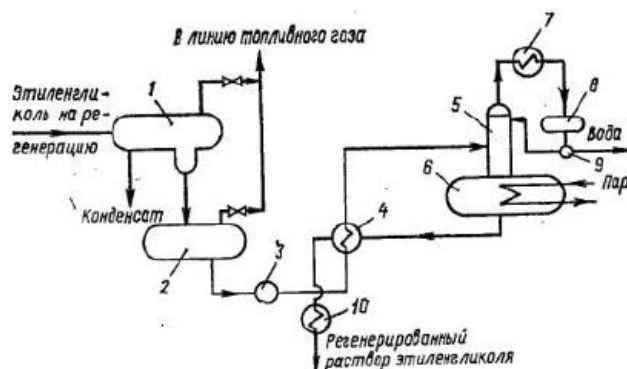


Рисунок 11 – Установка регенерации диэтиленгликоля с паровым подогревом:

- 1 – фазовый разделитель; 2 – сепаратор; 3 – фильтр; 4 – теплообменник; 5 – десорбер; 6 – испаритель; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 9 – насос орошения; 10 – холодильник [10]

Схема включает предварительные сепараторы: сепаратор, где происходит разделение смеси диэтиленгликоль–углеводороды; сепараторы для снижения давления и выделения газа; систему теплообменников и сам десорбер, в конструкции которого заложен паровой или огневой подогреватель (испаритель). Верх колонны оснащен водяным орошением рефлюксом для лучшей очистки поднимающихся паров воды и терморегуляции поступающего потока насыщенного гликоля.

### **1.6.2 Вакуумная регенерация**

Как было уже сказано выше, концентрация чистого гликоля, получаемая предыдущим способом, недостаточна для эффективной осушки газа. Растворы такой концентрации не обеспечивают достаточно глубокую осушку. Один из способов решения данной проблемы – применение технологии вакуумной регенерации абсорбента. В таблице 4 приведены температуры кипения ДЭГ и ТЭГ в зависимости от давления в системе.

Требуемое давление в системе создается специальными насосами. Они подключаются в газовой фазе, отводимой из рефлюксной емкости и наращивая объем выходящего из печи газа создают там разрежение. Такая методика особенно распространена на северных месторождениях, где, в отличие от южных, отрицательная температура окружающей среды сохраняется в течение большей части года и необходимы более низкие значения температуры точки росы. Для этого требуется абсорбент с более высокой концентрацией.

Регенерация абсорбента может вестись в две стадии. Первая – предварительная регенерация при атмосферном давлении; вторая – регенерация под вакуумом в специальном вакуум-испарителе. Встречаются также двухсекционные десорберы, где нижняя секция работает при атмосферном давлении, а верхняя – под вакуумом. И в зависимости от влагосодержания газа может работать как нижняя, так и обе секции одновременно [15, 16, 17].

### 1.6.3 Азеотропная ректификация

Для регенерации гликолей также применяют азеотропную отпарку, которая позволяет получать гликоли с концентрацией до 99,9% при температурах в колонне, не вызывающих потери гликоля от испарения и химического разложения [18].

Характерной особенностью данного вида является проведение процесса в присутствии различных разделяющих агентов. Так один или несколько компонентов раствора гликоля отгоняются в виде азеотропов с разделяющим агентом. Разделяющий агент выводится из печи в виде дистиллята. В результате добавления разделяющего агента увеличивается относительная летучесть воды. Поэтому данный метод позволяет получать гликоль высокой концентрации при более низких температурах.

Требования, предъявляемые к разделяющим агентам:

1. Должны изменять относительную летучесть компонентов смеси в желательном направлении;
2. Легкая регенерация из смесей с компонентами системы, подвергаемой разделению;
3. Не реагируют с компонентами системы – азеотропный агент практически не должен смешиваться с водой и иметь плотность меньше плотности регенерируемой смеси;
4. Безопасные в обращении, доступные и дешевые [3, 18].

Таблица 5 – Свойства азеотропообразующих веществ [18]

Наименование	Химическая формула	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Температура кипения, °С	Растворимость в воде при 0,1 МПа, мл/100 л
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,8790	80,1	0,082
Толуол	C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> CH <sub>3</sub>	0,8716	110,6	0,057
Ксилол	C <sub>6</sub> H <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	0,8802	114,4	0,030
Этилбутират	C <sub>3</sub> H <sub>7</sub> COOC <sub>2</sub> H <sub>5</sub>	0,8790	121,0	0,068

Насыщенный раствор гликоля, проходя через теплообменник попадает в колонну регенерации К-1. Ниже места загрузки НДЭГ подается азеотропный агент. Образовавшаяся смесь его паров с парами воды охлаждается в

холодильнике X-1, конденсируется и разделяется в E-1. Азеотропный агент попадает в емкость E-2, откуда, с помощью насоса, подается в десорбер. Регенерированный гликоль откачивается с низа колонны, и подогревает поступающий на очистку гликоль [3].

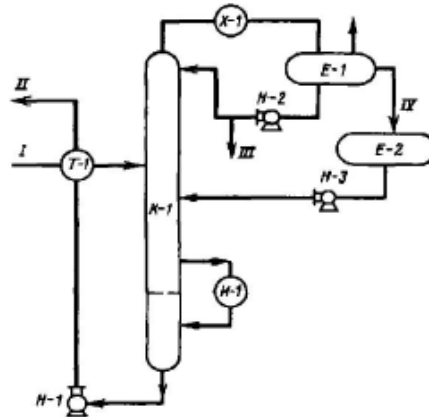


Рисунок 12 – Регенерация гликолей с помощью азеотропного агента:  
 К-1 – десорбер; И-1 – испаритель; E-1 – рефлюксная емкость; E-2 – буферная емкость; Н-1÷3 – насосы [3, 18]

Для регенерации ДЭГ и ТЭГ азеотропным методом в качестве агента применяется толуол. Увеличение количества толуола в системе приводит к повышению концентрации регенерированного гликоля, но на регенерацию требуется большее количество энергии и топлива. Теоретический расход толуола в 4 раза выше количества воды в насыщенном гликоле. Но на практике объемом в 1,8 больше теоретического, при достаточно критической температуре для ТЭГ в 210°С, можно достичь концентрации абсорбента в 99,9%

#### 1.6.4 Регенерация с применением отпарного газа

Данный метод наиболее распространен за рубежом при получении растворов гликолей с концентрацией 99% и выше. Отдувочный газ подается в колонну регенерации в ребойлер или непосредственно под первую тарелку снизу десорбера. Метод основан на снижении парциального давления водяного пара путем подачи отдувочного газа, что способствует переходу воды из жидкой фазы в газовую.

Гликоль с установки осушки проходит через змеевик дефлегматора 1 (рисунок 13), размещенного в верху выпарной колонны 2. Проходя через систему

теплообменников, гликоль поступает в десорбер, где из него частично отгоняется вода. В испарителе нагрев гликоля осуществляется сжиганием топливного газа в топке 6. Далее гликоль попадает в отпарную колонну 9, в низ которой подается нагретый отдувочный газ. В отпарной колонне концентрация гликоля доводится до 99,9% (масс.) и выше. Влажный отдувочный газ перетекает в испаритель, где производит предварительную десорбцию гликоля, проходит через дефлегматор, который отделяет захваченные пары и капли гликоля, и выводится через верх колонны.

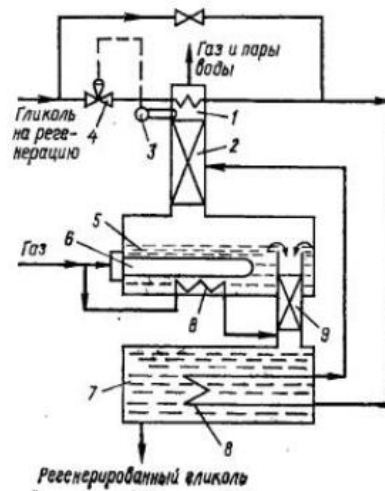


Рисунок 13 – Схема установки регенерации гликоля с подачей отдувочного газа:  
 1 – дефлегматор; 2 – выпарная колонна; 3 – термопара; 4 – регулирующий клапан;  
 5 – испаритель; 6 – топка; 7 – буферная емкость; 8 – теплообменники;  
 9 – отпарная колонна [10]

Недостатком данной схемы является вывод отдувочного газа и паров в атмосферу, что приводит к потерям не только газа, но и уносимого с ним гликоля, а также к дополнительному загрязнению окружающей среды. Для решения данной проблемы в схему возможно подключение системы улавливания и осушки циркулирующего газа отдувки [10, 18].

## 2 Развитие технологии абсорбционной осушки

Эффективность процесса абсорбционной осушки газа определяется технологической структурой, составом и типом применяемого оборудования, типом используемого абсорбента. На выбор оборудования и технологии осушки газа влияют такие параметры как: объемы извлекаемых запасов углеводородного сырья в пределах пункта подготовки, состав и физико-химические свойства добываемого флюида, термобарические параметры продуктивного пласта, климатические условия месторасположения установки подготовки газа, а также требования нормативных документов, определяющие влагосодержание осушенного газа (температура точки росы газа по воде и углеводородам) [7].

Большинство схем абсорбционной осушки газа базируются на принципиальной технологической схеме, изображенной на рисунке 3. Данную схему можно выделить на любой установке подготовки природного газа. Наиболее крупные установки абсорбционной осушки природного газа эксплуатируются на Медвежьем, Уренгойском и Ямбургском нефтегазоконденсатных месторождениях [7, 4].

На первых этапах развития и совершенствования технологий подготовки газа изменения претерпевали конструкция и характеристики абсорберов, так как пластовые давления уникальных по своим запасам месторождений были высокие, как и объемы добываемого газа. Первое применение абсорберов высокой производительности было осуществлено на Медвежьем месторождении. Единичная производительность данного оборудования составляла 3–5 млн м<sup>3</sup> газа в сутки [7]. Принципиальная схема абсорбционной осушки приведена на рисунке 14.

Согласно данной схеме, сырой газ под рабочим давлением 9,0–7,5 МПа поступает в сепаратор для отделения капельной жидкой фазы, далее в тарельчатый абсорбер для контакта с абсорбентом, и в фильтр-сепаратор для отделения от газа унесенных капель абсорбента. Данная конструкция абсорбера обладает повышенной металлоемкостью и коротким межремонтным периодом

за счет наличия трех отдельных установок и трубопроводов между ними. Пропускная способность технологических линий была невелика для таких объемов извлечения, поэтому на каждом УКПГ приходилось сооружать по 10–12 абсорберов. Опыт эксплуатации УКПГ Медвежьего месторождения был использован при обустройстве двух других: Уренгойского и Ямбургского.



Рисунок 14 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на месторождении Медвежье [7]:  
1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – фильтр сепаратор

На Уренгойском месторождении, кроме спроектированной системы регенерации гликоля, произведена модернизация технологических аппаратов системы осушки. В 1986 году [4] в работу были введены многофункциональные аппараты, которые конструкционно объединяют сепарационную, массообменную и фильтрационную секцию в едином аппарате. Пример такого аппарата представлен на рисунке 15. Каждая последующая секция размещается над предыдущей по ходу движения газа. За счет этого не только снижается металлоемкость оборудования, но и упрощаются процессы планового технологического обслуживания и возможного аварийного ремонта оборудования.

Установки осушки на Ямбургском месторождении отличаются большей эффективностью и конструкционной технологичностью относительно предыдущих примеров установок северных месторождений. Существенные изменения заключаются в более компактном исполнении установок и большей единичной пропускной способности оборудования за счет применения отечественного, более совершенного, оборудования. Осушка осуществляется девятью технологическими линиями пропускной способностью 10 млн м<sup>3</sup> газа



каждая. На УКПП Ямбургского месторождения используются турбодетандерные агрегаты в сочетании с АВО для охлаждения газа перед подачей в газотранспортную систему с целью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород (ММП).

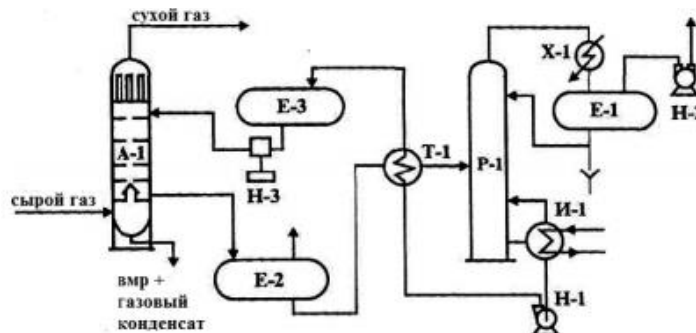


Рисунок 15 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на Уренгойском НГКМ с многофункциональным аппаратом (МФА) [7]: А-1 – МФА; Р-1 – колонна регенерации; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 – конденсатор; И-1 – испаритель; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы

В период падающего пластового давления технология подготовки газа требует внесения изменений для поддержания основных рабочих параметров процесса осушки газа. Для этого в систему подготовки вводят дожимные компрессорные станции. В зависимости от выполняемой задачи ДКС устанавливается перед или после установки осушки газа. Так, на Медвеьем месторождении, как и на Ямбургском, ДКС располагается перед установкой осушки газа, а на Уренгойском и перед, и после.

В этот период наблюдаются следующие особенности эксплуатации, присущие всем УКПП:

- рост равновесной влагоемкости природного газа по мере снижения давления потока, что увеличивает общую нагрузку установки по влаге при одновременном снижении объемов подготовки газа;
- увеличение выноса из пласта капельной влаги в виде жидкой фазы и содержащихся в ней солей и механических примесей;
- газоперекачивающие компримирующие аппараты, располагающиеся непосредственно перед установкой осушки, повышают температуру осушаемого газа, особенно в летний период и требуют введения аппаратов воздушного охлаждения после компримирования;

- в составе газового потока после ДКС появляется компрессорное масло, унесенное в результате утечек;

- снижение давления и повышение температуры газа, а соответственно и параметров контакта в абсорбере, снижают эффективность самого процесса абсорбции;

- снижение давления и повышение температуры при постоянной массовой производительности абсорбера по газу, увеличивает объем его переработки, так как плотность газа снижается. Это приводит к росту скоростей потоков в аппарате абсорбции, повышению гидравлических сопротивлений и повышенному уносу гликоля с осушенным газом [19].

При всем этом, по опыту эксплуатации установок осушки газа было отмечено, что в условиях падающего давления, при температуре газа, поступающего на осушку, выше 25°C (для летнего периода эксплуатации) требования к качеству подготовки газа к транспорту по температуре точки росы трудновыполнимы [7].

В связи с этим следует рассмотреть существующие предложения по модернизации технологического процесса в период падения давления и добычи газа. Все возможные модернизации технологии осушки газа можно разделить на две части: модернизация процесса абсорбции и модернизация процесса регенерации абсорбента. Все они направлены на повышение качества подготовки природного газа и снижение потерь как газа, так и гликоля.

## **2.1 Модернизация системы осушки газа**

Для снижения эксплуатационных затрат при глубокой осушке газа был предложен процесс двухступенчатой абсорбции, изображенный на рисунке 16. Осушка осуществляется в абсорбере 2, в который вводится раствор гликоля разной концентрации в две точки по высоте аппарата – на третью и десятую тарелки. При использовании триэтиленгликоля в качестве осушителя на третью тарелку абсорбера подается основное количество частично регенерированного триэтиленгликоля концентрации 98,0% (масс). Этот раствор извлекает из газа

большую часть влаги. На десятую тарелку подается остальной гликоль, концентрации 99,9% (масс) и выше, с помощью которого газ осушается окончательно [3, 10].

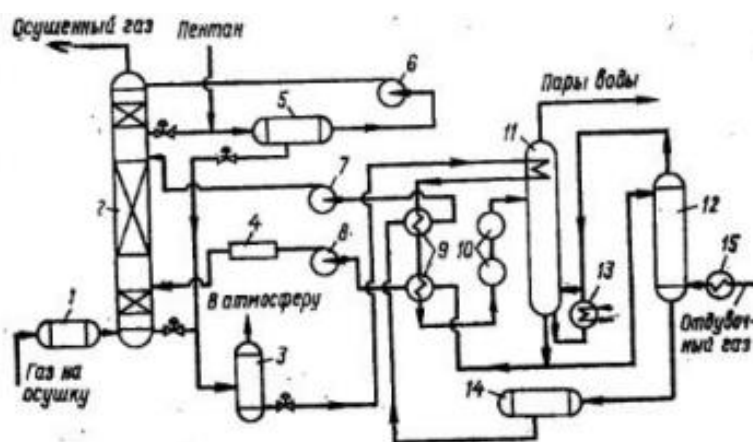


Рисунок 16 – Схема двухступенчатой абсорбции [3, 10]

Регенерация раствора триэтиленгликоля, насыщенного водой, также проводится в две ступени. На первой ступени в десорбере 11 при температуре 204°С и атмосферном давлении концентрация гликоля доводится до 98,0 % (масс.). Часть этого раствора и подается на третью тарелку абсорбера. Оставшееся количество направляется в отпарную колонну 12 (II ступень), куда подается отдувочный газ. Здесь концентрация раствора гликоля доводится до 99.9% (масс.) и выше, и этот поглотитель подается на десятую тарелку абсорбера [3, 10].

Повысить давление в абсорбере можно путем переобвязки турбодетандерного агрегата, суть которой сводится к установлению компрессора в положение "до абсорбера". При работе по схеме, отраженной на рисунке 17, газ сначала дожимается до 9,0 МПа, охлаждается в ВХ-2, затем поток осушается в абсорбере А-1 и поступает на турбину ТДА [3].

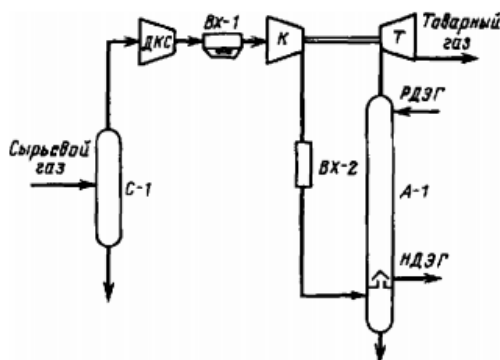


Рисунок 17 – Технологическая схема подключения ТДА в систему установки осушки [3]

Ведение процесса при высоких давлениях имеет преимущество в случае снижения потребности в газе, так как скорость газа в абсорбере падает и, как следствие, уменьшаются потери гликоля в виде капельного уноса [3].

Другая модель двухстадийной осушки приведена в [4]. Основные моменты технологии – проведение процесса абсорбции влаги на двух температурных уровнях в двух абсорберах с охлаждением газа между ступенями осушки.

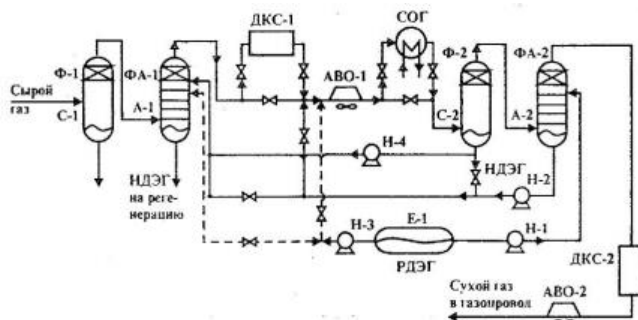


Рисунок 18 – Технологическая схема двухступенчатой гликолевой осушки газа [4]

Давление на входе в абсорбер А-1 изменяется от 9–10 МПа в начальный период эксплуатации до 2–2,5 МПа на завершающей стадии разработки. Давление в абсорбере А-2 меняется в диапазоне 5–7,8 МПа.

Температура в А-1 – 10–20°C; температура в А-2 в начальный период: минус 5–5°C в холодное время года и 10–20°C в летнее время. В компрессорный период температура в абсорберах выше и изменяется от 0 до 35–40°C (высокие значения в летнее время года и при отсутствии ступени охлаждения газа (СОГ)).

Регенерированный ДЭГ высокой концентрации (93–96%) подается в абсорбер А-2, отработанный раствор ДЭГа после абсорбера А-2 делится на 2 потока: меньшая часть поступает в АВО (обеспечивая надежность эксплуатации АВО в безгидратном режиме), а большая в А-1. Поток НДЭГ объединяются и поступают на установку регенерации.

В [19] показан метод предварительного охлаждения природного газа, особенно полезный для летнего периода эксплуатации установки подготовки. В данном случае газ, охлажденный на АВО, проходит через теплообменник, куда поступает горячий газ, например, со скважин. Данная технология позволяет снизить температуру газа с +35 °С до +20 °С, а депрессию температуры точки росы подготовленного газа вплоть до 10 °С.

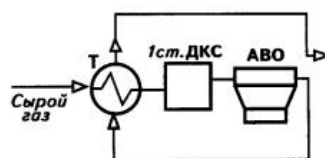


Рисунок 19 – Схема охлаждения газа перед его осушкой [19]

## 2.2 Модернизация системы регенерации абсорбента

Наиболее близкий аналог рассматриваемой технологии подготовки природного газа описан в статье [20]. В ней рассмотрена стандартная технология абсорбционной осушки с предварительным компримированием газа. Для достижения требуемых значений температуры точки росы по воде авторы предложили увеличить массовую долю регенерированного гликоля путем применения азота в качестве отпарного газа. Азот является инертным газом и не оказывает негативного воздействия на окружающую среду и оборудование. Подача азота осуществлялась в межтрубное пространство и накопительный отсек ребойлера регенератора. Определен оптимальный объем подачи газа в ребойлер, равный 50 Нм<sup>3</sup> на одну тонну очищаемого ДЭГ. В результате массовая доля регенерированного ДЭГ была увеличена на 0,63% до 99,64% [20].

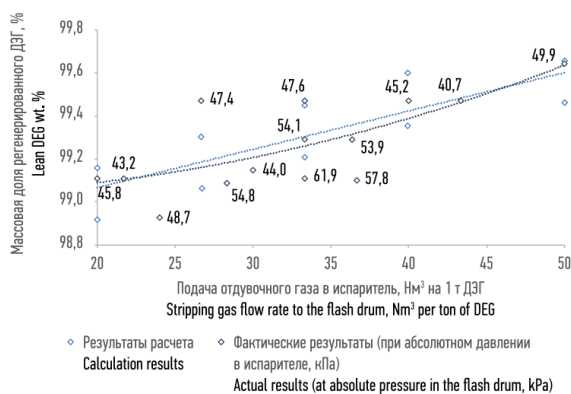


Рисунок 20 – Зависимость массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа при различном давлении в испарителе [20]

В статье Naque [21] рассмотрена методика регенерации гликоля, имеющая в своей основе повышение эффективности регенерации гликоля (рисунок 21). Это достигается путем отделения газовой фазы после прохождения теплообменника «насыщенный–регенерированный осушитель» и введения газа отдувки в ребойлер регенератора. Первое позволяет отделить газовую фазу, преимущественно содержащую углеводородный газ и воду, как относительно

легколетучие соединения, и не пустить их в ребойлер. С помощью второго достигается более высокая степень регенерации осушителя, которую сложно достичь при атмосферной или вакуумной осушке. Так как горячий осушенный газ, пропущенный через газораспределитель, более восприимчив к поглощению воды и оставшихся углеводородов из гликоля.

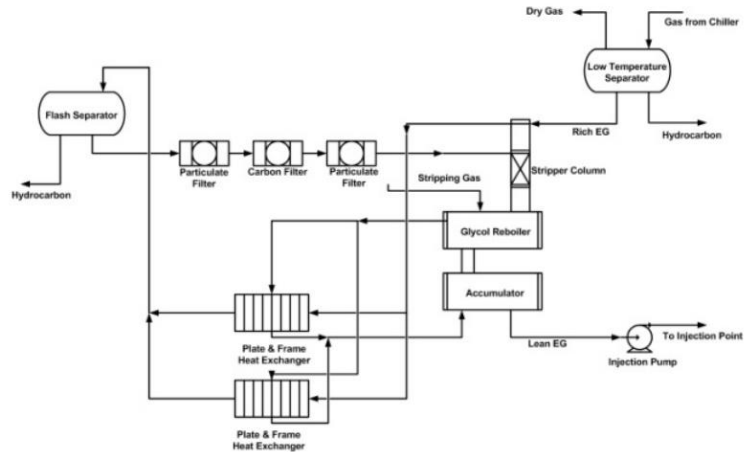


Рисунок 21 – Технологическая схема установки регенерации абсорбента [21]

В статье [22] оценивается эффективность работы блока регенерации гликоля, расположенного на одной из установок комплексной подготовки газа Нигерии (рисунок 22).

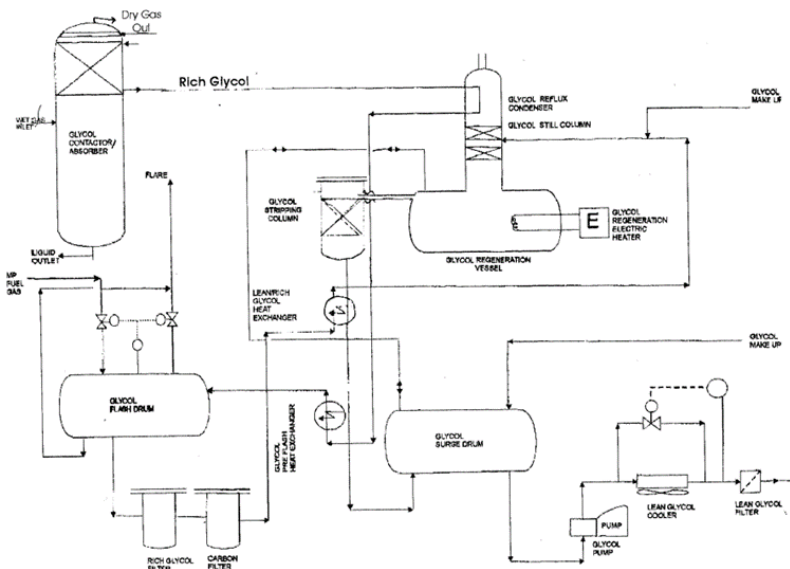


Рисунок 22 – Установка осушки газа X [22]

Особенность данной установки заключается в наличии отдельной секции, где производится подача отдувочного газа в нагретый регенерируемый гликоль.

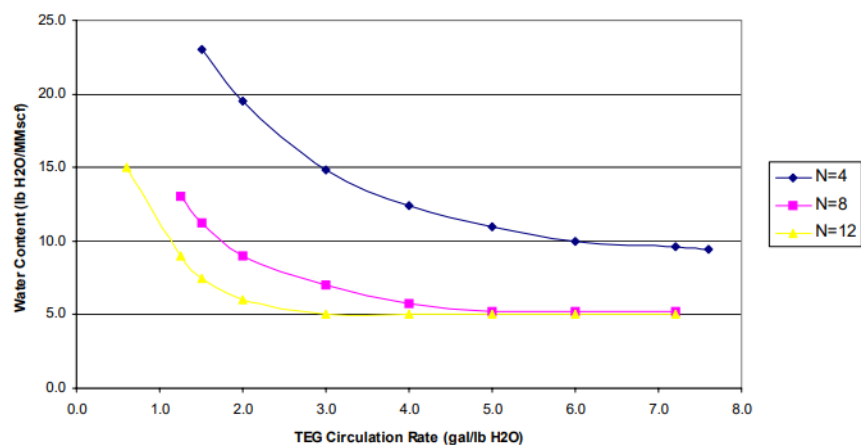


Рисунок 23 – Влияние числа теоретических тарелок в абсорбере на влажность газа [22]

Было рассмотрено влияние подачи отдувочного газа, числа теоретических тарелок в абсорбере и объемов циркуляции гликоля на температуру точки росы осушенного газа (абсолютную влажность газа). Влияние внедрения отдувочного газа на эффективность велико и позволяет более чем в 2 раза повысить депрессию ТТР (рисунок 24). Увеличение количества тарелок и интенсивности циркуляции гликоля имеет ограниченное влияние на рост эффективности при внедрении (рисунок 23).

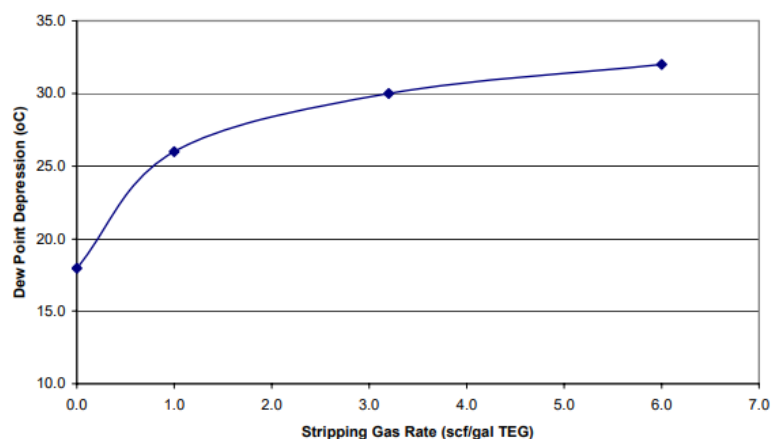


Рисунок 24 – Влияние внедрения отдувочного газа на депрессию ТТР газа [22]

В статье Kong [23] оценено влияние расхода гликоля на основные характеристики качества осушки природного газа: температуру точки росы осушенного газа, потери осушителя и выбросы летучих органических соединений. Путем анализа модели определен расход осушителя, при котором все три параметра принимают оптимальное в данных условиях значение.

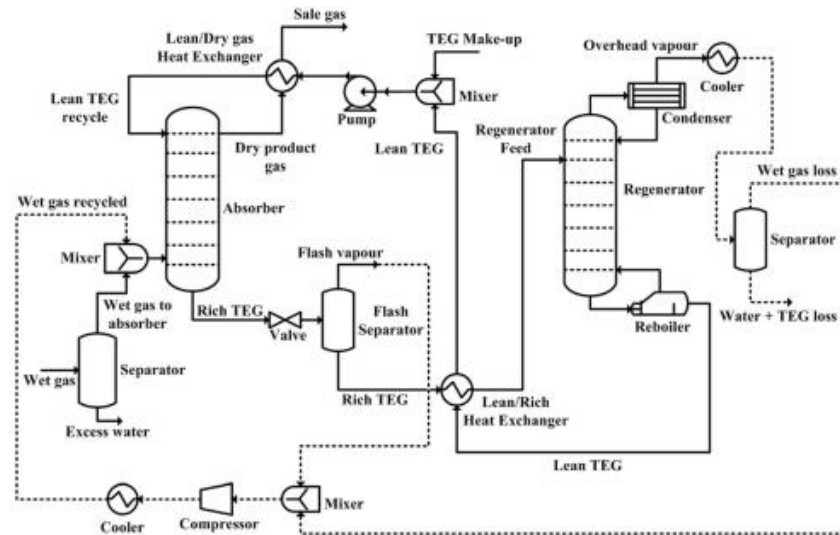


Рисунок 25 – Технологическая схема абсорбционной осушки газа с подачей газа разгазирования гликоля и отделившегося в процессе регенерации в систему [23]

Возможность улучшения процесса регенерации была дополнительно исследована за счет применения пара, отделяющегося от насыщенной смеси, в системе, а именно: газа, отделенного от гликоля в процессе его разгазирования и регенерации (рисунок 25). За счет этого снижаются потери углеводородов.

В статье [24] исследовалось влияние расхода осушителя и давления контакта в абсорбере на качество подготовки газа по получаемой температуре точки росы и температуре гидратообразования в потоке газа. За основу была взята схема технологического процесса, изображенная на рисунке 26.

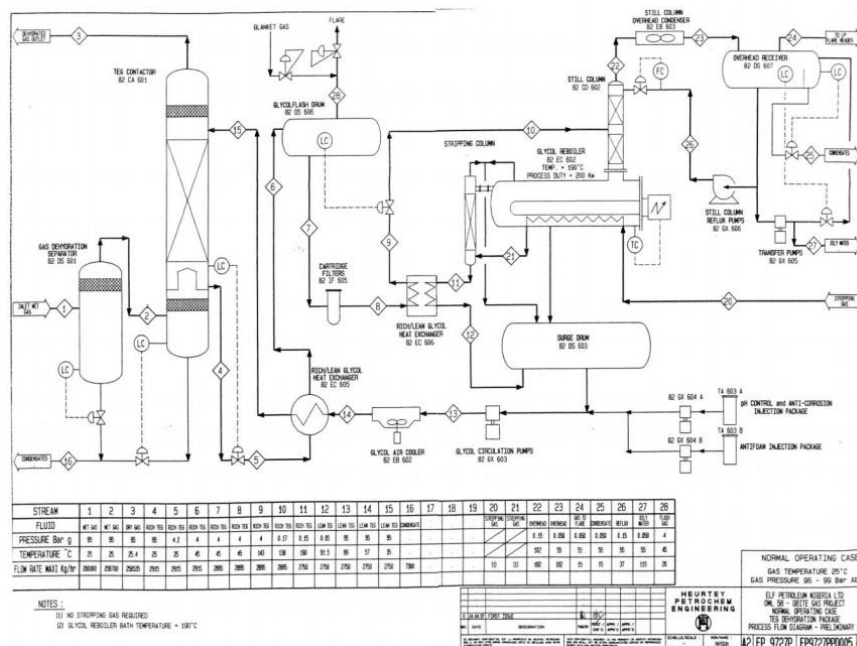


Рисунок 26 – Установка подготовки газа [24]



Особенностью данной установки является применение отдельной секции, через которую пропускается отдувочный газ, предварительно нагретый в кубовой части ребойлера.

Основной особенностью патента [25] является применение потенциально утилизируемого на горелках (горизонтальных факельных установках) газа в качестве топлива для подогрева колонны регенерации осушителя (рисунок 27).

Согласно данной схеме осушенный и подогретый газ направляется в: колонну отдувки в качестве отдувочного газа для предварительной низкотемпературной осушки гликоля, а далее на подогрев гликоля в ребойлер; в газораспределитель ребойлера для отделения влаги на втором этапе осушки, и далее на подогрев осушителя в ребойлере. Данная схема резко снижает потери углеводородов путем их полного использования, и частично снижает потери осушителя, так как он возвращается с газом обратно в систему. Для предотвращения сокращения межремонтного периода следует установить сепаратор для отделения влаги перед подачей газа на горелку ребойлера.

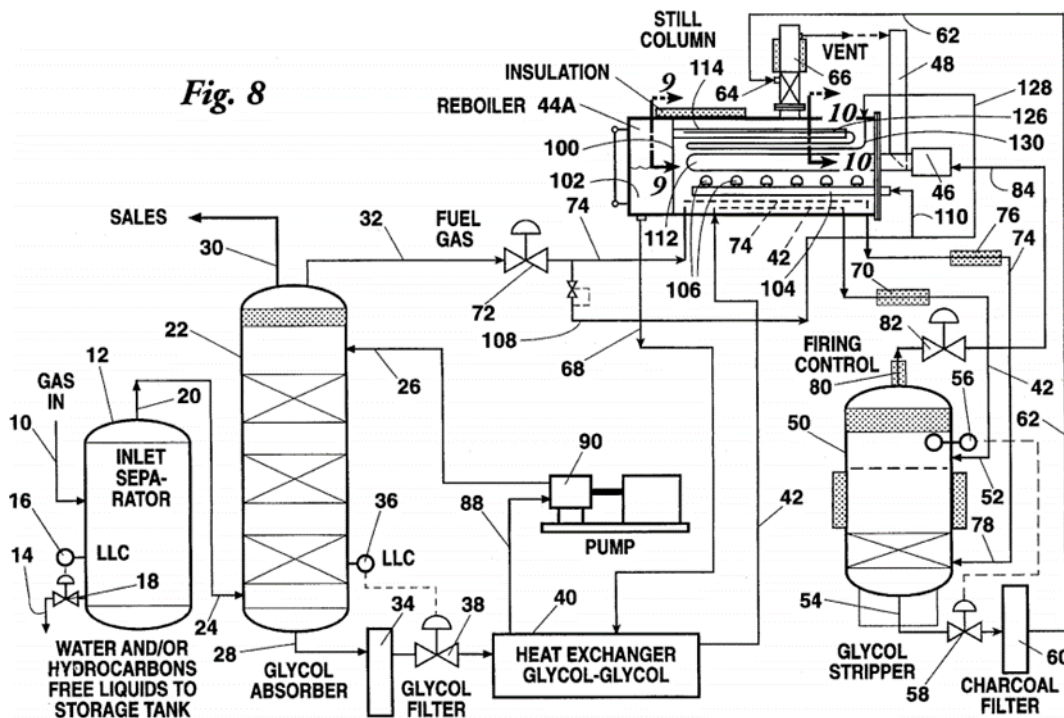


Рисунок 27 – Технологическая схема осушки газа и регенерации гликоля [25]

### **3 Характеристика объекта и методов исследования**

#### **3.1 Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ**

Текст удален, так как содержит конфиденциальные сведения недропользователя.

### **3.2 Текущее состояние разработки**

Текст удален, так как содержит конфиденциальные сведения недропользователя.

### **3.3 Физико-химическая характеристика газа**

Текст удален, так как содержит конфиденциальные сведения недропользователя.

### **3.4 Система сбора газа**

Текст удален, так как содержит конфиденциальные сведения недропользователя.

### 3.5 Моделирующая программа Unisim Design

Моделирование технологической схемы осушки газа и регенерации гликоля осуществляется в моделирующей среде «Honeywell UniSim Design Suite». «Honeywell UniSim Design» – это интегрированная система, которая предоставляет возможность создавать и анализировать модели технологических процессов, позволяющая рассчитывать стационарные и динамические режимы работы с использованием термодинамических моделей. В «UniSim Design» представлен обширный список моделируемых технологических операций и много методов расчета фазового равновесия и свойств, что позволяет надежно рассчитывать широкий спектр технологических объектов. Широкие возможности и богатый выбор моделей данной программы обеспечивают создание полноценной моделирующей схемы технологических процессов подготовки газа, позволяет провести расчеты и оптимизацию.

Основные сценарии использования пакета UniSim Design для моделирования технологических процессов:

- Разработка технологических схем процессов;
- Использование инструмента создания сценариев для оптимизации проектов на основе коммерческих критериев;
- Оценка характеристик оборудования в широком диапазоне условий эксплуатации;
- Оценка влияния изменений свойств сырья, нарушений и нештатных операций на безопасность, надежность и экономичность технологических процессов;
- Текущий контроль характеристик оборудования с учетом производственных целей [26].

Для автоматизации и удобства проведения большого количества расчетов были применены следующие логические операции:

1. «Recycle» – операция позволяет проводить обратные вычисления и заикливать систему без потери логики последовательного вычисления в

пределах допустимой погрешности. Свойства входного и выходного потоков могут передаваться через операцию как в прямом, так и в обратном направлении. После каждого цикла операция сравнивает значение входного и выходного, изменяя значение последнего для выполнения баланса в системе в целом.

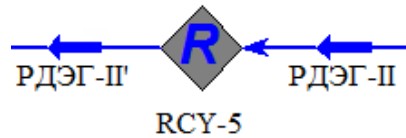


Рисунок 29 – Операция «Recycle»

2. «Set» – операция позволяет задавать значение определенного параметра потока или аппарата, другому потоку или аппарату, автоматически изменяя значение, при изменении свойств источника данных.

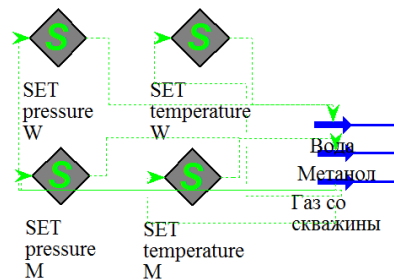


Рисунок 30 – Автоматизация выравнивания давлений и температур потоков исходного сырья с помощью операции «Set»

3. «Adjust» – операция изменяет значение одного из свойств потока для соответствия требуемому значению в другом потоке или аппарате. Например, она позволяет автоматизировать процесс выравнивания температур выходных потоков из теплообменника с возможностью добавления некоторого допуска.

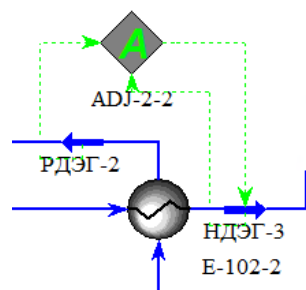


Рисунок 31 – Баланс температур потоков

4. «Balance» – операция обеспечивает материальный и тепловой баланс между входными и выходными потоками позволяя помещать входной поток в задаваемые термобарические условия.

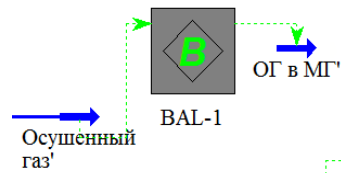


Рисунок 32 – Приведение потока осушенного газа к давлению 3,92 МПа для определения температуры точки росы

Данная операция позволяет определять температуру точки росы осушенного газа при давлении 3,92 МПа как того требует СТО Газпром 089-2010 [5].

## **4 Модернизация технологического процесса подготовки газа**

### **4.1 Описание действующей системы подготовки газа**

Текст удален, так как содержит конфиденциальные сведения недропользователя.



## 4.2 Моделирование действующей технологии подготовки и осушки природного газа

На основании представленных данных по технологии подготовки газа в моделирующей системе Unisim Design была построена модель данного технологического процесса.

В целях повышения быстродействия модели, упрощения понимания всех особенностей процесса подготовки газа и более явного выявления зависимостей работы всех ключевых компонентов и узлов УКПГ, модель была построена со следующими допущениями:

- в потоке газа, поступающего на УКПГ от кустов скважин, не учитывалось содержание механических примесей и минеральных солей;
- в составе схемы не учитывалось наличие фильтров, КИПиА, и регулирующей арматуры;
- аппарат регенерации гликоля разделен на два отдельных абсорбера моделирующих колонну и куб регенерации – аналог полуглухой тарелки;
- добавлен сепаратор для отделения газовой фазы в цикле регенерации гликоля перед его нагнетанием под полуглухую тарелку; для предотвращения кратно больших потерь ДЭГа отделившийся газ смешивается с потоком газа, поднимающимся из куба в колонну;
- основное исследование будет проводиться для летних условий: температура контакта в абсорберах 15°C;
- для определения температуры точки росы осушенного газа по воде при давлении 3,92 МПа [5], производится перенос компонентного состава осушенного газового потока с помощью оператора «Balance» в независимый поток, который далее приводится к задаваемым термобарическим условиям.

Моделирование производится с использованием данных установок и потоков из технологического регламента по УКПГ №4 Ямбургского НГКМ [1]. Наиболее распространенным на сегодняшний день уравнением состояния среди научно-исследовательских институтов является пакет CPA – Cubic plus Association. Уравнение состояния объединяет уравнение Соаве – Редлиха –

Квонга с членом ассоциации из теории Вертхайма, описывающим водную фазу [27].

Входные данные для модели соответствуют технологическому регламенту по УКПГ. Получаемый результат установок осушки и регенерации также проверялся на соответствие регламенту. Для верного описания технологического процесса в моделируемых условиях из списка возможных методик расчета абсорберов и колонны регенерации был выбран метод Sparse Continuation Solver. Он дает наиболее верные и адекватные показатели результата технологического процесса осушки и регенерации.

Колонна орошения метанолом представляет собой абсорбер с четырьмя теоретическими тарелками, и конденсаторным циклом в верхней части для возврата жидкой фазы в систему. В колонне абсорбционной осушки размещено две теоретические тарелки, которые соответствуют насадкам в массообменной и фильтрационной секциях. Установка регенерации разделена на 2 отдельных абсорбера: верхняя часть колонны – абсорбер с конденсатором, нижняя часть – абсорбер с ребойлером.

Первая половина схемы (рисунок 33) представляет собой предварительную подготовку и компримирование потока природного газа перед его подачей в абсорбер.

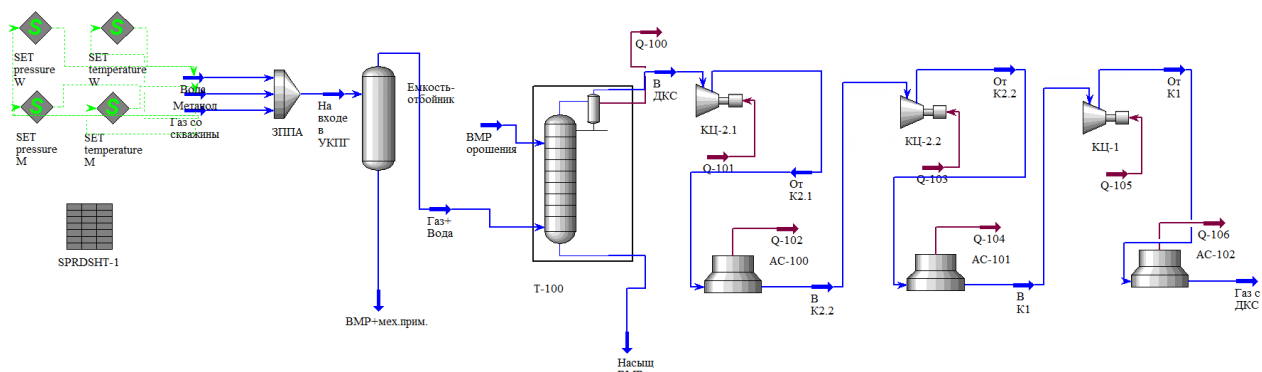


Рисунок 33 – Модель предварительной подготовки природного газа

Свойства крайнего потока передаются на следующий этап: подготовку газа, модель которого представлена на рисунке 34.

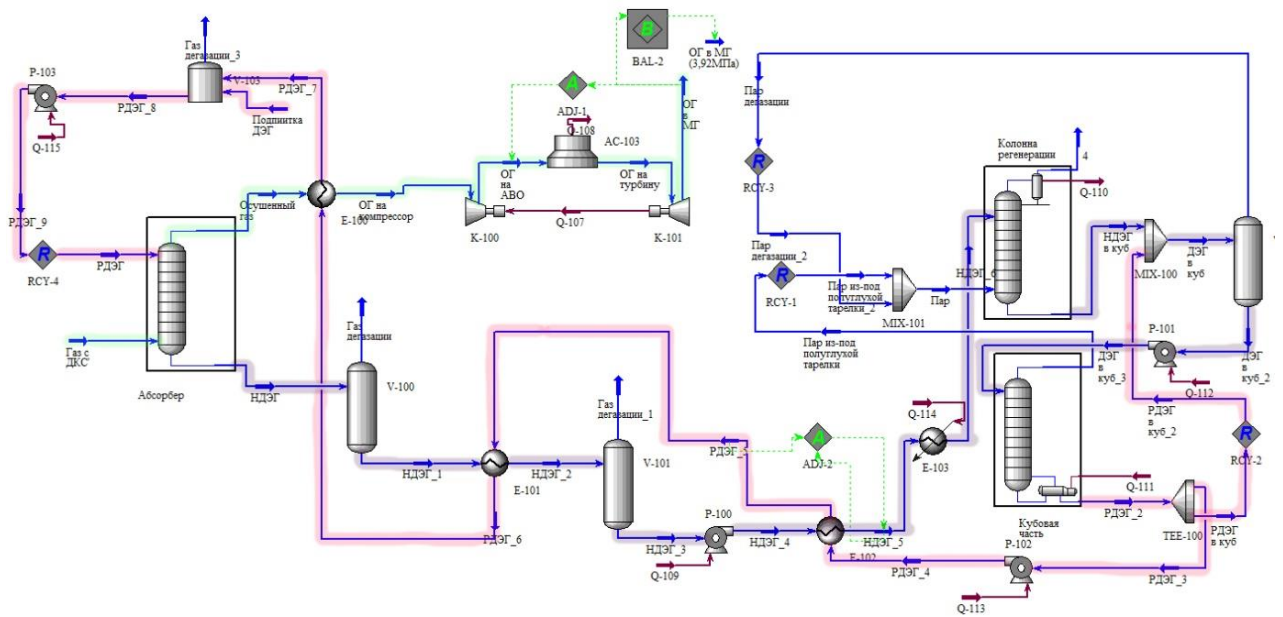


Рисунок 34 – Модель технологической схемы осушки природного газа УКПГ-4 ЯНГКМ

На основе базового анализа модели: при давлении скомпримированного газа 6330 кПа обеспечивается температура точки росы минус 20°C для осушенного потока, приведенного по давлению к 3,92 МПа. Температура точки росы, равная минус 14 – для летнего режима эксплуатации, обеспечивается уже при 4150 кПа.

Данные значения получены при давлении регенерации 70–73 кПа и при падении давления перед абсорбером в 500 кПа (разность давлений входного потока и давления в абсорбере).

### 4.3 Модернизация технологии осушки

Используя аппараты, применяемые в предыдущей технологической схеме, составлена модель технологического процесса двухступенчатой осушки газа (рисунок 35). Для этого абсорбер орошения метанолом был заменен на абсорбер предварительной осушки (далее абсорбер-I), в который вместо водометанольного раствора поступает насыщенный гликоль с основной стадии осушки. В абсорбере-I будет производиться удаление большей части воды. На выходе из него насыщенный гликоль поступает на регенерацию.

Значения всех задаваемых термобарических параметров процессов и потоков: расход газа и метанола в сырьевом потоке, падение давления в процессе осушки газа, давление и температура в системе регенерации гликоля – идентичны исходной технологической схеме (рисунок 33, 34).

Также в схему были добавлены несколько вспомогательных элементов:

1. Для реализации летних условий и температуры газового потока перед осушкой в  $15^{\circ}\text{C}$ , между сепаратором-отбойником и первым абсорбером установлен нагреватель. В исходной схеме эту задачу выполняет цикл компримирования, побочный эффект от которого – нагревание.

2. Дополнительный насос для подачи ДЭГ под давлением в оба абсорбера.

В результате при давлении сырьевого потока 6330 кПа температура точки росы составила минус  $24,22^{\circ}\text{C}$ , что на  $4,2^{\circ}\text{C}$  ниже, чем при применяемой технологии подготовки. Аналогичный результат наблюдается при давлении сырья 4150 кПа, а ТТР равная минус  $14^{\circ}\text{C}$  достигается при давлении 3200 кПа.

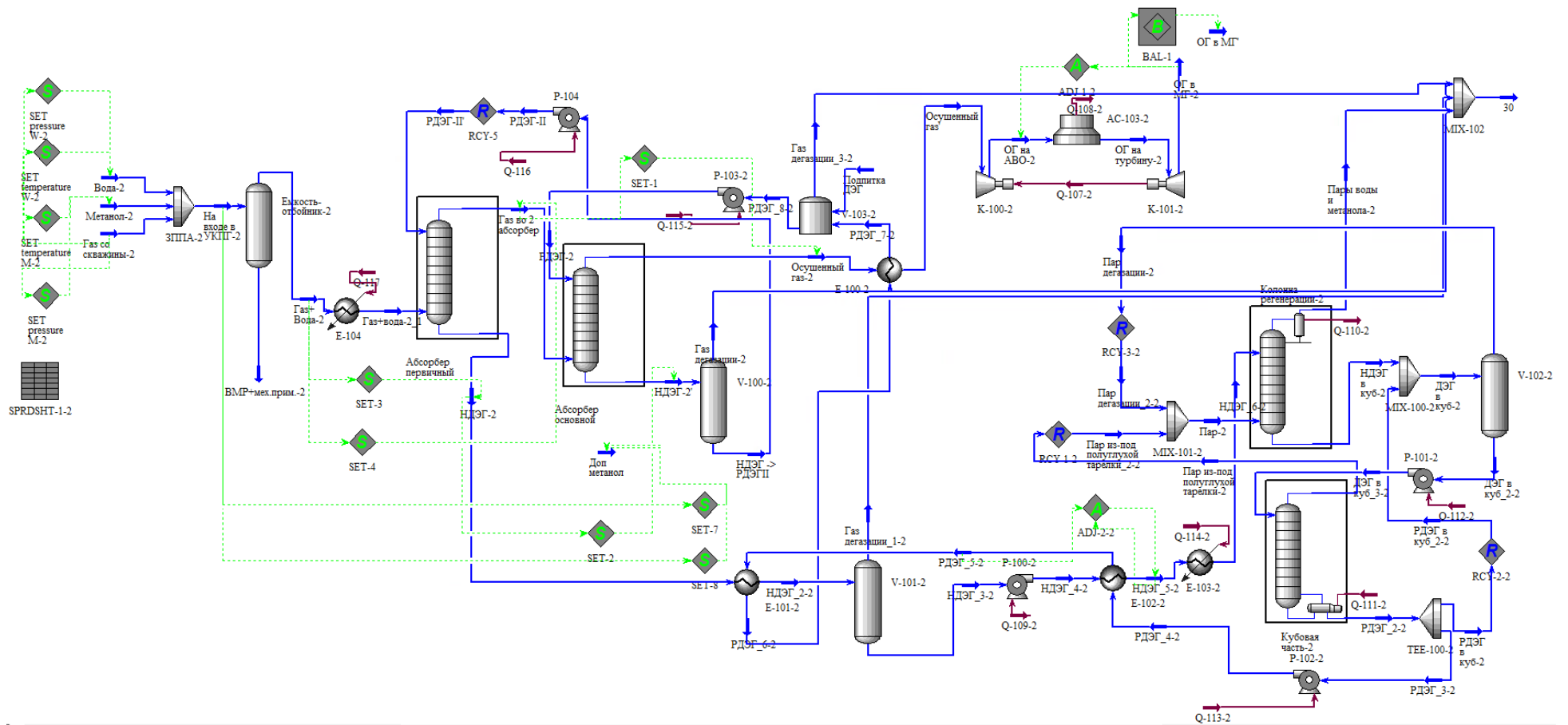


Рисунок 35 – Модель усовершенствованной технологической схемы абсорбционной осушки газа

#### 4.4 Результат модернизации процесса осушки

Эффективность модернизации технологии будет оцениваться по следующим характеристикам процесса, изменяющимся с падением давления: температура точки росы подготовленного газа, потери осушающего реагента: захваченного газом в процессе осушки и выпаренного в процессе регенерации, потери газа, захваченного гликолем – оценивается по содержанию метана в потоке НДЭГ. Также будет рассмотрено изменение концентрации гликоля на всех этапах установки подготовки газа.

При анализе изменений характеристик продукта и параметров технологического процесса производилось изменение только одного значения во всей модели – давления входного потока газа на УКПГ: от 1000 до 8000 кПа. Уже при давлениях ниже 3000 кПа достаточно сложно поддерживать требуемые значения точки росы газа по воде.

Как уже было отмечено, с изменением технологии подготовки температура точки росы подготовленного газа по воде снижается на 4–5°C (рисунок 36).

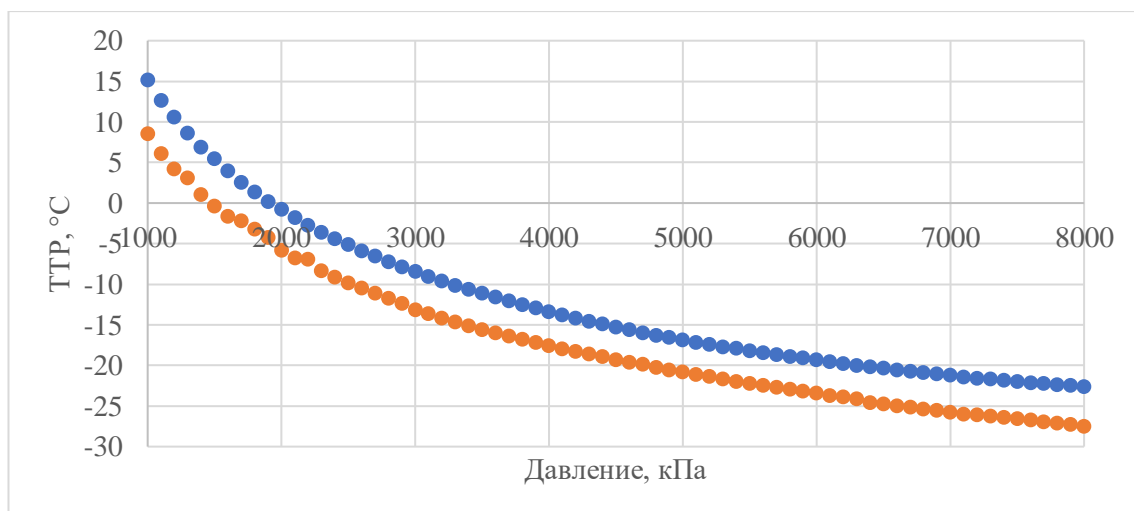


Рисунок 36 – Зависимость ТТР по воде подготовленного газа от давления: синий – по исходной схеме; оранжевый – по модернизированной схеме

Минимальная депрессия точки росы на всем интервале исследуемого участка составляет 3,93°C при давлении 4700 кПа. В результате изменения технологии подготовки давление, необходимое для достижения температуры точки росы в минус 14°C, снизится на 1 МПа с 4200 кПа до 3200 кПа. Для температуры точки росы в минус 20°C доступно падение давления в 1,6 МПа: с 6,3 МПа до 4,7 МПа.

При этом, значения концентраций регенерированного гликоля в обеих схемах практически совпадают (рисунок 37 а): от 97,98%<sub>(масс)</sub> до 98,05%<sub>(масс)</sub>. При измененной технологии концентрация насыщенного (рисунок 37 б) гликоля снижается с падением давления, что объясняется большим выносом воды. Но в исходной схеме из-за наличия этапа очистки газа метанолом, газ насыщается им. При высоком давлении и сниженной температуре газа на выходе, относительно температуры на входе, происходит выпадение метанола в жидкую фазу, что обуславливает низкую концентрацию (до 89 %<sub>(масс)</sub>) насыщенного гликоля. При низком давлении большая часть метанола остается в газовой фазе.

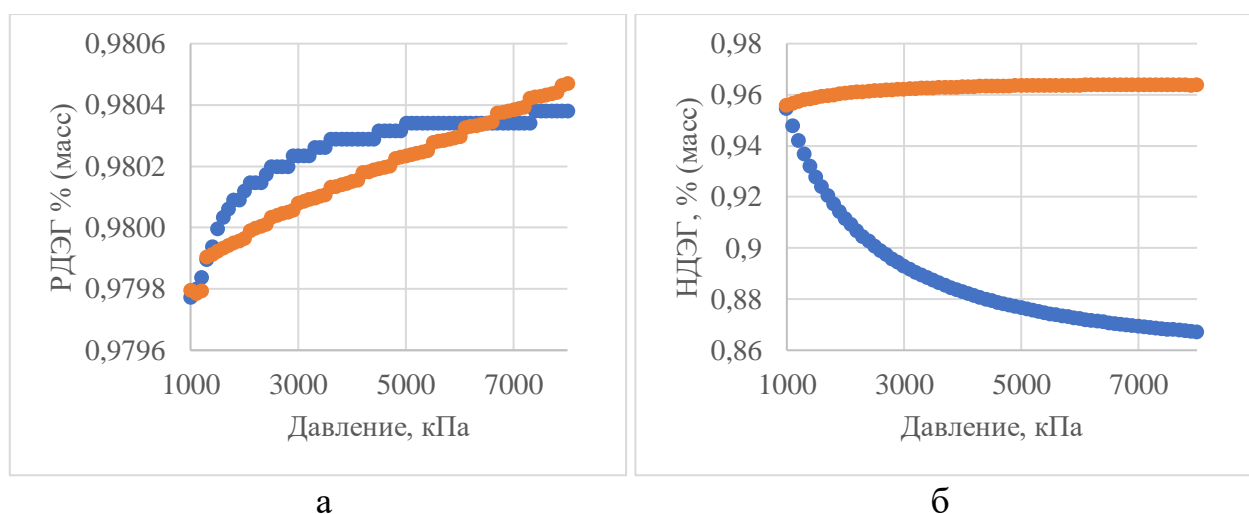


Рисунок 37 – Зависимость концентраций регенерированного (а) и насыщенного (б) растворов гликолей от давления: синий – по исходной схеме; оранжевый – по модернизированной схеме

Из рисунка 38 а видно, что факт снижения температуры точки росы осушенного газа при изменении технологии его подготовки имеет под собой весомый аргумент в виде снижения содержания влаги в потоке осушенного газа. В результате модернизации содержание влаги в потоке осушенного газа снижается: на 16,6 % при давлении входного потока 8 МПа, на 23,6 % при 3,2 МПа и почти на 40% при 1 МПа. Потери природного газа (рисунок 38 б) в результате их растворения в гликоле при высоких давлениях (выше 3,9 МПа) снижаются с введением двухстадийной осушки. При давлениях ниже 3,9 МПа наблюдается обратная картина. При давлении 1 МПа потери газа увеличиваются в более чем 2 раза. Одной из причин, вызывающих данный рост, является повышение концентрации гликоля в колонне абсорбера, о котором будет рассказано ниже.

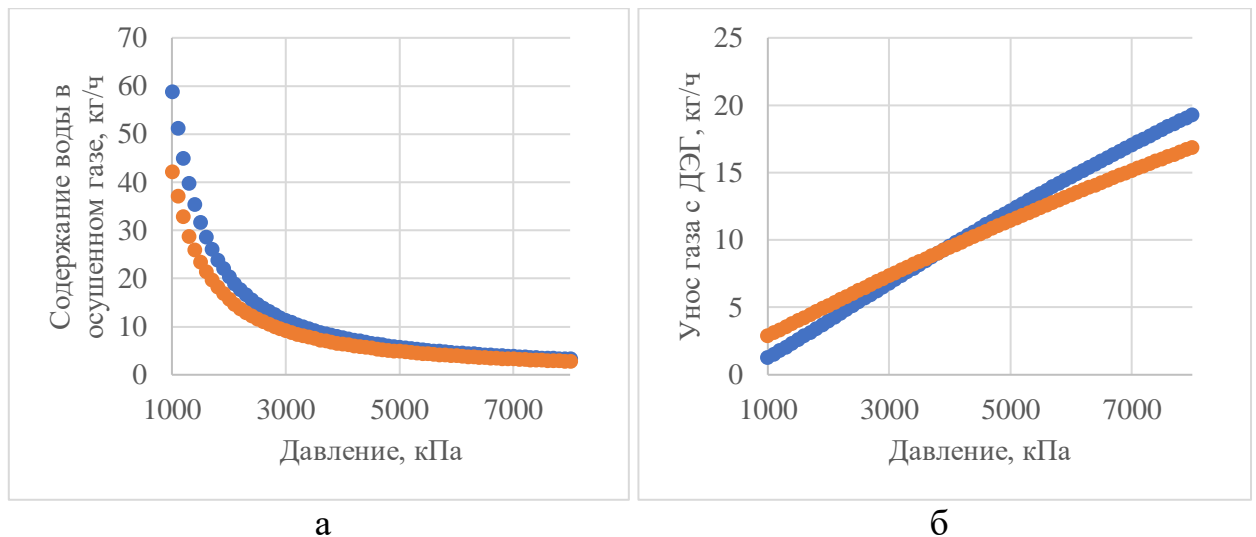


Рисунок 38 – Зависимость содержания воды в осушенном газе (а) и уноса газа с НДЭГ от давления:  
 синий – по исходной схеме; оранжевый – по модернизированной схеме

По рисунку 39 можно сказать, что при давлениях ниже 2 МПа с введением двухстадийной осушки потери гликоля кратно превышают значения до введения, особенно при регенерации. Во время осушки небольшое увеличение может быть вызвано возрастанием времени контакта газа и гликоля.

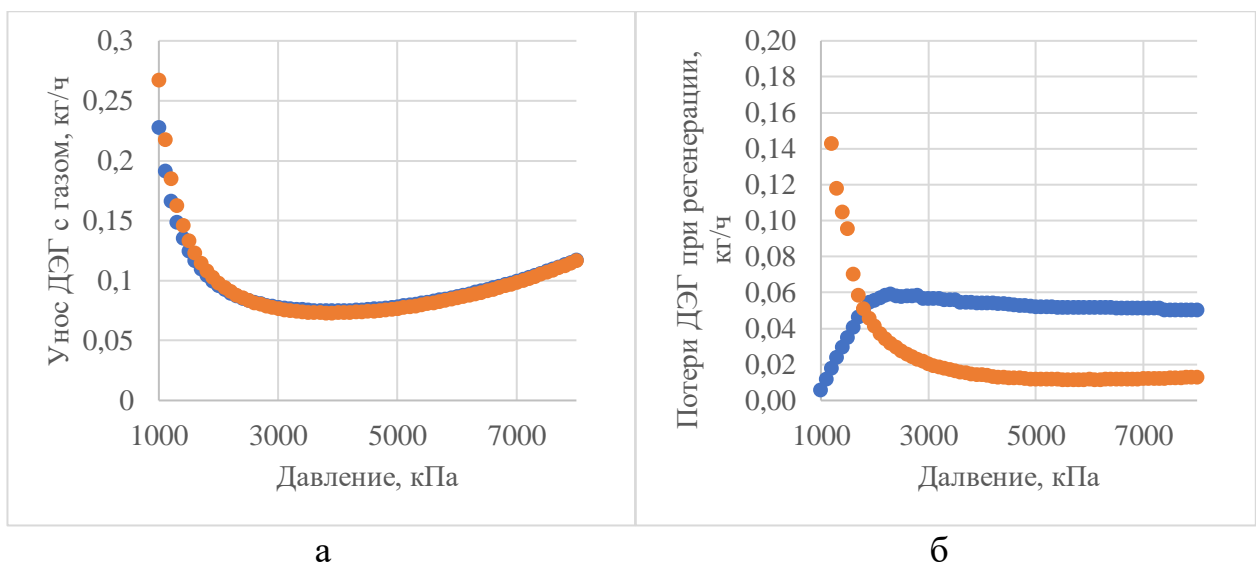


Рисунок 39 – Зависимость потерь ДЭГ с газом (а) и при регенерации (б) от давления:  
 синий – по исходной схеме; оранжевый – по модернизированной схеме

Как уже было отмечено, в процессе осушки газа при низких давлениях в гликоль попадает большое количество метанола, температура кипения которого колеблется от 64 до 65 °С [28]. При попадании в верхнюю часть колонны регенерации метанол резко переходит в газовую фазу и в больших объемах (до 0,5 кг/ч) уносит с собой гликоль.



Но если рассмотреть условие сохранения первой ступени компримирования ДКС в системе подготовки, т.е. при давления входного потока 2 МПа, то потери гликоля и в процессе осушки, и в процессе регенерации после введения модернизации оказываются ниже.

Рисунок 40 интересен фактом резкого повышения концентрации раствора гликоля, выходящего из абсорбера-I при давлении ниже 2,5 МПа. В этом случае: в абсорбере-I высококонцентрированный гликоль производит осушку газа высокой степени. Далее, хорошо очищенный газ поступает на вторую колонну (абсорбер-II), куда также поступает гликоль с колонны регенерации. Но парциальное давление паров воды над гликолем выше, чем над газом, поступившим из абсорбера-I, вследствие чего часть влаги переходит из гликоля в газ (таблица 10) и гликоль становится высококонцентрированным.

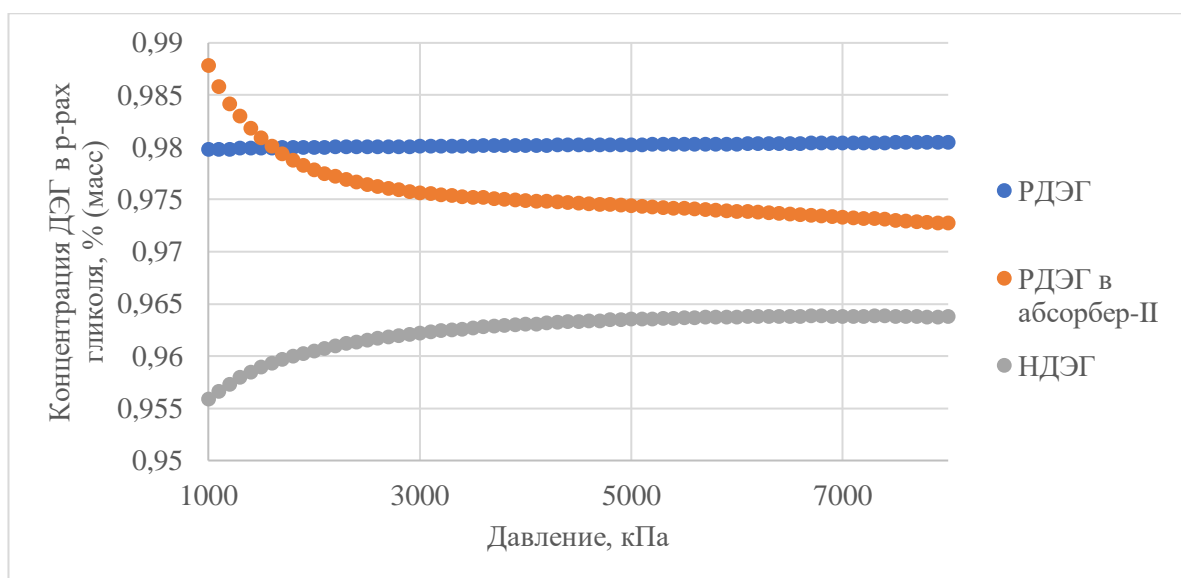


Рисунок 40 – Зависимость концентрации гликоля от давления в модели двухступенчатой абсорбционной осушки

Таблица 10 – Изменение массы компонентов в потоке газа и ДЭГ в абсорбере второй ступени осушки

Компонент	ДЭГ		Газ	
	РДЭГ	НДЭГ из абсорбера-I.	Газ, осушенный абсорбером-I	Газ, осушенный абсорбером-II
Вода, кг/ч	40,84	32,63	17,83	26,04
Метанол, кг/ч	4,71	7,21	24,52	22,02
ДЭГ, кг/ч	2220	2220	0,138	0,146

В результате, абсорбер второй ступени является своеобразной колонной отдувки гликоля осушенным газом.

## 4.5 Модернизация технологии регенерации

В качестве еще одной модернизации технологического процесса подготовки газа был рассмотрен вариант добавления в цикл регенерации отпарной колонны гликоля газом. По наиболее распространенному среди отечественных и зарубежных авторов варианту [4, 20–23], отпарная колонна представляет собой абсорбционную колонну, работающую при температуре, близкой к температуре регенерации и давлению, близкому к атмосферному.

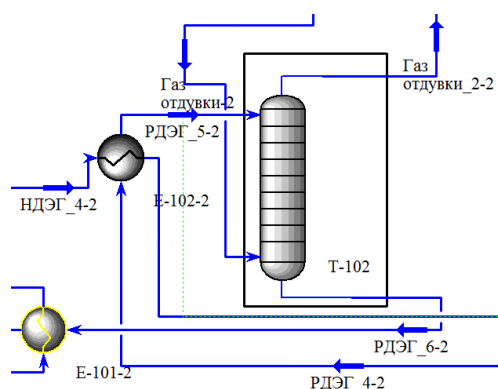


Рисунок 41 – Отпарная колонна ДЭГа природным газом на модели

В системе подготовки природного газа данная колонна расположена между двумя теплообменниками «насыщенный ДЭГ – регенерированный ДЭГ». С установки регенерации гликоль при температуре 162–164 °С поступает в теплообменник последней ступени (E-102-2, рисунок 41), где отдает часть тепла насыщенному гликолю, направляющемуся в колонну регенерации ДЭГ. При давлении в 300 кПа и температуре 120–130 °С (поток RDЭГ\_5-2, рисунок 41) он подается в верхнюю часть отпарной колонны, где поддерживается давление 150 кПа. В нижнюю ее часть подается осушенный на установке подготовки природный газ.

В результате массообменных процессов, происходящих на насадках абсорбционной колонны, влага и метан из гликоля переходят в газовую фазу. Основной причиной, вызывающей массообмен является разность парциальных давлений извлекаемого компонента в жидкой и газовой ( $p_2$ ) фазах. В результате, осушенный газ дополнительно вытягивает из гликоля влагу и повышает его концентрацию в растворе RDЭГ.

С нижней части колонны отбирается регенерированный гликоль (поток РДЭГ\_6-2), который, через теплообменник, подается в систему резервуаров хранения и подпитки ДЭГа. С верхней части насыщенный газ (поток Газ отдувки\_2-2) поступает в нижнюю часть колонны регенерации, куда также поступает пар из-под полуглухой тарелки, образовавшийся в процессе нагрева раствора гликоля в кубе колонны.

#### **4.6 Результат модернизации процесса регенерации гликоля**

Для оценки эффективности модернизации будет рассмотрено изменение следующих параметров: концентрация регенерированного гликоля, подающегося в систему осушки, содержание влаги в осушенном газе, потери гликоля при осушке и регенерации. Определяющими параметрами в исследовании являются: давление сырьевого потока газа и расход осушенного газа, подающегося в отпарную колонну. Значение давления будет изменяться в диапазоне 2000–8000 МПа, а расход газа от 0 до 2000 кг/ч.

Без подачи осушенного газа в отпарную колонну концентрация регенерированного раствора гликоля находится в диапазоне 98,01–98,03 %<sub>(масс)</sub> при этом она возрастает с повышением давления в системе (рисунок 42). При подаче газа в пределах исследуемого диапазона концентрация раствора РДЭГ имеет зависимость, характеризующуюся локальным максимумом. Причем с повышением давления снижается количество газа, необходимое для достижения максимума, и значение этого максимума. При расходе газа выше 150 кг/ч с повышением давления концентрация РДЭГ снижается. Значение максимума концентрации изменяется от 98,75 %<sub>(масс)</sub> при давлении 2 МПа до 98,59 %<sub>(масс)</sub> при давлении 8 МПа.

При обычных условиях повышение концентрации при регенерации гликоля составляет 2–2,5%: с 95,7 до 98 %<sub>(масс)</sub>. Подача газа объемом от 400 кг/ч обеспечит рост значения повышения концентрации при регенерации гликоля на 20–25 %.

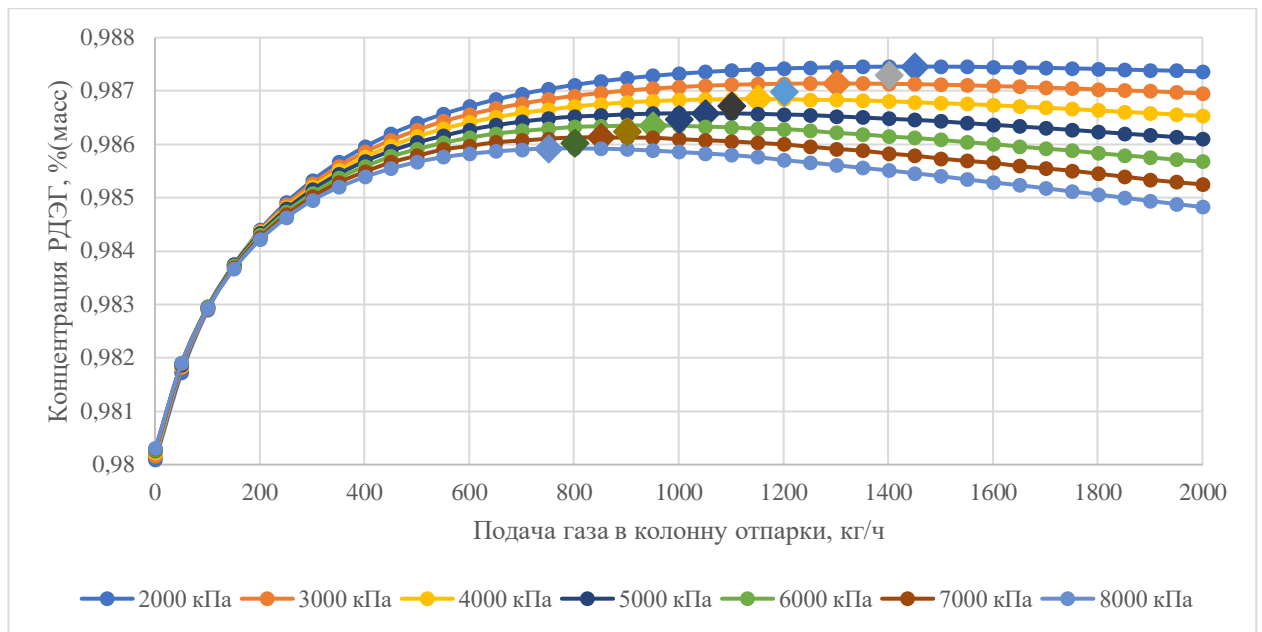


Рисунок 42 – Зависимость концентрации РДЭГ от количества подаваемого газа в колонну отпарки и давления в системе (♦ – максимальное значение параметра при одном давлении)

С подачей газа содержание влаги в осушенном газе снижается. Работа отпарной колонны оказывает меньшее влияние на этот параметр, чем давление в системе, но снижает количество воды на 15–20 % (рисунок 43). При повышении давления снижается количество газа, которое необходимо подавать в отпарную колонну для достижения минимального значения содержания воды в осушенном газе.

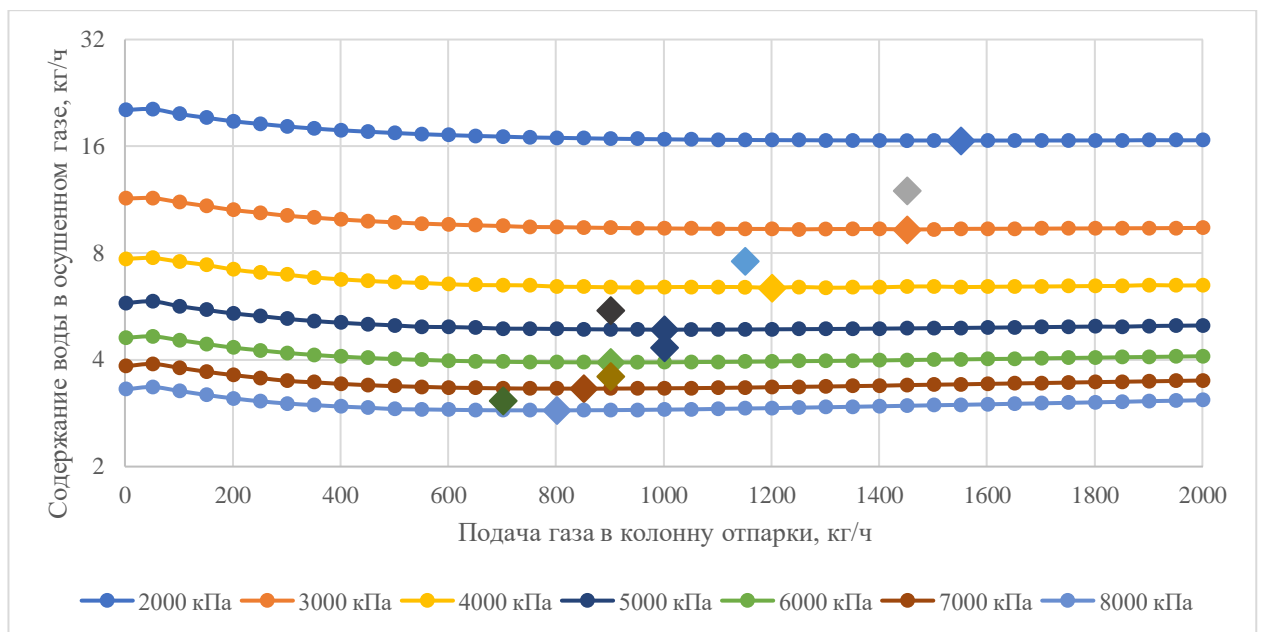


Рисунок 43 – Зависимость содержания влаги в осушенном газе от количества подаваемого газа в колонну отпарки и давления в системе (♦ – минимальное значение параметра при одном давлении)

Потери гликоля в процессе осушки и регенерации зависят только от одного из параметров. Вне зависимости от давления, с повышением подачи газа в отпарную колонну потери ДЭГ при регенерации снижаются (рисунок 44). При подаче 450–500 кг/ч объем потерь снижается на порядок, при 2000 кг/ч – в 40–55 раз.

При низких объемах подачи газа потери ДЭГ в процессе абсорбции повышаются, максимум на 10–15 % (рисунок 44). В результате, повышение потерь в процессе абсорбции компенсируется снижением потерь в процессе регенерации. Минимальные потери ДЭГ наблюдаются при давлении в системе 4000 кПа. Значение общих потерь ДЭГ располагается в диапазоне 0,08–0,2 кг/ч. Особенно хорошо данная зависимость отражена на объемном графике (рисунок 45).

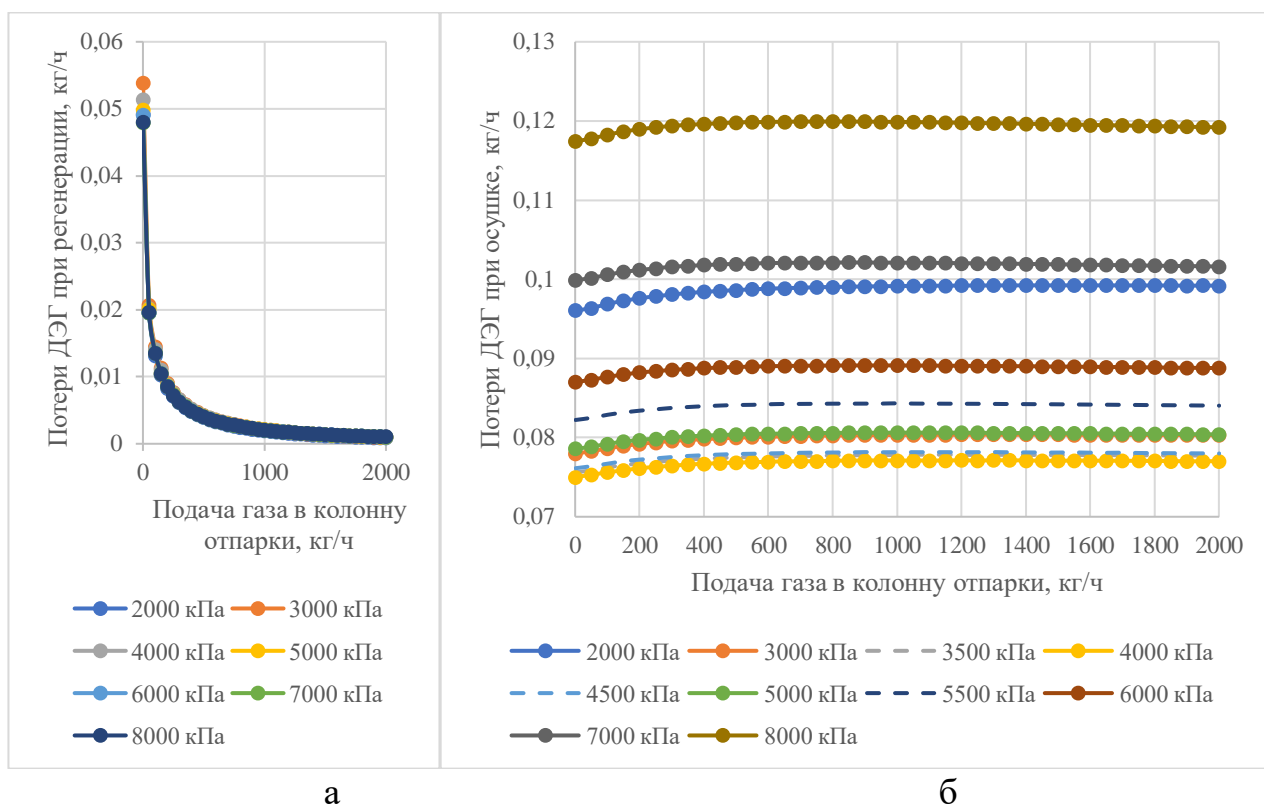


Рисунок 44 – Зависимость потерь ДЭГ при регенерации (а) и осушке (б) от количества подаваемого газа в колонну отпарки и давления в системе

Оптимальным объемом подачи осушенного газа в отпарную колонну является 700–1000 кг/ч при давлении в системе выше 5000 кПа, и 1000–1300 кг/ч при давлении ниже 5000 кПа. Примем для дальнейших расчетов расход, равный 1000 кг/ч на рассматриваемом диапазоне давлений.

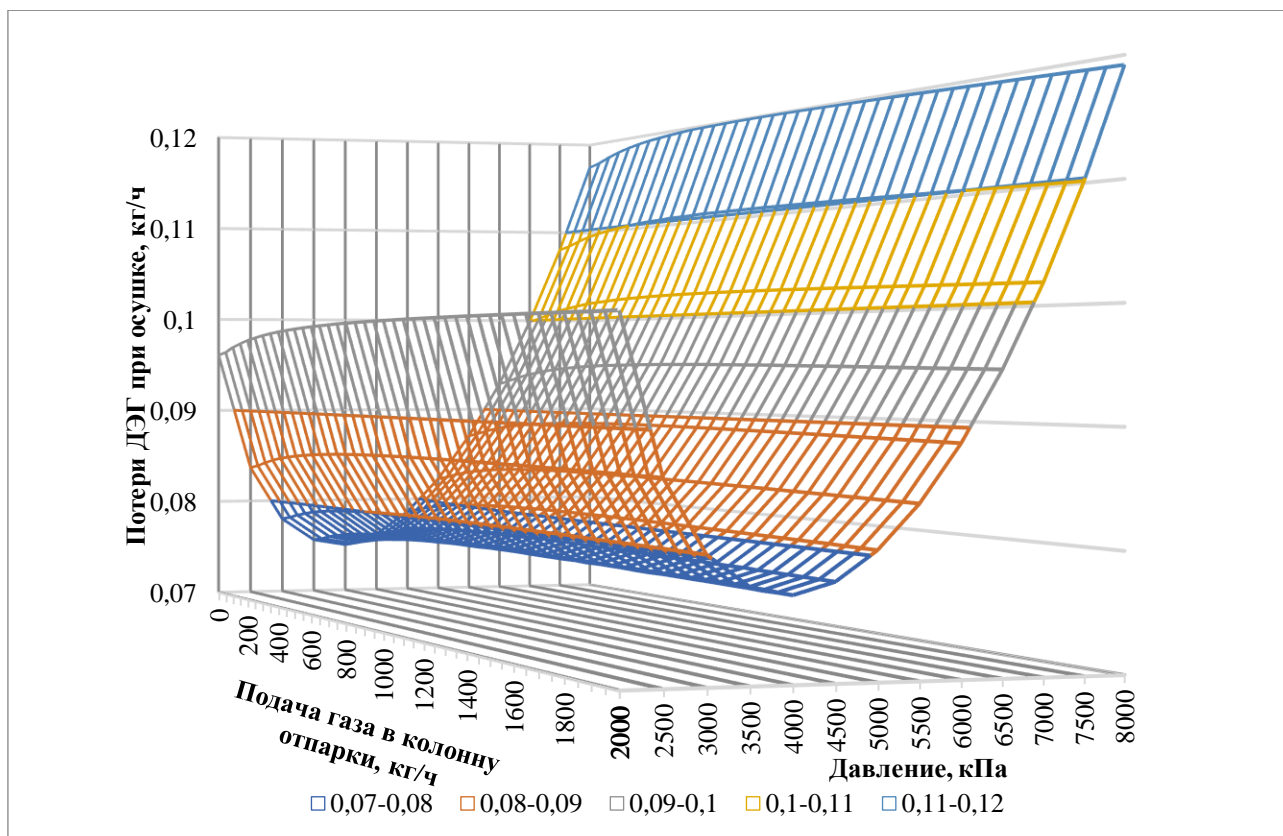


Рисунок 45 – Зависимость потерь ДЭГ при осушке от количества подаваемого газа в колонну отпарки и давления в системе

Таблица 11 – Состав раствора ДЭГ на входе и выходе из отпарной колонны, при расходе газа 1000 кг/ч и давлении сырьевого газа 2150 кПа

Компонент	Концентрация компонента на входе, % (масс)	Концентрация компонента на выходе, % (масс)
CH <sub>4</sub>	0	0,0121
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0
CO <sub>2</sub>	0	0,0003
N <sub>2</sub>	0	0,0001
CH <sub>3</sub> OH	0,0098	0,0032
Вода	2,0622	1,034
ДЭГ	97,928	98,9502

Добавление отпарной колонны в систему с двухступенчатой осушкой дополнительно повышает качество подготовки газа. Закономерности изменения параметров подготовки не отличается от рассмотренных выше, за исключением того, что:

- концентрация регенерированного гликоля на 0,15–0,2 %<sub>(масс)</sub> выше;
- содержание воды в подготовленном газе на 20 % ниже.

Введение данных технологий положительным образом сказывается на всем процессе подготовки природного газа.

#### 4.7 Обсуждение результатов исследования

В результате проведенного исследования была оценена возможность применения технологий двухстадийной абсорбционной осушки газа диэтиленгликолем и регенерации абсорбента с помощью отпарной колонны для установки с низким давлением сырьевого потока. Для этого была изменена существующая технология подготовки. Колонна предварительного орошения метанолом переоборудована в колонну предварительной осушки гликолем, осушающим реагентом для которой служит насыщенный гликоль с основного этапа осушки. Технологический режим обеих колонн соответствует режиму абсорбционной колонны в действующей технологии. В систему регенерации, после основного этапа, добавлена колонна отпарки гликоля осушенным газом.

В результате изменения технологии подготовки состав и товарные характеристики подготовленного газа изменились следующим образом (таблица 12).

Таблица 12 – Характеристики осушенного газа

Компоненты газа	Технология осушки					
	Действующая технология, кг/ч		Двухколонная осушка, кг/ч		Двухколонная осушка и отпарная колонна, кг/ч	
	До подготовки	В результате подготовки	До подготовки	В результате подготовки	До подготовки	В результате подготовки
<b>Состав:</b>						
CO <sub>2</sub>	670	670	670	670	670	670
N <sub>2</sub>	3064	3064	3064	3064	3064	3064
CH <sub>4</sub>	133660	133646	133660	133648	133660	133650
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,46	7,45	7,46	7,46	7,46	7,46
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,92	4,91	4,92	4,91	4,92	4,91
Метанол	247	72	29,3	10,5	26,8	10,78
ДЭГ	0	0,075	0	0,075	0	0,099
Вода	74,61	7,26	29,32	8,5	43,25	8,43
<b>ТТР (при 3,92 МПа), °С</b>	<b>- 14,04</b>		<b>- 14,06</b>		<b>-14,13</b>	
<b>Давление сырьевого потока, кПа</b>	<b>4150</b>		<b>3200</b>		<b>2150</b>	

В результате модернизации удалось достичь снижения минимального давления сырья, при котором будет обеспечиваться требуемое качество

подготовки газа [5], на 2 МПа. При этом, снижение на 1 МПа достигается без изменения параметров технологического режима и набора аппаратов.

В процессе анализа полученных данных были замечены некоторые особенности подготовки при низких давлениях. Во-первых, это выражается в сохранении концентрации насыщенного раствора гликоля вне зависимости от давления абсорбции в узком диапазоне значений. Во-вторых, установлено повышение концентрации гликоля после прохождения абсорбера-II. Данный эффект можно интерпретировать как переход абсорбера-II в цикл регенерации: то есть гликоль из печи регенерации попадает в колонну низкотемпературной отдувки, и после нее поступает на абсорбционную осушку в абсорбер первой ступени. В результате изменения технологического процесса происходит изменение технологических параметров подготовки, представленных в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика технологий подготовки газа

Параметр	Действующая технология	Двухколонная осушка	Двухколонная осушка и отпарная колонна
ТТР (при 3,92 МПа), °С	- 14,04	- 14,06	-14,13
Давление сырьевого потока, кПа	4150	3200	2150
Унос газа с гликолем, кг/ч	9,96	7,79	5,64
Общие потери ДЭГ, кг/ч	0,127	0,093	0,102
Потребляемая мощность при компримировании, кДж/ч	$6,19 \cdot 10^7$	$5,37 \cdot 10^7$	$4,34 \cdot 10^7$
Потребляемая мощность при регенерации, кДж/ч	$4,06 \cdot 10^5$	$3,09 \cdot 10^5$	$6,37 \cdot 10^5$
Потребляемая мощность при прокачке гликоля в цикле, кДж/ч	$23,6 \cdot 10^3$	$14,1 \cdot 10^3$	$16,0 \cdot 10^3$

При замене одноколонной технологии подготовки на двухколонную происходит снижение потерь газа и гликоля на 25 %. В связи со снижением необходимого давления сырьевого газа в процессе абсорбции, энергетические затраты: на компримирование снизились на 13,2 %; на регенерацию гликоля – на 25%; на прокачку гликоля в системе осушки – на 40 %. Эти усовершенствования произведены при условии сохранения расхода регенерированного гликоля, условий процесса абсорбции и регенерации. Следовательно, кардинальных изменений технологический процесс не требует.



При добавлении дополнительной колонны отпарки гликоля осушенным газом минимальное давление может снизиться еще на 1 МПа от предыдущего варианта без потери качества подготовки. При этом потери газа снизятся еще на 27 %, а потери гликоля возрастут на 10 %. Энергетические затраты также изменятся: на компримирование – снизятся на 20 %; на регенерацию гликоля – возрастут в 2 раза; на прокачку в системе осушки – возрастут на 13 %.

На основе анализа показателей разработки месторождения-аналога [29] можно оценить влияние вносимых изменений во времени. Так, внедрение двухколонной осушки позволяет вводить каждый из циклов компримирования на 2 года позже, чем при обычной технологии подготовки. Максимальное давление компримирования, а значит и степень сжатия на всех временных промежутках снижается. Это снижает общее энергопотребление компрессоров. Совместное внедрение с отпарной колонной продлевает этот эффект на 4 года, снижение энергопотребления также становится больше. Экономическая эффективность от внедрения данных вариантов рассмотрена в следующем разделе.

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В рамках данного раздела будет проведен расчет экономической эффективности предложенных в работе вариантов технологического процесса подготовки природного газа: существующий на текущий момент; с применением двухступенчатой абсорбционной осушки; с применением двухступенчатой абсорбционной осушки и отпарной колонны. Точкой отчета будет считаться момент ввода первого цикла дожимных компрессорных станций в систему подготовки. Фактом наличия экономической эффективности предлагаемых модернизаций будет являться рост дисконтированного потока наличности к концу рассматриваемого периода

### 5.1 Добыча газа

Основная деятельность УКПГ заключается в подготовке и поставке природного газа в магистральный трубопровод. Рассматриваемое УКПГ осуществляет подготовку газа в объеме 9 млрд м<sup>3</sup>/год [1]. Стоимость 1000 м<sup>3</sup> газа определяется на основе Прогноза долгосрочного социально-экономического развития до 2030 года [30] и Прогноза социально-экономического развития на 2022–24 гг. [31] (таблица 14).

При этом выручка будет определяться по формуле (7)

$$TP = Q_r * P_r \quad (7)$$

Таблица 14 –Прогнозная цена на газ на 2022–40 гг.

	2022	2023	2024–2040
Цена на природный газ, долл/1000 м <sup>3</sup> [30]	184,0	184,0	184,0
Обменный курс доллара, руб [31]	73,1	73,8	74,7
Цена на природный газ, руб/1000 м <sup>3</sup>	13450,4	13579,2	13744,8

### 5.2 Капитальные и эксплуатационные затраты

Основные статьи капитальных затрат складываются из:

- оборудования для компримирования газа;
- аппаратов воздушного охлаждения;

- промысловых трубопроводов; газожидкостного сепаратора;
- насоса;
- абсорбционной колонны.

Также в расчет капитальных затрат входят природоохранные мероприятия в размере 5% от капитальных вложений, а также возможно неучтенные прочие капитальные вложения в размере 10%. Ввод оборудования осуществляется в порядке, представленном в таблице 15.

Таблица 15 – Сроки ввода оборудования подготовки природного газа

Этап	Базовая технология			С применением двухступенчатой осушки			С применением двухступенчатой осушки и отпарной колонны		
	Год ввода	Тип оборудования	Цена, млн руб.	Год ввода	Тип оборудования	Цена, млн руб.	Год ввода	Тип оборудования	Цена, млн руб.
I	2022	1 цикл ДКС	1800	2022	Сепаратор	0,4	2022	Сепаратор	0,4
					Промысл. трубопровод	3,66		Промысл. трубопровод	3,66
		1 и 2 цикл АВО	3,36		Насос	0,07		Насос	0,07
					Абсорбер	5		Абсорбер	5
II	2025	2 цикл ДКС	1200	2024	1 цикл ДКС	1800	2026	1 цикл ДКС	1800
					АВО	3,36		АВО	3,36
III	2033	3 цикл ДКС	1200	2027	2 цикл ДКС	1200	2029	2 цикл ДКС	1200
		АВО	3,36						
IV				2035	3 цикл ДКС	1200	2037	3 цикл ДКС	1200
					АВО	3,36		АВО	3,36

### 5.2.1 Амортизационные отчисления

Переменные затраты включают в себя:

- затраты на электроэнергию для питания оборудования процессов компримирования газа, прокачки и регенерации гликоля;
- заработную плату сотрудникам, обеспечивающим работу ДКС;
- затраты на капитальный ремонт и проведение технического обслуживания оборудования;

– амортизационные отчисления на оборудование в объеме процента от капитальных затрат. Норма амортизации:

$$N_A = \frac{1}{n_{\text{спн}}} * 100\%, \%/год, \quad (8)$$

где  $n_{\text{спн}}$  – срок полезного использования оборудования, лет.

Объем амортизационных отчислений:

$$P_{AO} = \frac{\text{Капитальные затраты}}{N_A}, \text{руб/год.} \quad (9)$$

Срок полезного использования оборудования зависит от типа оборудования и определяется Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [32]. Так оборудование компримирования и охлаждения газа имеет срок полезного использования 20 лет, а значит норма амортизации составит 5%. Для сепаратора и абсорбера этот срок составляет 15 лет, а для трубопроводов и насоса – 5 лет. Также амортизационные отчисления производятся на объем прочих капитальных вложений и природоохранных мероприятий по норме 5%.

Так как объем амортизационных отчислений зависит от стоимости введенного в работу оборудования, переменные затраты также будут изменяться в зависимости от этапа ввода.

### 5.2.2 Заработная плата

Объем отчислений в фонд заработной платы определяется типом и временем работы эксплуатируемого оборудования. Так, для стабильного обслуживания оборудования компримирования, требуется 28 машинистов компрессорных установок, которые будут работать в две смены по 12 часов в день. Соответственно, за 350 рабочих дней в году будет 700 машино-смен.

$$ЗП = N_{\text{раб}} * \text{Ставка} * РК * 12 = 28 * 50000 * 1,8 * 12 = 30,24 \text{ млн руб/год}$$

Кроме основной заработной платы производятся отчисления в пользу сотрудников в фонды: социального страхования – 2,9%; обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный – 22%, а также страхование от

несчастных случаев в размере 7,4% + 14,9% (ставка в отношении опасного производственного объекта) [33]. Сумма страховых выплат получается равной:

$$30,24 * (0,029 + 0,051 + 0,22 + 0,085) = 11,64 \text{ млн руб/год.}$$

### 5.2.3 Затраты на эксплуатацию оборудования

Данная статья эксплуатационных затрат включает в себя обеспечение компрессоров электроэнергией и подпитку оборудования смазочными материалами.

Удельная норма расхода масел для данного типа оборудования составляет 350 г/ч или 4,2 кг/маш.-см. В год получается:

$$M = \text{Расход} * \text{Стоимость} = 4,2 * 700 * 500 = 1,47 \text{ млн руб/год.}$$

Цена на электроэнергию определяется ценовой политикой региона и зависит от поставщика [34]. Для текущих расчетов примем цену 3000 руб/(МВт\*ч), и ставку электроэнергии 860 тыс. руб/МВт мощности в месяц.

КПД агрегата компримирования составляет  $\eta = 0,95$ .

Максимальная потребляемая мощность зависит от типа применяемой технологии. Так, по существующей технологии максимальное потребление составляет 17,3 МВт-ч, при осушке в две ступени – 15 МВт-ч, при применении двухступенчатой осушки и отпарной колонны – 12,6 МВт-ч.

Норма расхода электроэнергии определяется:

$$P_n = P_k / \eta * t_{см} * n_{см}, \text{ МВт} - \text{ч/год} \quad (10)$$

где  $P_k$  – текущее потребление электроэнергии МВт-ч/ч,  $t_{см}$  – продолжительность машино-смены,  $n_{см}$  – количество машино-смен в году.

Затраты на данный объем электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{эл} = P_n * C_{кол} + P_k * C_{мощ}, \quad (11)$$

где  $C_{кол}$  – цена за 1 МВт-ч/ч,  $C_{мощ}$  – цена за 1 МВт поставляемой мощности.

Сводные таблицы затрат на электроэнергию по годам по каждой из рассматриваемых технологий представлены в приложении А.

## 5.2.4 Капитальный ремонт и технологическое обслуживание

Данные, необходимые для расчета затрат и периодичности капитального и текущего ремонтов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Периодичность, длительность и трудоемкость технического обслуживания и ремонта станций [35]

Ремонтный цикл		Длительность межремонтного периода, маш.-ч	Периодичность		Трудоемкость, ч		
Структура	Длительность, маш.-ч		ТО-3	ТО-2	КР	ТР	ТО-2
Компрессоры с электроприводом производительностью, м <sup>3</sup> /мин							
К-4Т-К	5000	1000	-	200	250	100	4

Количество проводимых ТО–3 и ТО–2 определяется по формулам:

$$K_{\text{ТО3}} = T_{\text{МР}} : P_{\text{ТО3}} - 1; \quad (12)$$

$$K_{\text{ТО2}} = T_{\text{МР}} : P_{\text{ТО2}} - 1 - K_{\text{ТО3}} = 1000 : 200 - 1 = 4, \quad (13)$$

где  $T_{\text{МР}}$  – длительность межремонтного периода, маш.-ч;  $P_{\text{ТО-3}}$ ,  $P_{\text{ТО-2}}$  – периодичность технического обслуживания соответственно ТО–3, ТО–2, маш.-ч.

Затраты времени на проведение технического обслуживания в течение межремонтного периода определяются по формуле:

$$T_{\text{ТО}} = K_{\text{ТО2}} * T_{\text{РТО2}} + K_{\text{ТО3}} * T_{\text{РТО3}} = 4 * 4 + 0 = 16 \text{ ч}, \quad (14)$$

где  $T_{\text{РТО-2}}$ ,  $T_{\text{РТО-3}}$  – трудоемкость проведения соответствующего технического обслуживания, ч.

Нормы затрат труда на проведение технического обслуживания (в долях машино-смены) определяются по формуле:

$$N_{\text{ЗТТО}} = T_{\text{ТО}} : T_{\text{МР}} = \frac{16}{1000} = 0,016 \quad (15)$$

Нормы затрат труда на проведение текущего и капитального ремонтов определяются, исходя из трудоемкости проведения текущих и капитальных ремонтов, структуры и периодичности проведения этих работ.

В соответствии с СТОиР электрические и компрессорные станции в период эксплуатации проходят определенное количество капитальных ремонтов ( $K_{\text{кр}}$ ), определяемое нормативным сроком службы станций, фондом их рабочего времени и продолжительностью ремонтного цикла.

В период между капитальными ремонтами проводится определенное количество текущих ремонтов за ремонтный цикл ( $K_{ТР}$ ).

Затраты времени на проведение капитального и текущих ремонтов за ремонтный цикл составляют:

$$T_{КТ} = TР_{КР} + K_{ТР} * TР_{ТР} = 250 + 4 * 100 = 650 \text{ ч}, \quad (16)$$

где  $TР_{КР}$ ,  $TР_{ТР}$  – трудоемкость проведения соответственно капитального и текущего ремонта, ч;

Нормы затрат труда на проведение капитального и текущего ремонтов (в долях машино-смены) определяются по формуле:

$$H_{ЗТКТР} = T_{КТ} : T_{РЦ} = \frac{650}{5000} = 0,13, \quad (17)$$

где  $T_{РЦ}$  – длительность ремонтного цикла, приведенная в графе 2 таблицы 14, ч.

Общая норма затрат труда на проведение технического обслуживания и ремонта одного агрегата станций (в долях машино-смены) определяется по формуле:

$$H_{ЗТТОР} = H_{ЗТТО} + H_{ЗТКТР} = 0,13 + 0,016 = 0,146. \quad (18)$$

Материальные затраты на проведение технического обслуживания и ремонта станций определяются по формулам 13 и 14.

Затраты на проведение технического обслуживания и текущего ремонта одного агрегата для компрессорных станций с приводом от электродвигателей:

$$M_{ТОР} = 12 * 10^{-6} * Ц_a, \text{ (руб/маш. –см. )}, \quad (19)$$

где  $Ц_a$  – капитальные затраты одного агрегата, млн. руб.

Затраты на проведение капитального ремонта одного агрегата для компрессорных станций с приводом от электродвигателей:

$$M_{КР} = 12 * 10^{-5} * Ц_a, \text{ (руб/маш. –см. )}. \quad (20)$$

### 5.3 Налоговые отчисления

Кроме эксплуатационных затрат, к ежегодным растратам можно отнести налоговые отчисления. Они включают в себя налог на добычу полезных

ископаемых (НДПИ), налог на имущество и прочие налоги (земельный, водный, транспортный).

В качестве размера НДПИ на добычу природного газа было принято значение из отчетных данных по форме №5-НДПИ Федеральной налоговой службы по состоянию на 01.10.2021, в разрезе субъектов РФ [36]. Значение оказалось равным 897,69 руб/1000 м<sup>3</sup> 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.

#### **5.4 Определение экономической эффективности**

Экономическая эффективность предлагаемых мероприятий будет оценена на основе изменения значения чистого дисконтированного дохода до 2040 года при условии ввода первого цикла компримирования по исходной технологии в 2022 году.

Чистый дисконтированный доход за текущий год можно оценить по формуле:

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (21)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб., r – ставка дисконтирования, определяемая Центральным Банком Российской Федерации, %, m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Денежный поток за каждый календарный год определяется, как разность между выручкой (1) и суммой текущих (эксплуатационных) затрат, налога на добычу полезных ископаемых, налога на прибыль. Налог на прибыль составляет 20% от валовой прибыли (выручки за вычетом эксплуатационных затрат и НДПИ).



В результате получаются значения накопленного чистого дисконтированного дохода для каждого из вариантов, представленные в таблице ниже. Значение ключевой ставки  $r$  принимается равным 15%.

Таблица 17 – Определение чистого дисконтированного дохода добычи природного газа, млн. руб.

Технология		2022	2025	2030	2035	2040
Исходная	Денежный поток	87053,5	89590,4	90576,8	90434,1	90455,3
	ЧДД	87053,5	58907,1	29609,7	14698,1	7309,3
	Накопленный ЧДД	87053,5	292688,8	492546,3	591426,4	640702,9
Двухступенчатая осушка	Денежный поток	88922,7	90910,1	90700,8	89287,2	90515,2
	ЧДД	88922,7	59774,9	29650,2	14511,7	7314,1
	Накопленный ЧДД	88922,7	294223,4	493737,7	592819,5	642128,6
Двухступенчатая осушка и отпарная колонна	Денежный поток	88917,6	91014,9	90800,9	90647,2	90577,5
	ЧДД	88917,6	59843,8	29683,0	14732,7	7319,1
	Накопленный ЧДД	88917,6	295703,7	494541,8	593952,0	643154,6

Внутренняя норма доходности (IRR) – значение принимаемой ставки  $r$ , при которой накопленный дисконтированный денежный поток к концу рассматриваемого периода будет равен нулю. То есть минимальная процентная ставка, при которой вложенные инвестиции перестанут окупаться проектом. Данный параметр позволяет определить, насколько безопасным окажется инвестирование в тот или иной проект в долгосрочной перспективе. В случае рассмотренных модернизаций, данный параметр равен 908%. Это является объективным гарантом безопасности и окупаемости вкладываемых в модернизацию средств.

Срок окупаемости – период возврата инвестиций, который определяется по формуле:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i}, \text{ лет} \quad (22)$$

где  $I$  – объем вложенных в производство инвестиций,  $NPV_i$  – чистый дисконтированный доход за  $i$ -й год,  $n$  – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

Рассматривая проект введения двухколонной абсорбционной осушки срок окупаемости окажется равным:

$$PP_1 = \frac{4210,9}{88922,7} = 0,0474 \text{ года} = 17,3 \text{ дней.}$$

При условии введения и двухколонной осушки и отпарной колонны:

$$PP_2 = \frac{4215,9}{88917,6} = 0,0474 \text{ года} = 17,3 \text{ дней.}$$

По результатам оценки можно сделать вывод о наличии положительной экономической эффективности предлагаемых модернизаций.

### **Вывод по разделу**

В результате возможного осуществления предлагаемых модернизаций, за счет незначительного расширения объема начальных капиталовложений происходит снижение эксплуатационных расходов, в основном благодаря снижению потребления электроэнергии. Это приводит к увеличению значения накопленного чистого дисконтированного дохода к концу рассматриваемого периода времени. Так, при перестройке существующего технологического процесса на двухколонную абсорбционную осушку значение накопленного ЧДД на 2040 год увеличивается на 1425,7 млн. руб. при увеличении начальных капиталовложений всего на 4,1 млн. руб. Добавление отпарной колонны в систему регенерации гликоля увеличивает значение накопленного ЧДД еще на 1026,1 млн. руб. при стоимости данной колонны 5 млн. руб. Срок окупаемости проектов составляет менее 0,05 лет.

## **6 Социальная ответственность**

В рамках данной работы осуществляется оценка эффективности установки абсорбционной осушки газа. Объектом исследования является технология подготовки газа к транспортировке на базе установки комплексной подготовки газа УКПГ-4 Ямбургского НГКМ. Эксплуатационной организацией, осуществляющей деятельность на данном месторождении и, в частности, на данном газовом промысле, является ООО «Газпром добыча Ямбург».

Более эффективная подготовка газа снижает потребление сырья и вредное влияние на экологию в результате снижения выбросов, а также благодаря более низким энергозатратам. Повышение эффективности осушки позволяет минимизировать аварии и чрезвычайные ситуации на этапах транспортировки данного газа потребителям.

Политика газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий ПАО «Газпром» заключается в охране здоровья и безопасности его работников, в охране окружающей среды и минимальном техногенном воздействии на нее. Согласно этой политике, при осуществлении любых проектных решений предприятия должны действовать в соответствии с российскими законами, нормами и правилами в области охраны окружающей среды [37].

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

Газовый промысел №4 (далее – ГП-4) расположен в Ямало-Ненецком АО, что является районом Крайнего Севера. Основным методом работы персонала промысла – вахтовый. В связи с этим правовое и организационное обеспечение принимает во внимания дополнительные условия и проблемы, которые могут возникнуть при эксплуатации объектов промысла.

#### **6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Организация трудового процесса регламентируется главами 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и 50

«Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» Трудового кодекса РФ [38], а также дополняющими его Федеральными законами и постановлениями Правительства Российской Федерации..

Существует ряд особенностей, которые отличаются в правовом регулировании трудовой деятельности вахтовым методом и в условиях Крайнего Севера, а именно: величина рабочего времени и времени отдыха, оплата труда, региональные надбавки и надбавки за стаж, социальные гарантии, вопросы охраны труда. Данные особенности более широко раскрываются и дополняются в Коллективном договоре ООО «Газпром добыча Ямбург» [39].

Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Но Коллективным договором установлено уравнивание продолжительности работы в ночное и дневное время для определенных видов работ, при выполнении которых продолжительность работы в ночное время устанавливается без сокращения на один час.

Согласно статье 109 Трудового Кодекса РФ работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

### **6.1.2 Требования к компоновке рабочей зоны**

Основную деятельность технолог по добыче нефти и газа осуществляет на пульте оператора и контролирует требуемые параметры, которые определяются на всех участках и установках газового промысла.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора, в которой он нередко может находиться после проведения

ежедневного осмотра установок и отбора необходимых проб. При расположении элементов рабочего места должно быть предусмотрена защита оператора от влияния вредных и опасных производственных факторов, а также возможность экстренно покинуть пультовое помещение [40].

При размещении органов управления необходимо выполнять требования:

- органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля;
- наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля;
- органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз;
- расположение функционально идентичных органов управления должно быть единообразным на всех панелях рабочего места;
- расположение органов управления должно обеспечивать равномерность нагрузки обеих рук и ног человека-оператора [40].

Определение границ зон досягаемости моторного поля регламентируется ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» (рис. 46) [41].

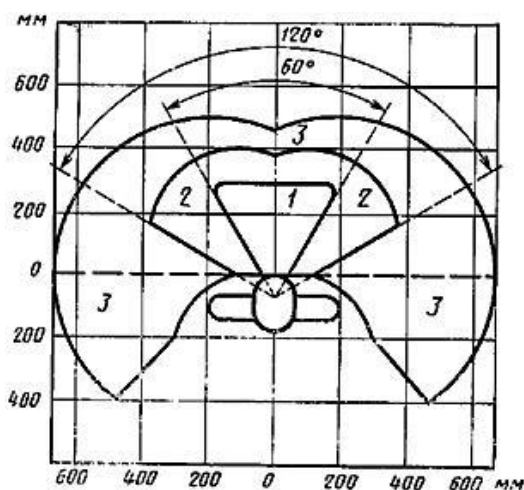


Рисунок 46 – Зоны выполнения ручных операций и размещения органов управления [41]

- 1 - зона для размещения наиболее важных и очень часто используемых органов управления; 2 - зона для размещения часто используемых органов управления; 3 - зона для размещения редко используемых органов управления

Также должна обеспечиваться эргономичная конструкция различных управляющих механизмов пульта: выключатели и переключатели типа «Тумблер» [42], клавишные, кнопочные [43] и поворотные [44] выключатели и переключатели.

## 6.2 Производственная безопасность

Регулирование технологического процесса и эксплуатация оборудования подготовки природного газа осуществляется оператором по добыче нефти и газа, как на пульте управления, так и непосредственно в цеху, где установлено данное оборудование. Поэтому, в соответствии с «ГОСТ 12.0.003-215 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.» [45], могут быть выделены следующие факторы, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015[45])	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности [46]
2. Повышенный уровень общей вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования [47]
3. Загрязненность воздушной среды рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [48]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [49]
5. Повышенные значения напряжений электрической сети	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [50] ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [51]
6. Взрывопожароопасность		+	ФЗ от 22.07.2013 г. №123, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [52]

### **6.2.1 Повышенный уровень шума**

Шум – звуковые колебания в диапазоне слышимых частот, способные оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работника [46]. Среди многочисленных источников шума можно выделить основные: движение газа через сужения и отводы газопроводов, работа насосов и турбодетандерных агрегатов, а также многочисленные вентиляционные установки в каждом помещении.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты, увеличение риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы [46].

Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах, является 80 дБА. При воздействии шума в границах 80-85 дБА и выше работодателю необходимо минимизировать возможные негативные последствия путем выполнения следующих мероприятий: снижения шумовых характеристик оборудования; информирование работающего с оборудованием персонала о минимальных шумовых режимах работы и недопущение в данные рабочие зоны посторонних рабочих; использование защитных экранов, кожухов и звукопоглощающих покрытий; обязательное предоставление рабочим СИЗ органов слуха [53].

### **6.2.2 Повышенный уровень вибрации**

Насосы и различное компрессорное оборудование также является причиной повышенной вибрации. Повышенная вибрация наблюдается на местах работы водителей автотранспортных средств и металло- и деревообрабатывающих оборудований. Повышенное вибрационное воздействие ведет не только к значительному снижению комфортности условий труда, но и к ухудшению

состояния здоровья работников (поражение нервной системы, зрительного и вестибулярного аппарата) вплоть до профессиональных заболеваний.

Машина считается виброопасной если в любых режимах ее работы и любых условиях ее применения максимальное значение эквивалентного скорректированного виброускорения не превышает  $2,0 \text{ м/с}^2$  для локальной и  $0,56 \text{ м/с}^2$  для общей вибрации [53]. Ответственность за соблюдение установленных гигиенических нормативов по вибрации на рабочих местах лежит на работодателе. Для этого он должен применять меры, направленные на снижение вибрационной нагрузки, в частности: использование установок с пониженной виброактивностью и оптимальное их размещение относительно рабочего места; использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации; обучение рабочих, не имеющих медицинских противопоказаний, правильному применению машин; контроль за вибрацией на рабочих местах и за правильным использованием средств виброзащиты [47].

### **6.2.3 Загрязненность воздушной среды рабочей зоны**

Все технологические установки непосредственно связанные с подготовкой газа содержат в своих полостях природный газ, который в больших концентрациях является отравляющим веществом, может воздействовать на нервную систему, вызывать удушье и головную боль. Также в производстве используются такие вредные вещества как диэтиленгликоль, метанол и одорант. Метанол в небольших количествах вызывает повреждение большинства внутренних органов и потерю зрения, а большое количество приводит к летальному исходу. Диэтиленгликоль токсичен: при попадании в организм вызывает острое отравление, действует на почки, печень [13]. Меркаптаны, применяемые в качестве одорантов, в малых концентрациях вызывают головную боль и тошноты, в больших – судороги и остановку дыхания.

Для минимизации воздействия данных веществ применяются СИЗ – противогазы, газоанализаторы и СКЗ – активная вентиляция и проветривание помещений перед работой и осмотром в них. Проводятся инструктажи при



газоопасных работах и работах с отравляющими веществами. При работе с жидкими веществами предусмотрены резиновые перчатки и сапоги, и защитные очки. В природный газ и метанол также добавляют одорант, чтобы определять наличие газа в воздухе рабочей зоны и отличать метанол от этилового спирта [1].

Таблица 19 – Токсические свойства сырья и полупродуктов производства

Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности [48]	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>
Газ природный	Газ	4	7000
Метанол	Жидкость	3	5
Диэтиленгликоль	Жидкость	3	10
Одорант	Жидкость	2	1

#### 6.2.4 Определение потребного воздухообмена при выделении газов через неплотности арматуры, находящейся под давлением

Производственная аппаратура, работающая под давлением, как правило, не является вполне герметичной. Степень герметичности аппаратуры уменьшается по мере ее износа. Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов, просочившихся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = k \times c \times v \sqrt{\frac{M}{T}}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \quad (23)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ( $k = 1-2$ );  $c$  – коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате;  $v$  – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением, м<sup>3</sup>;  $M$  – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре;  $T$  – абсолютная температура газов в аппаратуре, К.

В закрытом помещении цеха осушки газа расположены 5 рабочих абсорберов: диаметр – 1800 мм, высота – 10190 мм. Они соединены со следующим этапом подготовки технологическими трубопроводами диаметром 400 мм и с суммарной длиной 60 м. Эта система заполнена природным газом с молярной массой смеси 17 г/моль, находится под давлением 4 МПа и при температуре 15°C.

Суммарный объем системы составит:

$$V = 5 * \frac{\pi * 1,8^2}{4} * 10,19 + \frac{\pi * 0,4^2}{4} * 60 = 137,2 \text{ м}^3.$$

Определим  $k = 1$ , а  $c$ :

$$c = 0,25 - \frac{0,25 - 0,189}{41 - 17} = 0,247.$$

Утечка газа из системы составит:

$$G = 1 * 0,247 * 137,2 * \sqrt{\frac{17}{288}} = 8,23 \text{ кг/ч.}$$

Тогда потребный воздухообмен будет равен:

$$L = \frac{1000 * G}{x_B - x_H} = \frac{1000 * 8230}{7000 - 50} = 1184,2 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

А кратность воздухообмена будет составлять:

$$n = \frac{L}{V} = \frac{1184,2}{50 * 30 * 12} = 0,066 \text{ ч}^{-1}.$$

## 6.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность – вредный фактор, который вызывает снижение зрения и даже слепоту, повышает утомляемость и снижает работоспособность. При работе персонала промысла преобладает общее освещение.

Таблица 20 – Рекомендуемые световые отдачи приборов общего освещения [49]

Тип источника света	Световая отдача приборов не менее, лм/Вт, при минимально допустимых индексах цветопередачи $R_a$			
	$R_a > 80$	$R_a > 60$	$R_a > 40$	$R_a > 20$
Световые приборы для общего освещения помещений				
Световые приборы со светодиодными источниками света и светодиодными модулями	90	100		
Световые приборы с люминесцентными источниками света	50	40		
Световые приборы с металлогалогенными источниками света	55	50		
Световые приборы с натриевыми лампами высокого давления		50	60	

Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%. К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих

мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки [49].

### 6.2.6 Электробезопасность

Источником опасности может служить любой электрический прибор: от настольной лампы до насосов, работающих под высокими напряжениями при неправильной их эксплуатации. Электрический ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение органических жидкостей) и биологическое (судорожные сокращения мышц тела, легких, сердца) действие.

Таблица 21 – Максимальные значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме электроустановки [50]

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Защита персонала от электричества обеспечивается специальной одеждой, предотвращающей накопление статического электрического заряда. Обеспечение недоступности, изоляции и заземления токоведущих частей. Предупредительные таблички о классе помещения и оборудования по электробезопасности, а также о круге допускаемых к работе лиц.

### 6.2.7 Взрывопожароопасность

Природный газ – сам по себе является источником воспламенения при его концентрации в воздухе от 4 до 16%. Самая взрывоопасная концентрация – 9,5%. Также ДЭГ, использующийся в аппаратах осушки, является взрывопожароопасным веществом при концентрационных пределах распространения пламени 1,7÷10,6% [1]. Опасный фактор огневого шара паровоздушной смеси углеводородов – тепловой импульс, и как следствие ожоги различной степени тяжести вплоть до летального исхода, удушение продуктами горения природного газа.

Основные методы предотвращения возгораний – герметичная конструкция всех емкостей и резервуаров, а также активная вентиляция помещений и цехов; использование персоналом обмедненного инструмента, предотвращающего возникновение искр. В качестве средств пожаротушения применяется пар, вода, углекислый газ, песок, химические порошки, на территории промысла располагаются огнетушители, пожарные щиты и гидранты, емкости с песком; каждый рабочий обеспечивается СИЗОД.

### 6.3 Экологическая безопасность

#### 6.3.1 Влияние производства на атмосферу

Наибольшее число загрязнения окружающей среды от технологического процесса приходится на атмосферу: продукты горения газа на собственные нужды, утилизация промышленных стоков регенерации метанола путем испарения; вынос в атмосферу веществ, захваченных осушителем, при его регенерации; утечки природного газа через неплотности арматур и фланцы, а также его сброс при плановой ежегодной остановке промысла для проверки функционирования и герметичности каждой технологической емкости и аппарата.

Таблица 22 – Выбросы в атмосферу [1, 53]

Наименование	Суммарный выброс, т/год	Метод обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Значение критерия качества воздуха (по ОБУВ), мг/м <sup>3</sup>
Оксиды углерода	2620,372	Рассеивание в атмосфере	Периодический	5,0
Метан	887,585		Постоянный	50,0
Диоксид азота	498,004		Периодический	0,20
Оксид азота	485,554		Периодический	0,40
Метанол	12,905		Постоянный	1,0
Углерод (сажа)	9,891		Периодический	0,150
ДЭГ	4,020		Постоянный	0,20
Диметилбензол	2,314		Периодический	20,0
Уайт-спирит	2,236		Периодический	1,0
Бутилацетат	1,613		Периодический	0,10
Метилбензол	1,205		Периодический	0,60
Керосин	0,905		Постоянный	1,20

Предупреждение высоких выбросов гарантируется герметизацией технологических процессов и работой оборудования под давлением,

превышающим максимальное рабочее. Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается геометрическими параметрами соответствующей свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, при которых происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы [7].

### **6.3.2 Влияние производства на гидросферу**

Основными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промышленные стоки, образующиеся на большинстве этапов подготовки газа, содержащие в своем составе метанол, ДЭГ. Для уменьшения отрицательного воздействия отводимых сточных вод предусмотрена их очистка и повторное использование: на установках биологической очистки и очистных сооружениях производственных сточных вод.

### **6.3.3 Влияние производства на литосферу**

Почва имеет свойство накапливать в себе различные загрязняющие и токсичные вещества, что способствует загрязнению поверхностных вод и близлежащих водоемов, а также нарушает растительный покров. Естественное восстановление поврежденного грунта и растительности происходит довольно медленно, поэтому обеспечивается равномерная рекультивация нарушенных земель и растительности. Предусматривается отдельный сбор бытовых и производственных отходов, утилизация которых производится на специальных полигонах; хранение ГСМ и лакокрасочных жидкостей осуществляется в специальных емкостях, установленных на бетонированных площадках.

## **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Любое промышленное производство в виду его специфических особенностей неотделимо от чрезвычайных ситуаций и происшествий. По природе возникновения их можно разделить на: природные (землетрясения,

вулканическая активность), техногенные (пожар, обрушение зданий), экологические (опустынивание), биологические (эпидемии), социальные (терроризм, войны), антропогенные [54].

#### **6.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве**

Среди возможных чрезвычайных ситуаций, на данном этапе подготовки газа на промысле могут возникнуть следующие:

1. Пожар (взрыв) легковоспламеняющихся, горючих веществ – источником может являться любое из многочисленных используемых в производстве веществ: метанол, ДЭГ, топливо автомобилей и др.; а также природный газ в концентрации, достаточной для воспламенения;

2. Утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ – потеря полезного продукта и материалов из-за негерметичности ЗРА и соединяющих фланцевых соединений, а также сварных стыков;

3. Авария на электроэнергетических сетях с длительным перерывом электроснабжения;

4. Заморозки, снежные бури;

5. Эпидемиологическая вспышка опасных инфекционных заболеваний.

#### **6.4.2 Предупреждение ЧС и порядок действий в случае ее возникновения**

Наиболее часто встречающейся ЧС является утечка токсичной и взрывопожароопасной продукции. Наименьшее, к чему может привести несвоевременное устранение данной проблемы – экономические растраты, загрязнение цеховых поверхностей. Основные проблемы, которые может вызвать данная ситуация – загрязнение атмосферы рабочей зоны и возможное отравление персонала, а также повреждение технологических установок при регулировании параметров. Для предотвращения возможной ситуации предусмотрены и проводятся мероприятия:

- Контроль герметичности всех технологических установок;

- Комплексный сброс всех отходов производства: газообразные отходы – через свечу рассеивания, жидкие – через ГФУ;
  - В помещениях с возможностью скопления токсичных и взрывоопасных продуктов установлены датчики контроля загазованности;
  - Наличие естественной и активной вентиляции помещений;
  - Взрывобезопасное исполнение электро- и осветительной аппаратуры.
- Первоочередные действия при обнаружении утечки рабочим персоналом:
1. Сообщение об аварии на главный пульт промысла;
  2. Автоматический запуск алгоритма АО цеха;
  3. Сообщение о ЧС должностным лицам согласно схеме оповещения;
  4. Эвакуация персонала из зоны действия опасного фактора;
  5. Проведение работ по локализации и ликвидации аварии;
  6. Вывод оборудования на нормальный режим работы.

### **Вывод по разделу**

Безопасность на производстве и здоровье персонала – один из важнейших факторов, гарантирующих успешное развитие и позволяющих создать хорошее мнение о работодателе среди сотрудников. В противном случае, пренебрежение правилами и требованиями безопасности может привести к печальным последствиям. Необходимо сохранять дальнейшую тенденцию к повышению значимости безопасности жизни и здоровья трудящихся на предприятии.

Несмотря на большое число выбросов в атмосферу и воздействие на экологию в целом, природный газ считается наиболее безвредным из ископаемых видов топлива. Для снижения негативного воздействия можно адсорбировать оксиды азота и углерода для их использования в чистом виде в других сферах промышленности.

## Заключение

В данной работе рассмотрен технологический процесс подготовки природного газа к дальнейшей его транспортировке методом абсорбционной осушки диэтиленгликолем и регенерации абсорбента. Рассмотрены физические принципы, которые лежат в основе этих процессов, и возможные модернизации, представленные отечественными и зарубежными исследователями. Наиболее распространенной модернизацией процесса абсорбции является проведение осушки в две стадии в одном или двух колонных аппаратах с разной концентрацией гликоля на каждом из этапов. Среди модернизаций этапа регенерации абсорбента чаще всего встречается введение осушенного газа как отдувочного в отдельную колонну после печи регенерации гликоля.

На основе технологического регламента УКПГ-4 Ямбургского НГКМ в программном комплексе Unisim Design была построена модель, отражающая основные элементы и особенности строения установок, включенных в процессы осушки газа и регенерации гликоля. По этой модели температура точки росы осушенного газа, равная минус 14 °С, достигается при давлении входного потока выше 4150 кПа.

Применение рассмотренных ранее модернизаций абсорбционной подготовки газа позволило повысить технологическую эффективность процесса. Так, введение двухколонной системы подготовки газа снижает минимальное давление входного потока, при котором сохраняется качество осушки, до 3200 кПа. Добавление к двухступенчатой абсорбции отпарной колонны гликоля снижает данное значение до 2150 кПа. По итогу, данные модернизации позволяют осуществлять подготовку природного газа в соответствии со стандартами при давлениях на 2 МПа ниже. Кроме того, что снижается потребляемая мощность при компримировании на 30%, усовершенствования позволяют отдалить момент ввода ДКС перед аппаратами осушки на 4 года.

Данный факт непосредственно сказался на экономической эффективности предлагаемых мероприятий. За счет малозатратных вложений на



обустройство и перестройку системы подготовки резко сократились эксплуатационные затраты, по большей части, за счет снижения энергопотребления. Так, общие затраты на все мероприятия составят примерно 10 млн. руб., а чистый дисконтированный доход за 19 лет возрастет на 2450 млн. руб. Это позволяет говорить не только о технологической, но и об экономической эффективности модернизаций.

В разделе «Социальная ответственность» был произведен анализ опасных и вредных факторов, которым могут быть подвержены рабочие при работе с установками подготовки газа, методы предотвращения и защиты от них. Рассчитана потребная вентиляция в помещении цеха осушки газа, а также рассмотрены меры по предупреждению чрезвычайных ситуаций, связанных с утечкой токсичной и взрывопожароопасной продукции.

## Список публикаций

1. Кулаков, М. В. Влияние пластового давления на реологические свойства насыщенных растворов гликолей / М. В. Кулаков // 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. 86-87.

2. Кулаков, М. В. Оценка эффективности внедрения двухступенчатой абсорбционной осушки в систему подготовки природного газа / М. В. Кулаков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2021. – Т. 1. – С. 276-281.

3. Кулаков, М. В. Влияние ввода отпарной колонны в систему регенерации гликоля на качество абсорбционной подготовки природного газа / М. В. Кулаков // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова, Томск, 04–08 апреля 2022 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022 (в печати).

## Список использованных источников

1. Технологический регламент эксплуатации опасных производственных объектов промысла №4 Газопромыслового управления Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург» при осуществлении технологического процесса сбора и подготовки опасных веществ. М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2018. – 221 с. – Текст непосредственный.
2. Стрижов И.Н. Добыча газа. / И.Н. Стрижов, И.Е. Ходанович. – М.: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с. – Текст: непосредственный.
3. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата. / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009. – 596 с. – Текст: непосредственный.
4. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с. – Текст: непосредственный.
5. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2010. – 20 с.
6. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 2019.
7. Мельников, В.Б. Промысловый сбор и переработка газа и газового конденсата: Учебник / В.Б. Каменский. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 464 с. – Текст: непосредственный.
8. Массообменные аппараты / гл. ред. Кравец С.Л., ред. Баранов Д.А. – Текст: электронный // Большая российская энциклопедия: [сайт] – М.: Мин-во культуры РФ, 2019. – URL: <https://bigenc.ru/chemistry/text/2191302> (дата обращения: 02.04.2022).

9. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов / Т.М. Бекиров – М.: «Недра», 1980. – 293 с.
10. Жданова, Н.В. Осушка углеводородных газов. / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М.: Изд. «Химия», 1984. – 192 с. – Текст: непосредственный.
11. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Норман, США, 1972. / Д.М. Кемпбел; пер. с англ. С.Ф. Гудков – М.: «Недра», 1977. – 349 с.
12. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. / Н.А. Сваровская. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
13. ГОСТ 10136-2019. Диэтиленгликоль. Технические условия (с Поправкой). – М.: Изд-во стандартов, 01.05.2020. – 19 с.
14. ТУ 2422-075-05766801-2006. Триэтиленгликоль технический. Технические условия. – ОАО «Нижнекамскнефтехим», 18.12.2006.
15. Методы регенерации гликолей в газовой промышленности / О.Б. Грынив и др. // Молодой ученый. – Казань: ООО «Издательство Молодой ученый», 2020 – №4 – С. 47-48.
16. Гудков С.Ф. Усовершенствование установок осушки и очистки нефтяного газа. / С.Ф. Гудков, Т.М. Бекиров – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 55 с.
17. Гриценко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья. / А.И. Гриценко – М.: «Недра», 1997. – 239 с.
18. Технический прогресс в технологии осушки природного газа / Т.М. Бекиров, А.Л. Халиф, Ю.В. Сурков и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1995. – 55 с.
19. Ланчаков, Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с. – Текст: непосредственный.
20. Оптимизация работы установки гликолевой осушки газа сеноманских УКПГ Уренгойского месторождения на завершающей стадии разработки. / Р.Н. Исмагилов и др. // Газовая промышленность. – 2022 – №1 – С. 30-35.
21. Haque, Md. E. Ethylene glycol regeneration plan: a systematic approach to troubleshoot the common problems / Md. E. Haque // Journal of Chemical Engineering. – 2012. – Vol. 27. – P. 21-26.

22. Arubi, I. M. T. Optimizing glycol dehydration system for maximum efficiency: a case study of a gas plant in Nigeria. / I. M. T. Arubi, C. Afrogus, U.I. Duru. – 2008.

23. Kong, ZY. A parametric study of different recycling configurations for the natural gas dehydration process via absorption using triethylene glycol / ZY. Kong // Process Integration and Optimization for Sustainability. – 2018. – Vol. 2, №. 4. – P. 447-460.

24. Anyadiegwu, C. I. C. Natural gas dehydration using triethylene glycol (TEG) / C.I.C. Anyadiegwu, A. Kerunwa, P. Oviawe // Petroleum & Coal. – 2014. – Vol. 56, №. 4.

25. Ebeling, H. O. Method of low temperature regeneration of glycol used for dehydrating natural gas: pat. 5536303 USA. – 1996.

26. Будник, В.А. Работа в среде «Honeywell UniSim Design». / В.А. Будник – Салават, 2010 – 80 с. – Текст: непосредственный.

27. Ten Years with the CPA (Cubic-Plus-Association) Equation of State. Part 1. Pure Compounds and Self-Associating systems / G.M. Rontogeorgis, M.L. Michelsen, G.K. Folas, S. Derawi, N. von Solms, E.H. Stenby. – Lyngby, Denmark: Centre for Phase Equilibria and Separation Processes, 2006 – 263 p.

28. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия от 22 марта 2000. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020559> (дата обращения 24.05.2019).

29. Технологические показатели разработки сеноманской залежи в зоне Установки комплексной подготовки природного газа ГП-2С.

30. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. – Текст: электронный // М.: Мин-во экономического развития РФ. – 2013. URL: <http://static.government.ru/media/files/41d457592e04b76338b7.pdf> (дата обращения: 30.03.2022).

31. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов. – Текст: электронный // М.:

Мин-во экономического развития РФ. – 2021. URL: [https://www.economy.gov.ru/material/file/d7f5f5dea44bda4c30d42aac04cc1fca/prognoz\\_socialno\\_ekonom\\_razvitiya\\_rf\\_2022-2024.pdf](https://www.economy.gov.ru/material/file/d7f5f5dea44bda4c30d42aac04cc1fca/prognoz_socialno_ekonom_razvitiya_rf_2022-2024.pdf) (дата обращения: 30.03.2022).

32. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». – Текст: электронный // ЗАО «Консультант Плюс» – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34710/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/) (дата обращения 08.12.2021).

33. Указание от 02.10.2020 №5608-У «О страховых тарифах по обязательному страхованию гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте». – Текст: электронный // М.: Центральный банк РФ. – 2020. URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=379251> (дата обращения: 30.03.2022).

34. Предельные уровни свободных (нерегулируемых) цен по группам потребителей. – Текст: электронный // АО «Газпром энергосбыт Тюмень» – URL: <https://gesbt.ru/yuridicheskim-litsam/energосnabzhenie/tarify-i-tseny/predelnye-urovni-svobodnykh-nereguliruemyykh-tsen-po-grupпам-potrebiteley/> (дата обращения 01.04.2022).

35. Методические рекомендации по выбору параметров и расчету стоимости эксплуатации электрических и компрессорных станций / В.Х. Ахмет, Ю.А. Парнас, О.С. Монастырных и др. – М.: ВНИИ экономики минерального сырья и недропользования, 1998. – 67 с. – Текст непосредственный.

36. Отчетные данные по форме №5-НДПИ по состоянию на 01.10.2021, в разрезе субъектов Российской Федерации. – Текст: электронный // М.: Федеральная налоговая служба. – URL: [https://www.nalog.gov.ru/rn77/related\\_activities/statistics\\_and\\_analytics/forms/11309648/](https://www.nalog.gov.ru/rn77/related_activities/statistics_and_analytics/forms/11309648/) (дата обращения: 02.04.2022).

37. Социальная ответственность. Газпром добыча Ямбург. – Текст: электронный // ООО «Газпром добыча Ямбург» – URL: <https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/social> (дата обращения: 02.04.2022).

38. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). – Текст: электронный // ЗАО «Консультант Плюс» — URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_law\\_34683/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/) (дата обращения 02.04.2022).

39. Коллективный договор ООО «Газпром добыча Ямбург» на 2013–2015 годы (ред. от 20.12.2018), 2018. – 120 с.

40. ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования от 22 декабря 1976. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012834> (дата обращения 03.04.2022).

41. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования от 26 апреля 1978. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 03.04.2022).

42. ГОСТ 22615-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели типа «Тумблер». Общие эргономические требования от 04 июля 1977. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012837> (дата обращения 03.04.2022).

43. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования от 04 июля 1977. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012836> (дата обращения 03.04.2022).

44. ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования от 04 июля 1977. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012835> (дата обращения 03.04.2022).

45. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с поправками) от 9 июня 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 03.04.2022).

46. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) от 29 декабря 2014. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 03.04.2022).

47. ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования от 12 декабря 2007. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения 03.04.2022).

48. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) от 29 сентября 1988. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 04.04.2022).

49. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* (с Изменениями N 1, 2) от 07 ноября 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 04.04.2022).

50. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) от



30 июля 1988. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 04.04.2022).

51. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля от 17 сентября 1984. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051575> (дата обращения 04.04.2022).

52. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон N 123-ФЗ. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (дата обращения 05.04.2022).

53. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" от 28 января 2021. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 05.04.2022).

54. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. 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 нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514> (дата обращения 05.04.2022).

## Приложение А (справочное)

Определение потребной мощности, расхода и платы за электроэнергию

Таблица А.1 – Определение потребной мощности, расхода и платы за электроэнергию

Год п/п	Максимальная потребная мощность, кВт	Расход электроэнергии, кВт-ч/маш.-см.	Расход электроэнергии, МВт-ч/год	Плата за электроэнергию, руб	Количество работающих компрессоров, шт
По исходной технологии					
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	1 573,98	19 881,85	13 917,30	58 000 721,18	6,00
2024	3 147,96	39 763,70	27 834,59	116 001 442,37	6,00
2025	4 721,94	59 645,55	41 751,89	174 002 163,55	6,00
2026	6 295,92	79 527,40	55 669,18	232 002 884,73	10,00
2027	7 869,90	99 409,25	69 586,48	290 003 605,92	10,00
2028	9 443,88	119 291,10	83 503,77	348 004 327,10	10,00
2029	11 017,86	139 172,95	97 421,07	406 005 048,28	10,00
2030	12 591,84	159 054,80	111 338,36	464 005 769,47	10,00
2031	14 165,82	178 936,65	125 255,66	522 006 490,65	10,00
2032	15 739,80	198 818,50	139 172,95	580 007 211,84	10,00
2033	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	10,00
2034	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
2035	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
2036	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
2037	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
2038	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
2039	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
2040	17 313,78	218 700,35	153 090,25	638 007 933,02	14,00
С применением технологии двухступенчатой абсорбционной осушки					
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	1 364,22	17 232,25	12 062,57	50 271 119,35	6,00
2026	2 728,44	34 464,50	24 125,15	100 542 238,70	6,00
2027	4 092,66	51 696,75	36 187,72	150 813 358,05	6,00
2028	5 456,88	68 929,00	48 250,30	201 084 477,40	10,00
2029	6 821,10	86 161,24	60 312,87	251 355 596,74	10,00
2030	8 185,32	103 393,49	72 375,44	301 626 716,09	10,00
2031	9 549,54	120 625,74	84 438,02	351 897 835,44	10,00
2032	10 913,76	137 857,99	96 500,59	402 168 954,79	10,00
2033	12 277,98	155 090,24	108 563,17	452 440 074,14	10,00
2034	13 642,20	172 322,49	120 625,74	502 711 193,49	10,00
2035	15 006,42	189 554,74	132 688,32	552 982 312,84	10,00
2036	15 006,42	189 554,74	132 688,32	552 982 312,84	14,00
2037	15 006,42	189 554,74	132 688,32	552 982 312,84	14,00
2038	15 006,42	189 554,74	132 688,32	552 982 312,84	14,00
2039	15 006,42	189 554,74	132 688,32	552 982 312,84	14,00
2040	15 006,42	189 554,74	132 688,32	552 982 312,84	14,00

Продолжение таблицы А.1

С применением двухступенчатой абсорбции и отпарной колонны					
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0
2026	0,00	0,00	0,00	0,00	0
2027	1 146,12	14 477,33	10 134,13	42 234 264,09	6,00
2028	2 292,24	28 954,65	20 268,26	84 468 528,19	6,00
2029	3 438,36	43 431,98	30 402,38	126 702 792,28	6,00
2030	4 584,49	57 909,30	40 536,51	168 937 056,38	10,00
2031	5 730,61	72 386,63	50 670,64	211 171 320,47	10,00
2032	6 876,73	86 863,95	60 804,77	253 405 584,57	10,00
2033	8 022,85	101 341,28	70 938,89	295 639 848,66	10,00
2034	9 168,97	115 818,60	81 073,02	337 874 112,76	10,00
2035	10 315,09	130 295,93	91 207,15	380 108 376,85	10,00
2036	11 461,22	144 773,25	101 341,28	422 342 640,95	10,00
2037	12 607,34	159 250,58	111 475,40	464 576 905,04	10,00
2038	12 607,34	159 250,58	111 475,40	464 576 905,04	14,00
2039	12 607,34	159 250,58	111 475,40	464 576 905,04	14,00
2040	12 607,34	159 250,58	111 475,40	464 576 905,04	14,00

**Приложение Б**  
(справочное)

**Development of absorption dehydration technology  
of natural gas**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Кулаков Михаил Викторович		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

## 1 Development of absorption dehydration technology

Efficiency of gas absorption dehydration process is determined by technological structure, composition and type of equipment, type of absorbent. The choice of gas dehydration equipment and technology is influenced by these parameters: volume of recoverable hydrocarbon reserves within the treatment unit, composition and physico-chemical properties of the extracted fluid, thermobaric parameters of the productive reservoir, climatic conditions of the location of the gas treatment plant, and the requirements of regulatory documents determining the moisture content of the dried gas (the dew point temperature of gas in water and hydrocarbons) [7].

Most absorption dehydration flow chart are based on the basic technological flow chart shown in Figure 1. This scheme can be distinguished at any natural gas treatment unit. The largest natural gas absorption dehydration units are operated at the Medvezhye, Urengoy and Yamburg oil and gas condensate fields [7, 4].

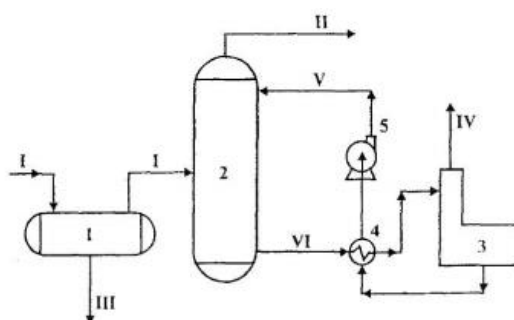


Figure 1 – Flow chart of a standard glycol gas treatment unit [4]

I – crude gas; II – prepared gas; III – water; IV – water vapor; V – DDEG; VI – NDEG;

1 – separator; 2 – absorber; 3 – glycol regenerator; 4 – heat exchanger; 5 – pump

At the first stages of development and improvement of gas treatment technologies, design and characteristics of absorbers were changed, since the reservoir pressure of unique fields were high, as were the volumes of gas produced. The first application of high-performance absorbers was carried out at the Medvezhye field. The unit capacity of this equipment was 3-5 million m<sup>3</sup> of gas per a day [7]. The schematic diagram of absorption dehydration is shown in Figure 2.

According to this scheme, the crude gas under pressure of 9.0–7.5 MPa enters the separator to separate the liquid droplet phase, then into the poppet absorber for contact with the absorbent, and into the filter separator to separate the carried-away

drops of the absorbent from the gas. This absorber design has increased metal consumption and a short overhaul period due to the presence of three separate installations and pipelines between them. The throughput capacity of the processing lines was small for such volumes of extraction, therefore, 10-12 absorbers had to be built at each treatment unit. The experience of operation of the Medvezhye's treatment unit was used in the construction of two others: Urengoy and Yamburg.



Figure 2 – Schematic flow chart of absorption dehydration of gas at the Medvezhye field [7]:

1 – separator; 2 – absorber; 3 – filter separator

In addition to the designed glycol regeneration system, the technological devices of the dehydration system have been upgraded at the Urengoy field. In 1986 [4] multifunctional apparatuses were put into operation. They structurally combine the separation, mass transfer and filtration sections in a single column unit. An example of such a device is shown in Figure 3. Each subsequent section is placed above the previous one in the course of the gas movement. This not only reduces the metal consumption of equipment, but also simplifies the processes of scheduled maintenance and possible emergency repair of equipment.

Treatment plants at the Yamburg field are more efficient and structurally technologically advanced compared to previous examples of installations of northern fields. Significant changes consist in a more compact design of installations and a larger unit capacity of equipment due to the use of domestic, more advanced equipment. Dehydration is carried out by nine technological lines with a capacity of 10 million m<sup>3</sup> of gas each. At the Yamburg field, turbodetander units are used in

combination with air-cooling devices to cool the gas before being fed into the gas transmission system in order to prevent the thawing of permafrost.

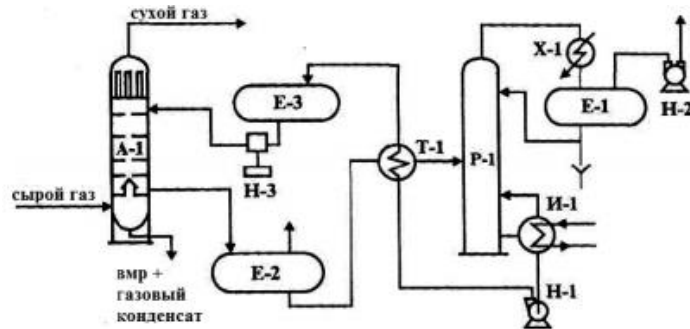


Figure 3 – Schematic flow chart of absorption dehydration of gas at the Urengoy OGCF with a multifunctional apparatus (MFA) [7]:

A-1 – MFA; P-1 – regeneration column; T-1 – DEG-DEG heat exchanger; X-1 – condenser; I-1 – evaporator; E-1, E-2, E-3 – tanks; H-1, H-2, H-3 – pumps

During the period of falling reservoir pressure, the gas treatment technology requires changes to maintain the basic operating parameters of the gas dehydration process. To do this, booster compressor stations (BCS) are introduced into the preparation system. Depending on the task performed, the BCS is installed before or after of gas dehydration unit. So, at the Medvezhye field, as well as at the Yamburg, the BCS is located before the gas dehydration unit, and at the Urengoy both before and after.

During this period, the following features of operation are observed, inherent to all gas treatment units:

- an increase in the equilibrium moisture capacity of natural gas as the flow pressure decreases. It increases the overall load of the installation for moisture while reducing the volume of gas treatment;

- an increase in the removal of droplet moisture from the reservoir in the form of a liquid phase and the salts and mechanical impurities contained therein;

- gas-pumping compressing devices located immediately before the dehydration unit increase the temperature of the drained gas, especially in summer and require the introduction of air-cooling devices after compression;

- compressor oil, carried away as a result of leaks, appears in the composition of the gas flow after the BCS;

- reducing the pressure and increasing the temperature of the gas, and, accordingly, the contact parameters in the absorber, reduce the efficiency of the absorption process itself;

- pressure reduction and temperature increase at constant mass capacity of the absorber for gas, increases the volume of its processing, as the gas density decreases. This leads to an increase in the flow rates in the absorption apparatus, an increase in hydraulic resistances and increased entrainment of glycol with the drained gas [19].

At the same time, according to the experience of operating gas treatment plants, it was noted that in conditions of falling pressure, at a temperature of gas entering the dehydration above 25°C (for the summer period of operation), the requirements for the quality of gas preparation for transport at the dew point temperature are difficult to fulfill [7].

In this regard, it is necessary to consider existing proposals for the modernization of the technological process during the period of pressure drop and gas production. All possible upgrades of the gas dehydration technology can be divided into two groups: modernization of the absorption process and modernization of the absorbent regeneration process. All of them are aimed at improving the quality of natural gas treatment and reducing losses of both gas and glycol.

### **1.1 Gas dehydration system modernization**

To reduce operating costs in deep gas dehydration, a two-stage absorption process was proposed, shown in Figure 4. Dehydration is carried out in the absorber 2, into which a solution of glycol of different concentrations is injected at two points along the height of the apparatus – on the 3rd and 10th plates. When using triethylene glycol as an absorbent, the main amount of partially regenerated triethylene glycol with a concentration of 98.0% (wt) is supplied to the 3rd plate of the absorber. This solution extracts most of the moisture from the gas. The remaining glycol, concentrations of 99.9% (wt) and higher, is fed to the 10th plate, with the help of which the gas is finally dehydrated [3, 10].



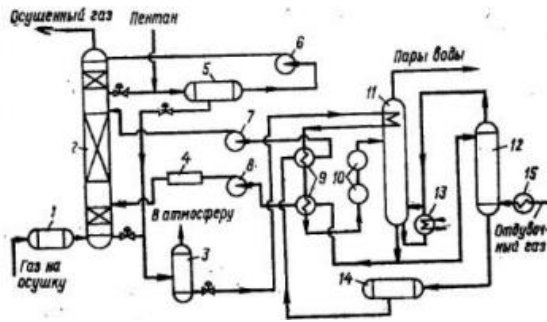


Figure 4 – Two-stage absorption flow chart [3, 10]

Regeneration of triethylene glycol solution saturated with water is also carried out in two stages. At the first stage in the desorber 11 at a temperature of 204 °C and atmospheric pressure, the glycol concentration is brought to 98.0% (wt.). Part of this solution is fed to the 3rd plate of the absorber. The remaining amount is sent to the steam column 12 (stage II), where the blow-off gas is supplied. Here, the concentration of the glycol solution is brought to 99.9% (wt.) and higher, and this absorber is fed to the 10th plate of the absorber [3, 10].

It is possible to increase the pressure in the absorber by rewinding the turbo-expander unit, the essence of which is to set the compressor to the "up to the absorber" position. When working according to the scheme shown in Figure 5, the gas is first compressed to 9.0 MPa, cooled in BX-2, then the flow is drained in the absorber A-1 and enters the expander's turbine [3].

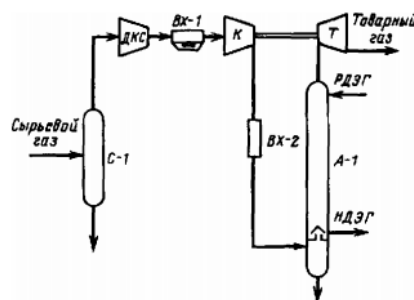


Figure 5 – Flow chart of connecting turbo-expander unit to the dehydration installation system [3]

Carrying out the process at high pressures has an advantage in case of reduced gas demand, since the gas velocity in the absorber decreases and, as a result, glycol losses in the form of drip entrainment decrease [3].

Another model of two-stage dehydration is given in [4]. The main points of the technology are the moisture absorption process at two temperature levels in two absorbers with gas cooling between the dehydration stages.

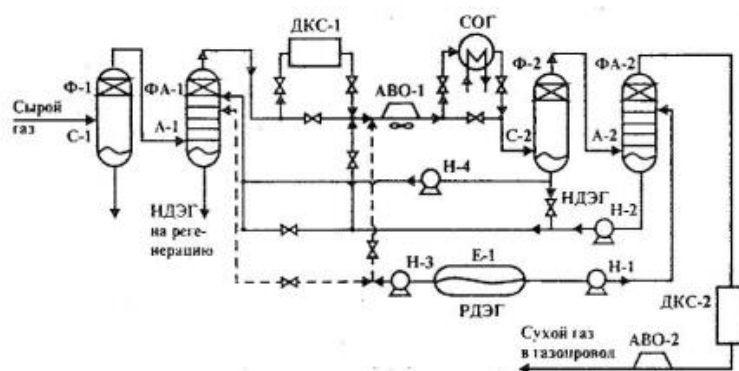


Figure 6 – Flow chart of two-stage glycol dehydration of gas [4]

The pressure at the inlet to the A-1 absorber varies from 9-10 MPa in the initial period of operation to 2-2.5 MPa at the final stage of development. The pressure in the A-2 absorber varies in the range of 5-7.8 MPa.

The temperature in A-1 is 10-20°C; the temperature in A-2 in the initial period: minus 5-5°C in the cold season and 10-20°C in the summer. During the compressor period, the temperature in the absorbers is higher and varies from 0 to 35-40°C (high values in the summer and in the absence of a gas cooling stage).

The regenerated DEG of high concentration (93-96%) is fed into the absorber A-2, the spent DEG solution after the absorber A-2 is divided into 2 streams: a smaller part enters the air-cooling devices (ensuring the reliability of the operation of the ABO in a hydrate-free mode), and a large part in A-1. The saturated-DEG streams are combined and fed to the regeneration unit.

In [19] it is shown a method of pre-cooling of natural gas, especially useful for the summer period of operation of the preparation plant. In this case, the gas cooled at the air-cooling units passes through a heat exchanger, where hot gas enters, for example, from wells. This technology allows reducing the gas temperature from +35 °C to +20 °C, and the depression of the dew point temperature of the prepared gas up to 10 °C.

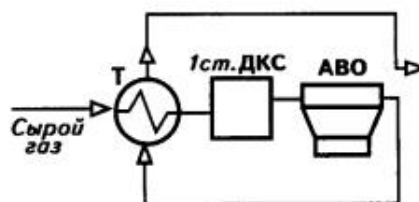


Figure 7 – Gas cooling before dehydration scheme [19]

## 2.2 Absorbent regeneration system modernization

The closest analogue of the considered natural gas treatment technology is described in the article "Optimizing the operation of a glycol dehydration unit at the Cenomanian complex gas treatment plants, Urengoy field, at the closing phase of exploitation" [20]. It considers the standard technology of absorption dehydration with preliminary compression of gas. To achieve the required values of the dew point temperature in water, the authors proposed to increase the mass fraction of regenerated glycol by using nitrogen as a steam gas. Nitrogen is an inert gas and does not have a negative impact on the environment and equipment. Nitrogen was supplied to the inter-tube space and the storage compartment of the regenerator reboiler. The optimal volume of gas supply to the reboiler is determined, equal to 50 m<sup>3</sup> per ton of DEG being cleaned. As a result, the mass fraction of regenerated DEG was increased by 0.63% to 99.64% [20].

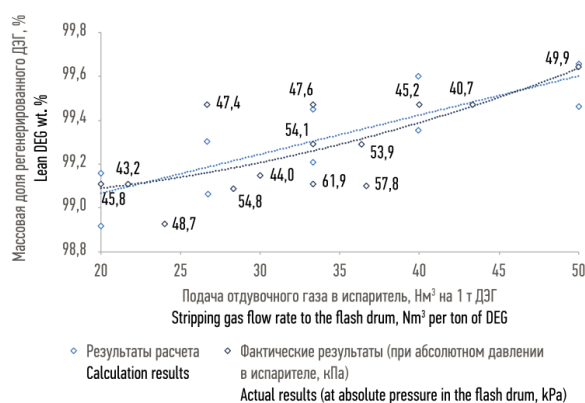


Figure 8 – Correlation of mass fraction of regenerated DEG on the flow rate of blow-off gas at different pressure in the evaporator [20]

In Haque's article "Ethylene Glycol Regeneration Plan: A Systematic Approach to Troubleshoot the Common Problems" [21], a glycol regeneration technique is considered, which is based on increasing the efficiency of glycol regeneration (Figure 9). This is achieved by separating the gas phase after passing the

"saturated–regenerated absorbent" heat exchanger and introducing the blow-off gas into the regenerator reboiler. The first allows for separation of the gas phase, mainly containing hydrocarbons and water, as relatively volatile compounds, and does not let them into the reboiler. With the help of the second, a higher degree of absorbent regeneration is achieved, which is difficult to achieve with atmospheric or vacuum regenerating. Since the burning dehydrated gas passed through the gas distributor is more susceptible to the absorption of water and remaining hydrocarbons from glycol.

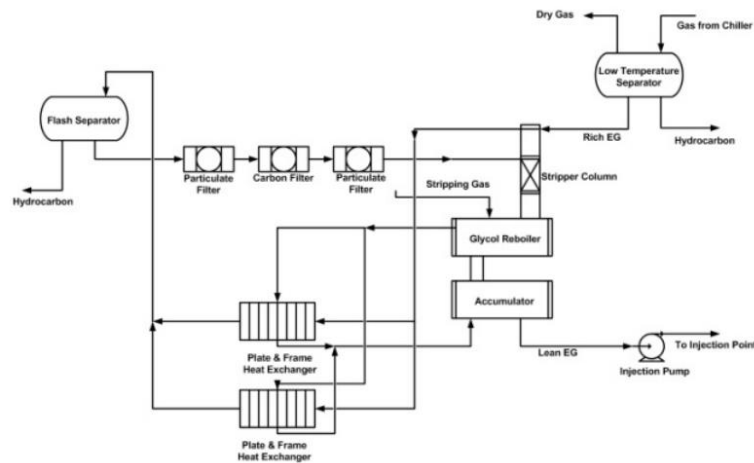


Figure 9 – Flow chart of the absorbent regeneration unit [21]

In the article [22] the efficiency of glycol regeneration unit located at one of the gas treatment units in Nigeria is evaluated.

The peculiarity of this unit is the presence of a separate section where the blowing gas is supplied to the heated regenerated glycol.

The influence of the blow-off gas supply, the number of theoretical plates in the absorber and the volume of glycol circulation on the dew point temperature of the dehydrated gas (absolute humidity of the gas) was considered. The impact of introduction of blow-off gas on efficiency is great and allows for more than 2 times increase dew-point temperature depression. An increase in number of plates and intensity of glycol circulation has a limited effect on the increase in efficiency during implementation.

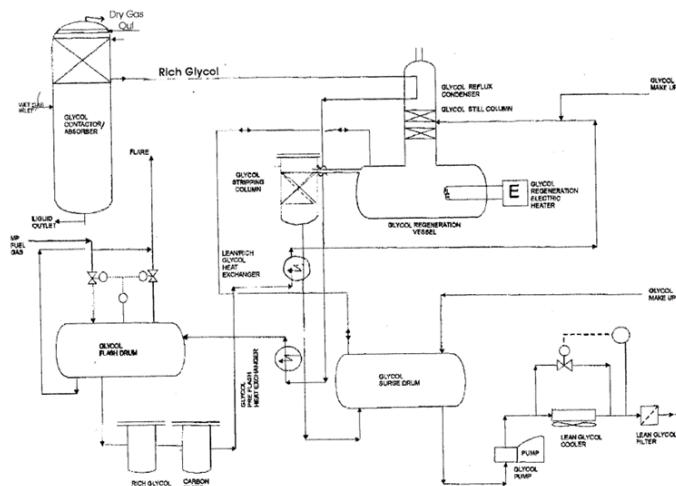


Figure 10 – Gas dehydration unit [22]

In the article "A Parametric Study of Different Recycling Configurations for the Natural Gas Dehydration Process Via Absorption Using Triethylene Glycol" Kong [23], the effect of glycol consumption on the main characteristics of the quality of natural gas dehydration is estimated: the dew point temperature of the drained gas, the loss of the absorbent and emissions of volatile organic compounds. By analyzing the model, absorbent flow rate is determined, at which all three parameters take the optimal value under these conditions.

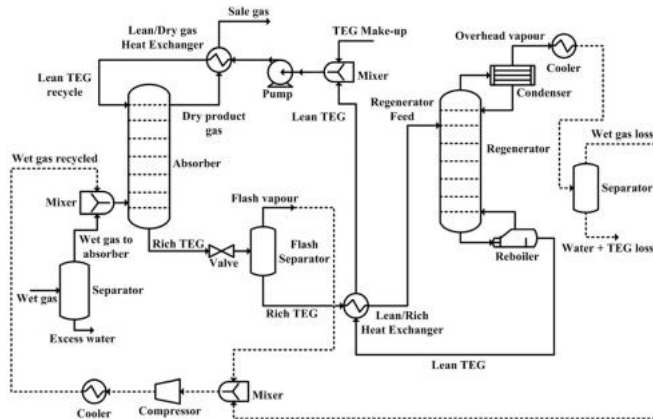


Figure 11 – Absorption gas dehydration flow chart with the supply of glycol degassing gas and separated during regeneration into the system [23]

The possibility of improving the regeneration process was further investigated by using steam separated from the saturated mixture in the system, namely, gas separated from glycol during its degassing and regeneration (Figure 25). This reduces the loss of hydrocarbons.

In the article "Natural gas dehydration using triethylene glycol" [24], influence of the flow rate of the absorbent and the contact pressure in the absorber on the quality

of gas preparation according to the obtained dew point temperature and hydrate formation temperature in the gas stream was investigated. The scheme of the technological process, shown in Figure 13, was taken as a basis.

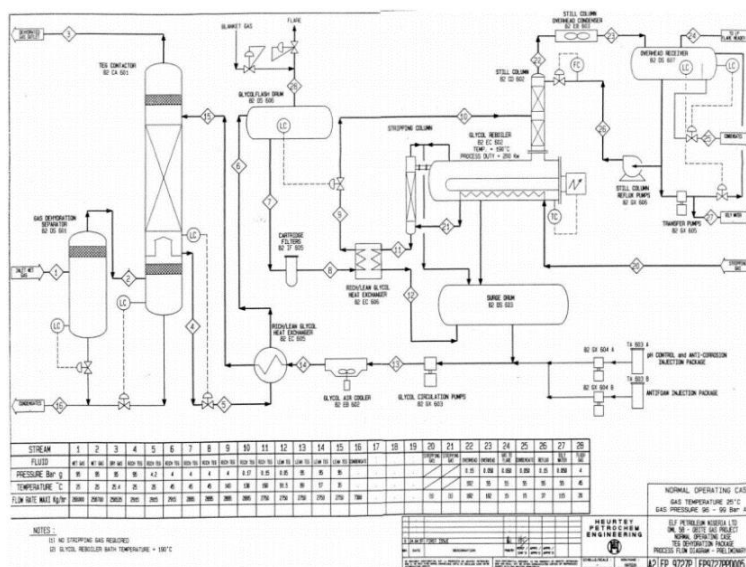


Figure 12 – Gas treatment unit [24]

A feature of this unit is the use of a separate section through which the stripping gas is passed, preheated in the cubic part of the reboiler.

The main feature of the patent [25] is the use of potentially recyclable gas on burners (horizontal flare installations) as fuel for heating the absorbent regeneration column (Figure 13).

According to this scheme, the dehydrated and heated gas is sent to: the stripping column as a stripping gas for preliminary low-temperature regenerating of glycol, and then to heat the glycol in the reboiler; to the reboiler gas distributor to separate moisture at the second stage of dehydration, and then to heat absorbent in the reboiler. This scheme sharply reduces loss of hydrocarbons by using them completely, and partially reduces the loss of absorbent, as it returns with gas back to the system. To prevent reduction of inter-repair period, separator should be installed to separate moisture before gas is supplied to the reboiler burner.

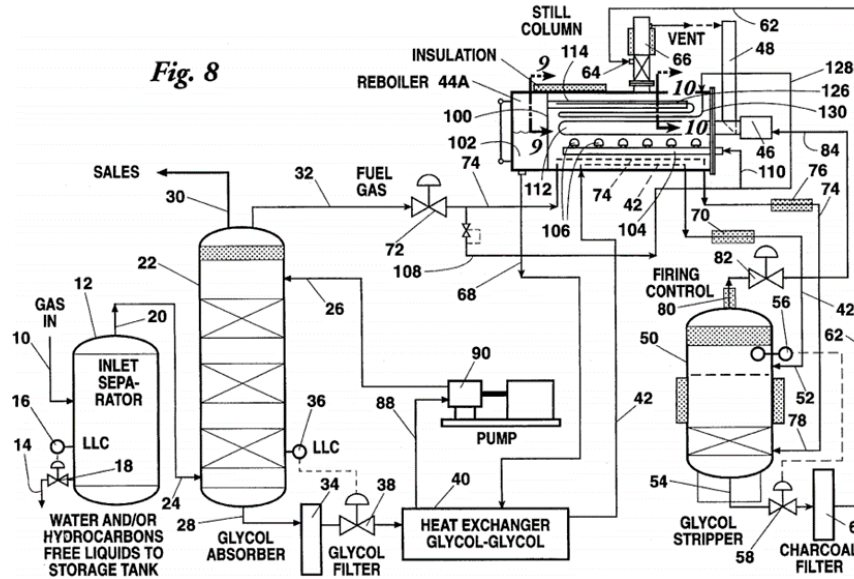


Figure 13 – Flow chart of gas dehydration and glycol regeneration [25]

Domestic and foreign literary sources are considered in order to analyze and identify the most relevant areas of modernization of natural gas absorption treatment plants. So, most of the improvements can be divided into two different directions. The first is the improvement of natural gas treatment technology, including changes in the technological process of directly dehydration gas in column apparatuses. The second is to improve the quality of regeneration of saturated glycol solution. The most common modernization in the first direction is the two-stage absorption in one or two columns with different glycol concentrations at each stage and/or at different temperature levels. Among the improvements in the second direction, the most common is the introduction of dehydrated gas as a blow-off into a separate column after the glycol regeneration furnace.