

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы Повышение эффективности абсорбционной осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

УДК 622.279.8:66.0,74-027.236(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Шагдуров Буянто Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Ю. Н.	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Шагдурову Буянто Олеговичу

Тема работы:

Повышение эффективности абсорбционной осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Теоретические основы процесса абсорбционной осушки природного газа. Геологическая характеристика месторождения X. Состав природного газа сеноманской залежи месторождения X. Характеристика системы сбора месторождения X. Характеристика действующей установки комплексной подготовки газа. СТО Газпром 089-2010
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Проблемы подготовки газа в период падающей добычи 2. Влияние различных факторов на эффективность процесса подготовки газа методом абсорбции 3. Исследование технологии двухстадийной осушки газа 4. Сравнительный анализ действующей и предлагаемой установок
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Теоретическое описание процесса абсорбционной осушки природного газа. Определение проблемы и задач исследования Theoretical description of the process of absorption dehydration of natural gas. Problem statement and research objectives	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Шагдуров Буянто Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Шагдуров Буянто Олеговичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Шагдуров Буянто Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Шагдурову Буянто Олеговичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является установка комплексной подготовки газа (УКПГ) с применением осушки газа методом абсорбции на Ямбургском месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1 Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. 2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	2.1 Анализ вредных факторов - Отклонения показателей климата на открытом воздухе (ГОСТ12.1.005-88); - Повышенный уровень шума (ГОСТ12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ12.1.01278) на рабочем месте; - Тяжесть и напряженность труда (Р2.2.755-99); - Вредные вещества (ГОСТ 12.4.034-85). 2.2 Анализ опасных факторов - Электробезопасность; - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства.
Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на	- Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений.

гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	- Аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.; - Пожары, взрывы, угроза взрывов. - Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидаций ее последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Шагдуров Б. О.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с., 16 рис., 27 табл., 29 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, АБСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА, АБСОРБЕНТ, АБСОРБЕР, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ДВУХСТАДИЙНАЯ ОСУШКА.

Объектом исследования является технология подготовки природного газа к транспорту на УКПГ-4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – рассмотрение возможности применения двухступенчатой осушки газа на газовом промысле №4 Ямбургского месторождения и определение ожидаемого эффекта от внедрения рассматриваемой технологии.

В процессе исследования проводилось технологическое моделирование действующей и модернизированной установки подготовки газа в программной среде Honeywell Unisim Design.

В результате исследования выяснено, что внедрение двухстадийной осушки природного газа позволяет сократить расход регенерированного абсорбента, затраты на его регенерацию, подачу насосами в абсорбер, а также потери ДЭГа вследствие капельного уноса.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: проведение осушки в двух абсорберах на разных режимах.

Степень внедрения: применяется на УКПГ-3 Уренгойского месторождения.

Область применения: подготовка газа сеноманских залежей на установках абсорбционной осушки в период падающей добычи.

Обозначения, определения, сокращения

АВО – Аппарат воздушного охлаждения;

ГВК – Газоводяной контакт

ГСК – газосборный коллектор;

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – Диэтиленгликоль;

ЗПА – здание переключающей арматуры;

КПД – Коэффициент полезного действия;

ММП – Многолетнемерзловые породы;

НКПРП – Нижний концентрационный предел распространения пламени

ПДК – Предельно допустимая концентрация;

СИЗ – Средства индивидуальной защиты

СОГ – Станция охлаждения газа;

ТТРв – Температура точки росы по воде;

ТЭГ – Триэтиленгликоль;

КИП и А – Контрольно-измерительная аппаратура и автоматика;

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;

НДЭГ – Насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – Регенерированный диэтиленгликоль;

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа.

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	12
1 Обзор литературы	16
2 Теоретическое описание процесса абсорбционной осушки природного газа. 20	
3 Объект исследования	25
3.1 Геолого-промысловая характеристика месторождения.....	25
3.1.1 Геологическое строение месторождения.....	27
3.1.2 Физико-химическая характеристика газа	29
3.2 Описание технологического процесса.....	31
3.2.1 Газосборная сеть	31
3.2.2 Дожимная компрессорная станция.....	35
3.2.3 Установка комплексной подготовки газа	36
3.2.3.1 Осушка и охлаждение газа	36
3.2.3.2 Регенерация ДЭГа	38
4 Определение проблемы и задач исследования	40
5 Повышение эффективности абсорбционной осушки.....	44
5.1 Методика исследования.....	44
5.2 Моделирующая среда Honeywell Unisim Design	45
5.3 Исследование действующей установки комплексной подготовки газа	49
5.3.1 Анализ влияния температуры контакта газ-ДЭГ на эффективность осушки	51
5.3.2 Анализ влияния давления в абсорбере на эффективность осушки	55
5.3.3 Анализ влияния концентрации и вида регенерированного абсорбента на эффективность осушки	60
5.4 Модернизация действующей технологии абсорбционной осушки природного газа. Введение двухстадийной абсорбции.....	65
5.4.1 Моделирование двухстадийной абсорбции газа.....	67
5.4.2 Анализ влияния режима работы абсорберов на технологические параметры работы предлагаемой установки	69
6 Результаты исследования и сравнительный анализ	74

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	79
7.1 Расчет капитальных вложений	79
7.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек	80
7.3 Расчет экономических показателей.....	81
7.4 Выводы по разделу.....	84
8 Социальная ответственность	86
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
8.2 Производственная безопасность.....	88
8.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	89
8.2.2 Анализ опасных факторов.....	97
8.3 Экологическая безопасность.....	100
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
8.5 Выводы по разделу.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
Список использованных источников	109
Приложение I.....	112

ВВЕДЕНИЕ

Газовая промышленность, ведущая отрасль топливно-энергетического комплекса страны, осуществляет важнейшие функции в экономике России и поддержании ее энергетической безопасности.

Россия занимает первое место в мире по количеству запасов природного газа. По состоянию на конец 2017 года объем разведанных запасов голубого топлива составляет 193,5 трлн м³, из которых, по статистической оценке ВР, на Россию приходится 35 трлн м³. По объему годовой добычи в 2017 году Российская Федерация уступила лишь США, достигнув отметки в 635,6 млрд стандартных м³. Прирост добычи по сравнению с 2016 годом составил 8,2%, что также подчеркивает значимость газовой промышленности для страны [1].

Ямало-Ненецкий автономный округ является регионом, в котором сосредоточены основные запасы газа России. На его территории расположено 32 месторождения, в которых залегают 26,5 трлн м³ газа и 1,6 млрд тонн газового конденсата. Некоторые уникальные месторождения находятся лишь на начальной стадии либо готовятся к разработке, такие как Бованенковское (4,9 трлн м³), Крузенштернское (2 трлн м³) и Харасавэйское (1,9 трлн м³). Однако большинство из них находятся на завершающей стадии и добыча газа на них неуклонно падает. К таковым относятся Уренгойское, Медвежье, Русское и Ямбургское.

Подготовка газа к транспорту осуществляется по технологии абсорбционной осушки. Период падающей добычи характеризуется следующими особенностями: падение отборов газа по причине истощения месторождения; осложнения эксплуатации низкодебитных скважин при существующей системе сбора газа; повышение влагосодержания газа, снижение массообменной эффективности абсорберов при понижении рабочего давления и повышенных температурах контакта в компрессорный период эксплуатации месторождений; загрязнение диэтиленгликоля из-за обводнённости скважин и

увеличения времени циркуляции гликоля; неэффективная работа аппаратов воздушного охлаждения, дожимных компрессорных станций и т.д.

Количество воды, содержащейся в потоке добываемого газа, напрямую зависит от пластового давления, а значит и от времени разработки. В связи с этим основной трудностью, присущей газовым и газоконденсатным месторождениям на завершающей стадии разработки, является повышенное влагосодержание. Увеличивающееся количество выносимой с газом пластовой воды создает большой список проблем для достижения регламентируемой точки росы подготовленного газа по воде, среди которых следующие:

- повышенный расход абсорбента в системе его циркуляции по установке комплексной подготовки;
- минерализованная вода и продукты термического разложения, образующиеся при повышенных температурах регенерации, снижают сорбционную способность абсорбента;
- увеличивается скорость движения потока газа, в связи с чем повышается унос абсорбента из системы подготовки;
- пластовая вода, являясь причиной коррозии оборудования, снижает его срок службы;
- возникает необходимость более частой замены абсорбента;
- повышаются энергетические затраты на функционирование оборудования.

Перечисленные факторы определяют актуальность проблемы повышения энерго- и - ресурсоэффективности процесса подготовки газа на для достижения запланированных объемов добычи и требуемых показателей качества. Кроме того, в условиях вечной мерзлоты и сурового заполярного климата вопросы обеспечения надежности, промышленной и экологической безопасности играют важнейшую роль.

С этой целью в настоящей диссертации рассмотрены энерго- и ресурсосберегающие технические решения, направленные на оптимизацию работы установок осушки газа. К рассматриваемым решениям относятся:

- изменение термобарических условий работы абсорберов;
- повышение концентрации регенерированного абсорбента;
- замена используемого абсорбента на более эффективный.

Также предлагается внедрение технологии двухступенчатой осушки газа, при которой насыщенный абсорбент из второй ступени осушки используется повторно в первой ступени. Данный вопрос слабо раскрыт в научно-технической литературе и требует более подробного рассмотрения с привлечением больших затрат, как временных, так и материальных.

Двухступенчатая осушка применяется не так широко, однако она нашла место при подготовке газа на Уренгойском месторождении в период падающей добычи, показав высокую надежность и стабильность работы установки комплексной подготовки, а также сравнительно менее затратное достижение необходимой точки росы газа по воде

Целью работы является рассмотрение возможности применения двухступенчатой осушки газа на газовом промысле №4 Ямбургского месторождения и определение ожидаемого эффекта от внедрения рассматриваемой технологии.

Объектом исследования является Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение и осуществляемая при его разработке технология добычи и подготовки природного газа.

Предметом исследования является технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для реализации технических решений на практике, необходимо решить следующие задачи:

- изучить геолого-промысловую характеристику месторождения;
- провести анализ эксплуатации системы сбора газа;
- смоделировать технологический процесс подготовки газа;
- провести анализ влияния различных факторов на параметры установки;

- изучить возможность внедрения технологии двухстадийной осушки и определить положительный эффект от данной модернизации;
- рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта;
- проверить основные факторы, влияющие на человека при проведении необходимых работ.

1 Обзор литературы

Основным фактором, определяющим эффективность эксплуатации установок комплексной подготовки газа, является стадия разработки месторождения. Завершающий период эксплуатации определяет снижающиеся отборы газа и падающее пластовое давление, а также повышающееся влагосодержание добываемого природного газа и его линейная скорость движения [2].

Основными показателями, характеризующими эффективность работы установок абсорбционной осушки, являются температура точки росы газа по воде, потери абсорбента в процессе работы установки, кратность циркуляции регенерированного абсорбента, а также энергетические затраты на работу технологического оборудования [3].

По определению, температура точки росы газа по воде – это температура, при которой из потока смеси природного газа с водяным паром начинается конденсация капельной воды вследствие наступления насыщения последнего [4].

Постепенное во времени увеличение влагосодержания скважинной продукции и скорости ее движения приводит к снижению эффективности работы массообменной секции абсорбера. Обеспечение должного уровня удаления воды из подготавливаемого газа обеспечивается изменением режима работы абсорбера либо десорбера [2]. Первое заключается в изменении таких параметров, как давление в абсорбере и температура контакта газ-абсорбент, а также количество подаваемого на осушку абсорбента. К режиму работы десорбера относятся такие параметры, как температура низа колонны десорбции и давление в десорбере.

В основной научно-технической литературе по процессу подготовки природного газа к магистральному транспорту методом абсорбции приводится подробное описание зависимости температуры точки росы от режима работы абсорбера [2,5,6]. В данной работе также будут приведены зависимости

различных параметров установки от давления в абсорбере и температуры контакта газ-ДЭГ.

В достаточной степени освещен вопрос о влиянии вида и концентрации регенерированного абсорбента, подающегося на осушку в колонну абсорбера. Согласно основной литературе в области подготовки природного газа [2,3,5,6], в качестве абсорбента при осушке добываемого газа используются, главным образом, гликоли – диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. Гликоли являются двухатомными спиртами, то есть соединениями, в молекулах которых имеются две гидроксильные (—OH) группы. Формулы ди- и триэтиленгликоля представлены на рисунке 1.1 [7].

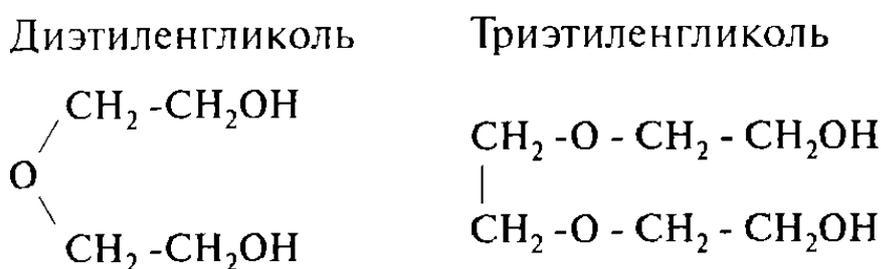


Рисунок 1.1 – Химические формулы гликолей, используемых в качестве абсорбентов при подготовке природного газа

В работах [2,5,6] представлены результаты исследований влияния вида и концентрации регенерированного абсорбента на степень осушки. Приведены подробные зависимости получаемой температуры точки росы природного газа по воде от массовой концентрации раствора регенерированного гликоля при различных температурах контакта. Показано, что повышение концентрации приводит к снижению получаемой точки росы по воде. Снижение температуры контакта газ-гликоль приводит к тому же эффекту. В данной работе будет приведено исследование влияния вида и концентрации регенерированного абсорбента на параметры работы действующей и предложенной установки подготовки газа.

Подготовка природного газа методом двухстадийной осушки не получила распространенного применения. Однако известно, что данная технология

внедрена на УКПГ-3 Уренгойского месторождения. В научно-технической литературе [6,8,9] вопрос проведения осушки на двух ступенях описан в достаточно узкой степени. В работах [6,9] представлены возможные технологические схемы установок двухстадийной осушки газа. Также в данных работах описаны возможные варианты циркуляции гликоля в системе. Представленные варианты различаются друг от друга технологическим оборудованием, в которое подается гликоль:

1. Регенерированный гликоль подается в каждый из абсорберов и перед аппаратом воздушного охлаждения (либо станция охлаждения газа). Насыщенный гликоль из двух абсорберов собирается в один поток и направляется в систему регенерации.

2. Регенерированный гликоль подается в абсорбер первой ступени, откуда собирается и делится на два потока, из которых один направляется на вторую ступень осушки, а другой подается перед аппаратом воздушного охлаждения (либо станция охлаждения газа). Насыщенный гликоль отводится из второго абсорбера в систему регенерации

3. Регенерированный гликоль подается в абсорбер второй ступени, откуда затем собирается на полуглухой тарелке колонны и подается перед аппаратом воздушного охлаждения (либо станция охлаждения газа). Из АВО (СОГ) отработанный раствор гликоля возвращается в абсорбер второй ступени, собирается в его сепарационной части и отводится в абсорбер первой ступени, откуда насыщенный гликоль направляется в систему регенерации.

4. Регенерированный гликоль подается на вторую ступень осушки, откуда собирается и делится на два потока: меньшая часть направляется перед аппаратом воздушного охлаждения (либо станция охлаждения газа), остальной гликоль направляется в абсорбер первой ступени, откуда затем отводится в систему регенерации.

Каждый из описанных вариантов циркуляции гликоля в системе установки двухстадийной осушки газа имеет значительные преимущества перед базовым вариантом абсорбционной осушки, заключающиеся в более легком

достижении регламентируемой температуры точки росы по воде при довольно жестких термобарических режимах работы установки, а также в возможности снижения энергетических затрат в установке регенерации.

Среди описанных вариантов, согласно работам [6,8,9], наиболее технологичным и надежным является представленный в пункте №4. Данная модернизация будет рассмотрена в качестве основного способа повышения эффективности процесса подготовки добываемого газа на УКПГ-4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

2 Теоретическое описание процесса абсорбционной осушки природного газа

Процесс удаления воды из добываемого природного газа носит название осушки. Существует несколько технологий осушки природного газ, в числе которых низкотемпературная сепарация, адсорбция и – самый широко применяемый, абсорбция.

Абсорбция заключается в удалении влаги из добываемого скважинного флюида путем его контакта с поглощающим веществом – абсорбентом. При этом, в отличие от адсорбции, поглощение происходит не только на поверхности сорбирующего вещества, а всем объемом абсорбента. В основе физического принципа абсорбции лежит разность парциальных давлений воды в насыщенном потоке влажного газа и в растворе абсорбента.

В ходе осушки абсорбент насыщается влагой, и его растворяющая способность по воде снижается. Для восстановления его гигроскопической способности необходимо повысить концентрацию раствора абсорбента до определенной величины. Процесс удаления влаги из насыщенного раствора абсорбента называется его регенерацией. Процесс регенерации происходит путем выпаривания из раствора одного из компонентов при нагревании и его последующей конденсацией. Регенерированный абсорбент используется повторно, таким образом происходит его циркуляция в системе осушки газа.

К добываемому природному газу предъявляются определенные ограничения касательно применимости абсорбционной осушки, связанные с его составом:

- объемная доля метана не должна превышать 97%;
- объемная доля жидких углеводородов C_{5+} и выше не должно превышать 0,2%;
- сернистые соединения должны отсутствовать либо содержаться в следовых количествах [2,5,6].

Эффективность абсорбционной осушки газа характеризуется степенью удаления паров воды из осушаемого потока, то есть влажностью осушенного газа. Для этого в разных странах используются разные параметры: в США и Канаде используется величина «ppm», что является эквивалентом мг воды в одном стандартном кубическом метре газа ($\text{мг}/\text{м}^3$). В данных странах регламентированное содержание водяного пара к подготовленному к магистральному транспорту газу не должно превышать $112 \text{ мг}/\text{м}^3$ и $64 \text{ мг}/\text{м}^3$ соответственно [3].

В Российской Федерации действующим регламентируемым документом, предъявляющим требования к влажностному содержанию транспортируемого газа, является стандарт организации «СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [10]. Согласно данному стандарту, параметром, характеризующим влажностное содержание газа, является точка росы по воде. Расчет значения точки росы по воде производится согласно ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги» по формуле (2.1) [11]:

$$T_{TP_{\text{в}}} = \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (2.1)$$

где t_1 – температура конденсации, $^{\circ}\text{C}$;

t_2 – температура испарения, $^{\circ}\text{C}$.

Для подготовленного природного газа данное значение при давлении магистрального транспорта $3,92 \text{ МПа}$ не должно превышать в теплый период года минус $14 \text{ }^{\circ}\text{C}$, в холодный период – минус $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$. При этих значениях точки росы количество воды в газе составляет $65 \text{ мг}/\text{м}^3$ и $30 \text{ мг}/\text{м}^3$ соответственно.

К используемым в установках осушки абсорбентам предъявляется ряд требований. Применяемые вещества должны обладать следующими основными свойствами:

- высокая гигроскопичность, т.е. сорбция воды из потока газа;
- слабая взаиморастворимость абсорбента и углеводородов газа;

- низкое значение давления насыщенных паров;
- простота регенерации с достижением необходимо высокой концентрации;
- устойчивость к термическому и химическому разложению;
- низкая коррозионная способность по отношению к технологическому оборудованию в условиях его эксплуатации;
- низкая способность пенообразования;
- химическая инертность по отношению к компонентам добываемого газа.

Всем указанным требованиям в достаточной степени удовлетворяют гликоли, обладая высокой гигроскопичностью, низкими значениями упругости паров, высокой способностью к регенерации при нагревании, химической инертностью по отношению к компонентам газа, малой вероятностью вспенивания.

На сегодняшний день наиболее часто в качестве абсорбента в установках осушки газа применяются диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. При этом в России наиболее часто используется диэтиленгликоль, в то время как в зарубежной практике большее применение имеет триэтиленгликоль. Выбор диэтиленгликоля в качестве абсорбента на газовых промыслах Российской Федерации обусловлен в основном его ценой и наличием промышленной базы на химических предприятиях для его поставки.

В таблице 2.1 [12] приведены общие физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Таблица 2.1 – Общие физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля

Наименование показателя	Значение показателя для соответствующего гликоля	
	диэтиленгликоль (ДЭГ)	триэтиленгликоль (ТЭГ)
Молекулярная масса, кг/кмоль	106.12	150.18
Относительная плотность, единицы	1.1180	1.1274
Давление насыщенных паров при 20 °С, МПа	0.01	0.01
Температура, °С		
замерзания	-8.0	-7.2
кипения	244.8	278.3
разложения	164	206
вспышки (в открытом тигле)	143.3	165.5
Скрытая теплота парообразования, ккал/кг	150	99.4
Вязкость (абсолютная) при 20 °С, МПа*с	35.7	47.8
Коэффициент преломления, единицы	1.4472	1.4531
Поверхностное натяжение при 20 °С, мН/м	48.3	45.2
Удельная теплоемкость, кДж/(кг*К)	2.09	2.20
Электропроводимость при 25 °С, Ом ⁻¹ *см ⁻¹	3.1*10 ⁻⁸	8.4*10 ⁻⁸
Дипольный момент при 30 °С	2.69	3.00
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5.10	3.72

Осушка природного газа происходит на установках подготовки газа, основными элементами которых являются блок абсорбционной осушки и установка регенерации.

Современная конструкция абсорбера включает в себя три секции:

- сепарационная, в которой происходит первичная осушка путем удаления капельной воды;
- массообменная, в которой оставшаяся часть растворенной воды переходит в абсорбент при контакте на массообменных тарелках;
- фильтрационная, в которой происходит улавливание уносимого с потоком газа абсорбента.

Установка регенерации как правило включает в себя разделители, теплообменники и печи. В разделителях происходит выветривание растворенного в насыщенном абсорбенте природного газа и частичное отделение воды, метанола и конденсата. Теплообменники предназначены для обмена

теплотой потоками холодного насыщенного и горячего регенерированного; при этом снижается количество тепловой энергии, которое необходимо передать насыщенному абсорбенту для его регенерации, а также отпадает нужда в установке холодильных машин для охлаждения горячего потока регенерированного абсорбента. В печах происходит достижение необходимой концентрации абсорбента путем его нагрева до определенной температуры.

Эффективность использования абсорберов при осушке природного газа характеризуется двумя основными показателями:

- точкой росы по воде подготовленного газа;
- количеством безвозвратных потерь абсорбирующего вещества.

При эксплуатации абсорберов происходят неминуемые потери абсорбента по различным технологическим причинам, основные статьи которых составляют:

- унос абсорбента в капельном виде с потоком подготовленного газа (до 80 %);
- потери в испаренном виде с осушенным газом (до 20 %);
- потери с рефлюксом в процессе регенерации (до 10 %) [2,5,6].

Также источниками потери гликоля являются потери с газом дегазации из выветривателя, вследствие термического разложения при регенерации при высоких температурах, утечки в коммуникациях и потери при ремонтных работах, потери при транспортировке и перекачке. Указанные источники потерь в основном невелики и в сумме могут составить лишь до нескольких процентов от общих потерь гликоля.

Степень удаления из сырого газа воды в абсорберах определяется следующими основными факторами:

- количеством воды в сыром газе;
- технологическим режимом работы абсорбера;
- типом используемого абсорбента;
- применяемой технологии регенерации абсорбента [2,5,6,8].

3 Объект исследования

3.1 Геолого-промысловая характеристика месторождения

Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Обзорная карта района месторождения представлена на рисунке 3.1. Основными наиболее крупными населенными пунктами являются города Новый Уренгой и Надым, которые находятся южнее и юго-западнее месторождения на 225 км и 285 км соответственно. Более мелкие населенные пункты расположены по берегам Обской и Тазовской губ. Доставка газодобытчиков на месторождение осуществляется вахтовым способом из центральных областей России через поселок Ямбург.



Условные обозначения:

- | | |
|------------------------------|--|
| - нефтепроводы | - железные дороги |
| - газопроводы | - месторождения |
| - газоперекачивающие станции | - границы Ямало-Ненецкого автономного округа |

Рисунок 3.1 – Обзорная карта района месторождения

Доставка грузов на месторождение происходит по железной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской губе. На месторождении проложена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ).

Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург – Центр, а конденсата по конденсатопроводу Ямбург – Уренгой.

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы – январь и февраль со средней температурой от минус 24 до минус 26 °С. Абсолютный минимум достигает минус 58°С. Средняя температура летних месяцев колеблется от 6 °С до 9 °С, а максимальная достигает 31 °С. Среднегодовая температура составляет минус 6,9 °С.

Территория месторождения представляет полого-увалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Наименьшие из них отмечаются в долинах крупных рек.

Месторождение расположено в тундровой зоне, для которой характерно повсеместное и почти сплошное распространение многолетнемерзлотных пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. подошва ММП залегает на глубине от 318 до 465 м, но на большей части территории – от 400 до 425 м. Геокриологический разрез месторождения подразделяется на три этажа: верхний с монолитно-мерзлыми льдистыми песчано-глинистыми породами (60-145 м), средний с преимущественно морозными глинистыми породами (200-250 м) и нижний со слоисто-льдистыми, охлажденными и морозными песчаными породами (100-200 м).

Температура ММП колеблется от минус 3 °С до минус 7 °С на подошве слоя годовых теплооборотов (5-8 м) и от минус 4 °С до минус 2 °С на подошве верхнего этажа. По интервалу среднего и нижнего этажа температура изменяется

от минус 4 °С до минус 1 °С и выше. Средний градиент для подмерзлотного разреза составляет 3,2-3,4 °С/100 м.

Гидрографическая сеть района представлена реками Пойловояха и Хадуттэ с их многочисленными притоками, впадающими в Тазовскую губу. Для территории месторождения характерна большая заозеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек (старичные озера). Максимальная глубина озер составляет 0,5-5,6 м.

По проекту обустройства месторождения предусмотрено централизованное водоснабжение газопромысловых объектов с водозабора на Обской губе.

Территория месторождения покрыта породами четвертичных отложений, являющихся источником строительного сырья, представленного песками различной зернистости, суспенчатыми и суглинистыми осадками, редко грубообломочными породами.

3.1.1 Геологическое строение месторождения

Разделы 3.1.1-3.2.3.2 скрыты в связи с наличием конфиденциальной информации.

4 Определение проблемы и задач исследования

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с 1980 года и находится на завершающей стадии. На сегодняшний день добыто более 5 млрд м³ природного газа. Завершающая стадия разработки характеризуется такими факторами, как снижение пластового давления и температуры, а также увеличение влагосодержания газа. Для сравнения, на момент начала эксплуатации Газового промысла №4 пластовое давление составляло более 11 МПа. В настоящий момент оно снизилось до менее 2 МПа [14].

Снижение пластового давления напрямую влияет на количество выносимой с газом пластовой воды: снижение первого приводит к увеличению второго. На рисунке 4.1 приведена зависимость влагосодержания от пластовых условий [15]. Содержащаяся в потоке влага при понижении температуры конденсируется и может образовывать жидкостные пробки как в призабойной зоне пласта, так и в системе трубопроводов и технологическом оборудовании.

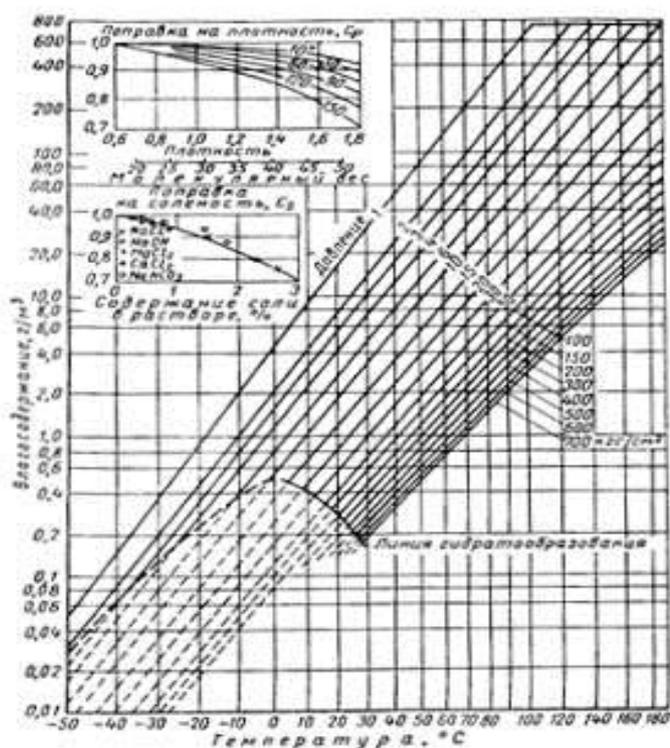


Рисунок 4.1 – Влагосодержание природного газа в зависимости от давления и температуры

Также одной из главных проблем, сопровождающих процесс разработки газовых и газоконденсатных месторождений на всех этапах его жизни, является образование газогидратов на стенках трубопроводов. Газовые гидраты представляют собой твердые соединения, состоящие из молекул природного газа и воды. Откладываясь на стенках трубопроводов, они снижают проходное сечение и могут привести к его полному перекрытию. Гидраты образуются при высоких давлениях и низких температурах, а также от количества воды в добываемой продукции. Поэтому на начальных стадиях разработки образование гидратов обусловлено высокими давлениями газа. При снижении давления температура гидратообразования понижается, но в тоже время увеличивается тенденция к выносу пластовой воды из скважин, что способствует образованию гидратов и льда.

Для предотвращения гидратообразования производится подача ингибитора гидратообразования – метанола. Метанол может подаваться как в затрубное пространство скважины, так и в колонну лифтовых труб. Зависимость необходимой концентрации метанола в конденсирующейся жидкости в газопроводах от параметров газа для предотвращения льдо- и гидратообразования приведена на рисунке 4.2 [8].

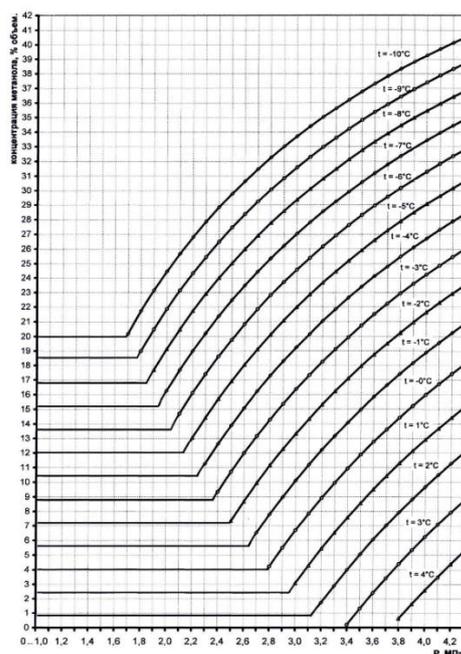


Рисунок 4.2 – Зависимость необходимой концентрации метанола от параметров газа для предотвращения льдо- и гидратообразования

С падением пластового давления возникает необходимость компримирования газа для обеспечения эффективной работы технологических установок и подачи газа в магистральный трубопровод. С этой целью вводятся дожимные компрессорные станции (ДКС) которые сжимают газ до давлений 4-7 МПа. Это приводит к нагреву газа и необходимости его охлаждения. При недостаточном охлаждении газа (30 °С и выше) снижается эффективность абсорберов, которая напрямую зависит от температуры контакта газ-абсорбент.

При увеличении количества содержащейся в скважинной продукции влаги повышается трудоемкость её извлечения путем абсорбции. Для достижения регламентированных показателей качества приходится увеличивать кратность циркуляции абсорбента и его концентрацию. Соли, содержащиеся в пластовой воде, загрязняют абсорбент и приводят к снижению его гигроскопических характеристик.

Падение пластового давления при неизменном объеме добычи приводит к увеличению линейной скорости движения добываемого потока. При этом снижается эффективность фильтрующих секций абсорберов и увеличивается унос абсорбента с осушенным газом. Возникает потребность в частом восполнении его запасов, что увеличивает финансовые затраты.

Перечисленные выше факторы, характеризующие завершающую стадию разработки Ямбургского месторождения, определяют проблему повышения эффективности подготовки газа методом абсорбционной осушки. Необходимо изучить режим работы установки комплексной подготовки газа для определения оптимальных параметров ее работы и повышения ресурсо- и энергоэффективности процесса.

Технология двухступенчатой абсорбции природного газа является малоизученным, но довольно перспективным вариантом модернизации традиционной абсорбционной осушки. В России данная технология нашла применение только на УКПГ-3 Уренгойского месторождения. Опыт её эксплуатации показывает соответствие проектных показателей реальным и высокую надежность. Применение двух стадий осушки газа, при которой одна

из них находится до ДКС, обеспечивает меньшие затраты на регенерацию и циркуляцию абсорбента, повышает надежность работы АВО и позволяет подобрать оптимальный режим работы абсорберов второй ступени, в частности меньшую температуру контакта газ-абсорбент.

В связи с этим представляется актуальным рассмотрение возможности применения данной технологии на УКПГ-4 Ямбургского месторождения.

Для решения поставленной цели работы необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ эксплуатации системы сбора газа;
- произвести моделирование действующей технологии подготовки газа абсорбционной осушкой в программном обеспечении;
- изучить влияние технологических параметров работы абсорберов на эффективность осушки;
- изучить влияние выбранного абсорбента на эффективность осушки;
- произвести моделирование и анализ эффективности внедрения двуступенчатой осушки;
 - рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта.

5 Повышение эффективности абсорбционной осушки

5.1 Методика исследования

При завершающей стадии разработки газового месторождения вопрос повышения ресурсо- и энергоэффективности производственного процесса осушки стоит особо остро. Снижение пластового давления и повышение температуры газа приводит к ухудшению показателей качества и эффективности работы установок абсорбционной осушки. Также характерное для завершающей стадии высокое влагосодержание добываемого газа определяет трудоемкость извлечения воды.

С целью повышения эффективности абсорбционной осушки в этой главе будет изучено влияние на показатели качества таких параметров, как:

- температура контакта газ-гликоль;
- давление в абсорбере;
- концентрация регенерированного абсорбента;
- вид абсорбента.

К показателям качества процесса абсорбционной осушки, характеризующим установку комплексной подготовки газа с точки зрения эффективности, относятся:

- точка росы по воде осушенного газа;
- кратность циркуляции абсорбента;
- количество уносимого потоком осушенного газа абсорбента;
- потребляемая насосом мощность для подачи абсорбента в абсорбер;
- энергетическая нагрузка колонны регенерации.

Основным технологическим решением, рассматриваемым в данной работе, является внедрение на действующей УКПГ-4 Ямбургского месторождения технологии двухстадийной осушки. В качестве источника данных о режиме работы установки и допустимых пределах ее параметров будет использоваться производственный опыт и технологический регламент

установки. Также учитывается опыт эксплуатации объектов, о которых имеется информация об изменении технологического режима в течение всего периода разработки, в частности изменение давления и температуры в абсорбере до и после пуска дожимных компрессорных станций. Принимается во внимание также изменение концентрации регенерированного раствора абсорбента и режим работы установки регенерации, к которому относятся такие параметры, как температура нагрева раствора абсорбента и давление в печах регенерации.

В ходе исследования в программной среде “Honeywell Unisim Design” будут смоделированы схемы действующей и предлагаемой установки подготовки газа и проанализировано влияние перечисленных выше факторов на показатели качества. С целью определения эффективности модернизации будет проведено сравнение показателей качества, достигаемых при работе действующей и предлагаемой технологии, путем составления сравнительных таблиц.

На основании проведенного моделирования в разделе 5 будет представлено подробное заключение об эффективности внедрения предлагаемой технологии и представлено влияние перечисленных факторов на качество осушки. Будет сделан вывод о целесообразности внедрения двухстадийной осушки.

5.2 Моделирующая среда Honeywell Unisim Design

Honeywell UniSim Design – это интуитивно понятное программное обеспечение для моделирования процессов, которое помогает инженерам создавать статические и динамические модели для проектирования установок, мониторинга производительности, устранения неполадок, бизнес-планирования и управления активами [16].

UniSim Design точно рассчитывает физические, транспортные, сепарационные и кинетические свойства реакции. Лидирующие на рынке, это проверенные временем реалистичные результаты как в стационарных, так и в

динамических условиях. UniSim Design включает в себя более пятидесяти операций, которые представляют оборудование (сепараторы, теплообменники, ректификационные колонны, реакторы), средства управления процессом (контрольно-измерительные приборы, ПИД и многопараметрические контроллеры, переключатели процесса) и логические функции (математические функции, логические операции).

Кроме того, пользователи могут создавать и использовать свои собственные расширения в среде моделирования UniSim, используя и защищая свой IP. UniSim Design также легко связывается со специализированным сторонним программным обеспечением для проектирования работы блока: HTRI Exchanger Suite для проектирования и оценки теплообменников; Schlumberger OLGAS-2P / 3P, PIPESYS, PIPESIM и OLGA для детального проектирования и моделирования трубопроводов; Petex IPM Suite (GAP / RESOLVE) для управления скважиной; MySEP для проектирования сепараторов и Pro-Mforcompressordesign.

Программная среда UniSim Design состоит из двух сред для создания свойств: базисной и технологической. В базисной среде определяется список компонентов, содержащихся в моделируемой среде. Программа предоставляет набор физических параметров каждого из компонентов. Выбирается набор термодинамических свойств, согласно которым будут протекать процессы в технологическом оборудовании и между компонентами среды (так называемый «Fluid package»).

UniSim Design предлагает обширный список из более чем тридцати термодинамических моделей, подходящих для любой природы проектируемой системы. Наиболее широко применяемой и продвинутой моделью является модель Peng-Robinson, позволяющая наиболее точно рассчитывать параметры углеводородных систем. Данный пакет свойств основывается на уравнении состояния, предложенным в 1974 году Динг-Ю Пенгом и Дональдом Робинсоном в Университете Альберты. Выведенное ими уравнение состояния имеет вид:

$$p = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a \alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}, \quad (5.1)$$

где R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль*К);

V_m – молярный объем системы, м³/моль;

P_c и T_c – критические параметры;

$$a \approx 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{p_c}, \quad (5.2)$$

$$b \approx 0,0778 \frac{RT_c}{p_c}, \quad (5.3)$$

$$\alpha = \left(1 + \kappa \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right)^2, \quad (5.4)$$

$$\kappa \approx 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2, \quad (5.5)$$

ω – ацентрический фактор, характеризующий асимметричность молекул и, следовательно, отклонение свойств реального газа от идеального.

Данный пакет предусматривает самый большой диапазон применимости с точки зрения значений температуры и давления аппаратов и потоков в системе. К его преимуществам также относится наличие специальных функций для некоторых компонентов и самой большой из имеющихся базой двоичных параметров взаимодействия.

В базисной среде также существует возможность внедрения гипотетических компонентов, для которых неизвестен химический состав. Для этого используются имеющиеся у пользователя данные, такие как молекулярная масса, вязкость, критические параметры и другие. Остальные неизвестные параметры компонента программа рассчитывает самостоятельно исходя из полученных. В дальнейшей созданный гипотетический компонент используется в моделировании как полноценная часть системы.

Также в базисной среде возможно задание состава нефти по данным лабораторных исследований. В этом случае нефть или конденсат представляется как набор псевдокомпонентов, для которых известны физические и

термодинамические свойства. В результате программа на основании полученных данных создает нефтяную смесь, которая содержит все необходимые параметры для использования нефти в пакете свойств.

После того, как в базисной среде указываются все параметры модели, в технологической среде начинается непосредственно моделирование. Заданные в базисной среде компоненты используются в создании потоков. Выбранные пакеты свойств используются при моделировании протекающих в оборудовании процессов. В отдельных окнах можно посмотреть свойства любого потока и его состав. Также можно контролировать режимы работы оборудования и колонн, отображая широкий комплекс параметров в графическом и табличном формате.

UniSim Design работает в режиме событийной направленности. Это означает, что программа непрерывно оценивает число степеней свободы процесса, в следствие чего автоматически определяется очередность проведения вычислений. Это выражается в пересчете построенной схемы без получения инструкций от проектировщика сразу после получения необходимой и достаточной информации. При этом пересчитывается вся схема и протекающие в ней процессы.

Моделирующая среда UniSim Design содержит в себе дополнительные утилиты, которые применяются для потоков, операций и оборудования. Утилиты помогают точно рассчитать искомые параметры и получить дополнительную информацию. Это помогает точнее определиться с протекающими в схеме процессами.

Обширные базы данных термодинамических свойств могут быть расширены, например, для добавления компонентов или пользовательских термодинамических свойств, или настроены для учета бинарных параметров взаимодействия. UniSim Design также легко связывается со специализированными сторонними базами данных по термодинамическому и сырому анализу, такими как OLI Electrolytes, Schlumberger AMSIM и BlackOil.

UniSim Design упрощает процесс моделирования и контроля, предлагая:

- Интегрированную устойчивую и динамическую среду для простого повторного использования, обновления и переноса моделей процессов в течение жизненного цикла проекта или актива предприятия.
- Удобный интерфейс, который помогает инженерам легко получать и визуализировать информацию о процессе и определять тенденции.
- Встроенные отраслевые стандарты, которые сводят к минимуму необходимость поиска литературы при определении размеров и оценке оборудования.
- Интеграция со специальными технологиями сторонних производителей, которые позволяют получить лучшее техническое решение для моделирования процессов.
- Возможности взаимодействия с историями процессов, DCS и системами безопасности, а также с другими передовыми приложениями, которые максимизируют выгоду для новых и старых месторождений, а также для проектов реконструкции.

5.3 Исследование действующей установки комплексной подготовки газа

Технологическая модель действующей установки комплексной подготовки газа УКПГ-4 Ямбургского месторождения, построенная в моделирующей среде Honeywell UniSim Design, представлена на рисунке 5.1. Параметры модели, такие как состав и расход добываемого газа, его давление и температура, а также технологические режимы абсорбера и колонны регенерации, являются актуальными значениями на данный момент для данной установки. Состав газа, его давление и температура на входе в ЗПА представлены в таблице 5.1 [14].

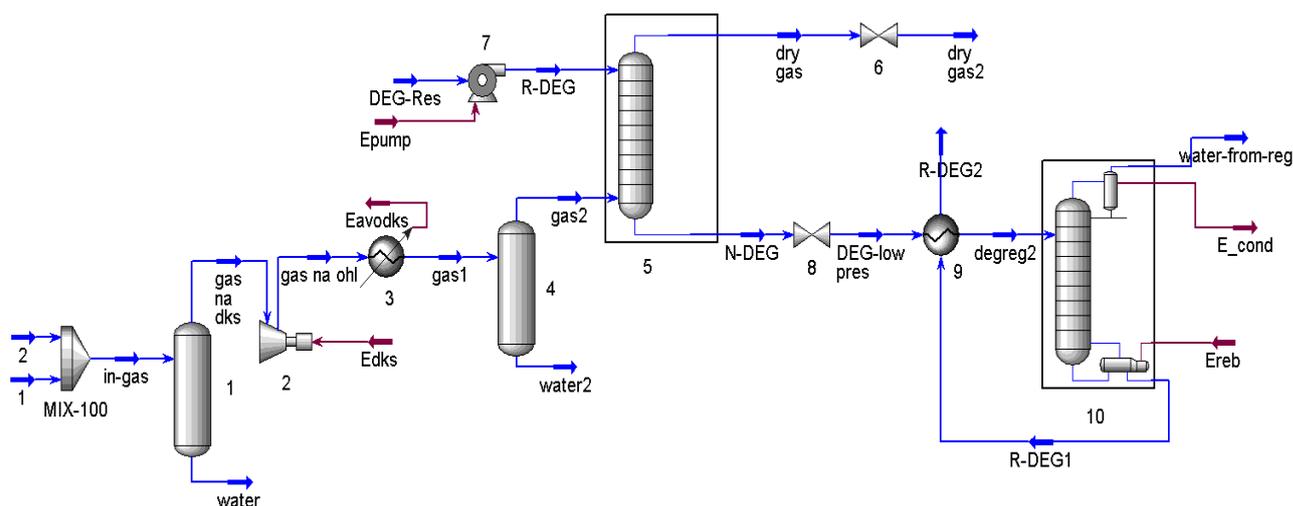


Рисунок 5.1 – Технологическая модель действующей установки подготовки газа

Таблица 5.1 – Состав и параметры исходного газа

Состав газа, % масс	
CH ₄	96,3586
C ₂ H ₆	0,1286
C ₃ H ₈	0,1885
CO ₂	0,6720
N ₂	2,0532
He	0,0037
Ar	0,0488
H ₂	0,0049
H ₂ O	0,5416
Параметры газа	
Расход, тыс. м ³ /сут	321,6
Давление, кПа	700
Температура, °С	10

В построенной технологической модели протекают следующие процессы.

Газ с кустов скважин по газосборной сети поступает на газовый промысел под давлением 0,7 МПа и температурой 12 °С. Перед тем как направиться на компримирование на ДКС, газ очищается от жидкой фазы (пластовой воды и метанола) и механических примесей в пробкоуловителях. Затем газ поступает на ДКС, где проходит три ступени сжатия. На выходе с ДКС газ, охлажденный с

помощью АВО, имеет давление 5 МПа и температуру 15 °С. С данными параметрами он поступает в цех осушки газа, где проходит первичные сепараторы и абсорберы. В первичных сепараторах из потока отделяется жидкая фаза в виде капельной влаги, которая образуется в результате охлаждения на АВО ДКС. Из первичных сепараторов газ поступает в нижнюю часть абсорбера.

Абсорбер представляет собой массообменный аппарат, включающий в себя 17 тарельчатых насадки. Массообменный процесс перехода воды из потока сырого газа в раствор ДЭГа происходит при контакте газа с ДЭГом на массообменных тарелках. Регенерированный ДЭГ с концентрацией 98 % масс поступает на верхнюю тарелку абсорбера под давлением 5 МПа и температурой 20 °С и стекает по остальным тарелкам в куб колонны. Из куба колонны насыщенный раствор ДЭГа направляется на регенерацию. Осушенный газ выходит с верха абсорбера. Гидравлические потери газа при прохождении через абсорбер составляют 0,03 МПа. Таким образом, на выходе из колонны газ с температурой точки росы минус 20 °С имеет давление 4,97 МПа и температуру 15,2 °С. Осушенный газ после охлаждения до 0 °С направляется в магистральный трубопровод.

Смоделированная схема является типовой для осушки газа сеноманских залежей. Данная технология является относительно несложной и надежной. Однако в период падающей добычи возникают некоторые трудности, связанные прежде всего с падением пластового давления и увеличением влагосодержания добываемого газа. При этом увеличиваются технологические и экономические затраты всего процесса добычи и подготовки газа. С целью решения возникающих проблем ниже проведен анализ влияния различных факторов на степень осушки.

5.3.1 Анализ влияния температуры контакта газ-ДЭГ на эффективность осушки

Температура контакта газа с ДЭГом является одним из основных параметров, влияющих на степень осушки добываемого газа. Влияние температуры на степень осушки природного газа заключается в изменении парциального давления паров воды. Повышение температуры приводит к увеличению давления паров воды над раствором гликоля, снижая эффективность его перехода из потока газа в абсорбент и увеличивая точку росы осушенного газа. Снижение температуры приводит к обратному эффекту.

На начальных этапах разработки залежи температура контакта определяется пластовой температурой газа, а также температурой окружающей среды газосборных коллекторов и их теплоизоляцией. При падении пластового давления ниже минимального рабочего давления в абсорбере вводится дожимная компрессорная станция, в которой при сжатии газа происходит его нагрев. Таким образом, в компрессорный период разработки залежи основным фактором, определяющим температуру контакта газ-ДЭГ, является эффективность охлаждения газа на АВО после ДКС.

Второй составляющей, влияющей на температуру контакта газ-ДЭГ, является температура подаваемого в абсорбер регенерированного ДЭГа, зависящая от его температуры в емкости хранения, а также его нагрева в насосах. Температура регенерированного ДЭГа напрямую определяет его гигроскопичные свойства, влияя на его вязкость. Исходя из анализа научной и технической литературы, температура контакта газ-ДЭГ в абсорберах поддерживается на уровне от 5 до 30 °С [6,8].

Нижний предел температуры контакта газ-ДЭГ ограничивается температурой регенерированного ДЭГа. Это значение, согласно работам [6,8], составляет от 5 °С до 10 °С. При данных температурах обеспечивается наилучшая гигроскопичность ДЭГа и, следовательно, обеспечивается наибольшая депрессия по точке росы. При понижении температуры сверх указанной происходит значительное снижение активности массообменных процессов между потоком газа и раствором ДЭГа, поскольку затрудняется достижение равновесного состояния.

Верхний предел температуры контакта газ-ДЭГ обуславливается количеством потерь ДЭГа в результате испарения в поток осушаемого газа. Данная температура ограничивается значением около 35 °С [7,8].

Следует учитывать и разность температур потока газа и регенерированного абсорбента. Для обеспечения нормальной работы абсорбера необходимо поддерживать температуру регенерированного абсорбента выше температуры осушаемого газа. При этом разность температур должна составлять не более чем от 6 °С до 8 °С, поскольку при большей разности увеличивается унос ДЭГа [8]. При превышении температуры газа над температурой ДЭГа происходит охлаждение первого, в результате чего возможна конденсация углеводородов газа, приводящая к образованию на тарелках абсорбера пен, затрудняющих циркуляцию регенерированного абсорбента и увеличивающих гидравлическое сопротивление абсорбера.

На основании вышесказанного следует, что температура контакта газ-ДЭГ на газовых промыслах должна поддерживаться в пределах от 5 до 30 °С. Её необходимое значение определяется в зависимости от влагосодержания добываемого газа, концентрации регенерированного ДЭГа и кратностью его циркуляции, давлением в абсорбере и эффективностью работы АВО ДКС. Данный диапазон температур контакта будет использован при оценке влияния исследуемого параметра на эффективность осушки.

Исследования влияния температуры контакта газ-ДЭГ на степень осушки природного газа на УКПГ-4 Ямбургского месторождения проводится в моделирующей среде Unisim Design. Исходные параметры при проведении исследования следующие:

- расход подаваемого в абсорбер природного газа – 320,1 тыс. м³/ч;
- давление в абсорбере – 5 МПа;
- концентрация регенерированного ДЭГа – 98%;
- концентрация насыщенного ДЭГа – 95%;
- точка росы по воде осушенного газа – не выше минус 20 °С.

В таблице 5.2 представлено влияние температуры контакта газ-ДЭГ на технологические параметры работы действующей установки комплексной подготовки газа.

Таблица 5.2 – Зависимость технологических параметров действующей установки осушки газа от температуры контакта газ-ДЭГ

Наименование показателя	Значение показателя при заданной температуре контакта газ-ДЭГ, °С					
	5	10	15	20	25	30
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	1675	2316	3189	Температура точки росы минус 20 °С не достигается		
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	1727	2389	3289			
Количество уносимого с газом ДЭГа в растворенном виде, кг/ч	0,117	0,197	0,324			
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт	2,717	3,756	5,172			
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	454,7	629,8	866,7			

Данные, полученные при исследовании моделирующей схемы, подтверждают слова, представленные выше. Как видно из таблицы, повышение температуры контакта газ-ДЭГ приводит к значительному увеличению расхода регенерированного ДЭГа, необходимого для выполнения условий осушки. Так при увеличении температуры от 5 °С до 15 °С кратность циркуляции раствора ДЭГа увеличивается почти в два раза (от 1675 кг/ч до 3189 кг/ч). При этом пропорционально увеличиваются энергетические затраты на перекачку регенерированного ДЭГа из емкости хранения в колонну абсорбера (мощность,

развиваемая насосом) и на регенерацию насыщенного раствора ДЭГа (энергия, потребляемая колонной регенерации).

Снижение температуры контакта газ-ДЭГ также приводит к значительному снижению количества уносимого с осушенным газом ДЭГа в испаренном виде: при снижении температуры контакта с 15 °С до 5 °С равновесные потери ДЭГа снижаются почти в три раза.

Результаты моделирования также показывают, что при действующем давлении и концентрации регенерированного абсорбента повышение температуры контакта газ-ДЭГ свыше 15 °С приводит к невозможности достижения регламентируемой точки росы по воде осушенного газа ни при каком объеме подачи регенерированного ДЭГа. В связи с этим встает вопрос об обеспечении требуемой степени осушки газа в летний период при относительно высоких температурах воздуха, используемого на АВО. Данная проблема может быть решена модернизацией аппаратов воздушного охлаждения, использованием холодильной установки, повышением давления в абсорбере либо концентрации регенерированного ДЭГа.

5.3.2 Анализ влияния давления в абсорбере на эффективность осушки

Давление в абсорбере является одним из основных факторов, влияющих на эффективность абсорбционной осушки природного газа. Снижение данного параметра приводит к снижению парциального давления водяных паров, вследствие чего затрудняется процесс их перехода из потока газа в жидкость. Это приводит к тому, что осушенный газ не соответствует требованиям стандарта относительно температуры точки росы газа по воде.

Давление в абсорбере на начальных этапах разработки месторождения определяется пластовым давлением залежи. К примеру, начальное пластовое давление сеноманской залежи Ямбургского месторождения составляло около 11 МПа. Поскольку рабочее давление абсорберов составляет от 7,6 МПа до 4,5 МПа,

на начальных этапах разработки скважинная продукция, поступающая на УКПГ, редуцируется до рабочего давления, как правило составляющего 5 МПа [8].

При снижении пластового давления происходит соответствующее снижение давления в абсорберах до значений, не обеспечивающих требуемой степени осушки сырого газа от воды. Для поддержания оптимального режима их работы вводится дожимная компрессорная станция, расположенная перед цехом осушки и повышающая давление потока газа до необходимого. При этом происходит нагрев газа и возникает необходимость его охлаждения.

Значение пластового давления напрямую влияет на влагосодержание добываемого пластового газа. При его снижении происходит увеличение количества влаги в газе в связи с испарением воды и повышением ее растворимости в природном газе [5]. Поэтому в период падающей добычи осушка газа является процессом более трудоемким, чем на начальных этапах разработки.

Снижение пластового давления при постоянном значении добычи природного газа приводит к увеличению линейной скорости потока, что приводит к снижению эффективности работы сепарационной и фильтрационной секции абсорбера. Негативное влияние данного фактора заключается в капельном уносе содержащейся в сыром потоке жидкости и ДЭГа с потоком газа. Первый, состоящий в основном из пластовой воды, содержит в себе механические примеси и минеральные соли, которые при попадании в раствор гликоля снижают его абсорбционные качества. Они также способствуют разложению ДЭГа при нагреве в процессе регенерации, что приводит к его потерям и частой необходимости подпитки системы.

Высокая скорость осушаемого потока также приводит к повышенному уносу раствора абсорбента с массообменных тарелок. При этом увеличивается количество ДЭГа, который не улавливается фильтрационной секцией и уносится в систему магистрального трубопровода. В результате также увеличиваются потери гликоля, что приводит к увеличению экономических затрат на его восполнение.

Исследования влияния давления в абсорбере на эффективность осушки природного газа на УКПГ-4 Ямбургского месторождения проводится в моделирующей среде Unisim Design. Исходные параметры при проведении исследования следующие:

- расход подаваемого в абсорбер природного газа – 320,1 тыс. м³/ч;
- температура контакта газ-ДЭГ – 15 °С;
- концентрация регенерированного ДЭГа – 98%;
- концентрация насыщенного ДЭГа – 95%;
- точка росы по воде осушенного газа – не выше минус 20 °С.

В таблице 5.3 представлено влияние давления в абсорбере на технологические параметры работы действующей установки комплексной подготовки газа.

Таблица 5.3 – Зависимость технологических параметров действующей установки осушки газа от давления в абсорбере

Наименование показателя	Значение показателя при заданном давлении в абсорбере, МПа						
	7,5	7	6,5	6	5,5	5	4,5
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	2441	2541	2669	2809	2989	3189	3449
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	2517	2621	2753	2897	3084	3289	3558
Количество уносимого с газом ДЭГа в растворенном виде, кг/ч	0,463	0,426	0,394	0,367	0,343	0,324	0,310
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт	5,974	5,799	5,651	5,484	5,343	5,172	5,024
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	658,7	686,8	722,1	761,1	810,7	867,0	938,4
Мощность, потребляемая ДКС, тыс. кВт	36,49	35,15	33,74	32,24	30,63	28,91	27,06

Полученные в результате моделирования данные показывают, что увеличение давления в абсорбере приводит к снижению количества регенерированного абсорбента, необходимого для обеспечения требуемого качества осушки: при повышении давления с 5 МПа до 7,5 МПа расход регенерированного абсорбента снижается почти на 24%. При этом снижаются затраты, связанные с подачей регенерированного ДЭГа в абсорбер.

Одновременно с увеличением расхода подаваемого в абсорбер регенерированного ДЭГа увеличиваются энергетические затраты на его регенерацию, связанную со сжиганием газа для нагрева насыщенного раствора абсорбента. Так, согласно [10], низшая теплота сгорания 1 м³ природного газа составляет 31,8 МДж. При повышении давления в абсорбере с 5 МПа до 7,5 МПа и соответствующем снижении расхода насыщенного ДЭГа в колонне регенерации происходит снижение затрачиваемой колонной энергии с 867 МДж/ч до 658,7 МДж/ч, т. е. на 208,3 МДж/ч. Данная энергия выделяется при сжигании 6,55 м³/ч.

Данные, представленные в таблице 4.3, показывают, что с увеличением давления происходит увеличение количества ДЭГа в потоке осушенного газа. Моделирующая среда Unisim Design не позволяет оценить потери гликоля из абсорбера в результате капельного уноса через фильтрационную секцию, следовательно, полученные в результате моделирования значения потерь ДЭГа обусловлены его испарением. Растворимость ДЭГа в сжатом природном газе можно выразить согласно [8] в виде эмпирической формулы (5.1):

$$y = \frac{p_s}{p} \exp \left[\frac{-2p}{RT} \left(\beta - \frac{V}{2} \right) \right], \quad (5.1)$$

где y – молярная доля ДЭГа в потоке газа; p_s – давление насыщенного пара ДЭГа, МПа; p – давление газа, МПа; β – эмпирический параметр, зависящий от температуры, см³/моль:

$$\ln(-\beta) = 7,80568 - 0,00816 * T; \quad (5.2)$$

V – молярный объем ДЭГа, равный 118,54 см³/моль.

Формула (5.1) показывает, что увеличение давления в абсорбере приводит к увеличению растворимости ДЭГа в природном газе, что доказывалось полученными в результате моделирования результатами.

Однако, как было сказано в 1 главе, потери гликоля в результате испарения составляют лишь менее 20 % от всех потерь. Основной статьей потерь абсорбента является его унос в капельном виде с осушенным газом. Данные потери невозможно оценить с помощью моделирующей среды Unisim Design.

Согласно [8], количество уносимого из абсорбера ДЭГа можно рассчитать по формуле (5.3) в зависимости от фактора скорости и времени наработки аппарата:

$$U = U_0 \left(\frac{F}{F_0} \right)^\alpha \exp(\kappa t), \quad (5.3)$$

где U – унос ДЭГа в момент времени t , г/1000 м³; U_0 – начальный унос, г/1000 м³ (для аппарата ГП 778 равен приблизительно 2); F – фактор скорости при рабочих параметрах абсорбера, кг^{0.5}/(м^{0.5}*с); F_0 – фактор скорости при работе аппарата в проектном режиме, кг^{0.5}/(м^{0.5}*с) (для аппарата ГП 778 равен 3,7); α – безразмерный эмпирический коэффициент, для гликолей равный 3,2; κ – коэффициент, определяемый для конкретных типов аппаратов (для аппарата ГП 778 равен 0,2).

Фактор скорости при рабочих параметрах абсорбера рассчитывается по формуле (5.4):

$$F = \omega \sqrt{\rho}, \quad (5.4)$$

где ω – линейная скорость газа в свободном сечении при рабочих условиях абсорбера, м/с; ρ – плотность газа в рабочих условиях абсорбера, кг/м³.

Плотность газа в рабочих условиях абсорбера может быть рассчитана по формуле (5.5):

$$\rho = \rho_0 \frac{pT_0}{z\rho_0 T}, \quad (5.5)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; p – давление в абсорбере, МПа; T – температура в абсорбере, К.

Исходя из приведенных формул, для заданных условий были рассчитаны среднегодовые значения капельного уноса ДЭГа из абсорбера в зависимости от давления в аппарате. Результаты расчета представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Зависимость капельного уноса ДЭГа в магистральный трубопровод от давления в абсорбере

Давление в абсорбере, МПа	7,5	7	6,5	6	5,5	5	4,5
Капельный унос, г/1000 м ³	5,78	6,03	6,48	6,73	7,07	7,54	8,11
Капельный унос, кг/ч	1,85	1,93	2,07	2,15	2,26	2,42	2,60

Как видно из результатов расчета, повышение давление в абсорбере приводит к снижению капельного уноса ДЭГа из абсорбера в связи с уменьшением линейной скорости газа.

Резюмируя вышесказанное, было показано, что увеличение давления приводит к более легкому достижению требуемой точки росы, поскольку снижается расход необходимого для осушки регенерированного ДЭГа. Снижение расхода приводит в свою очередь к снижению потребляемой для его перекачки мощности насоса. Однако, увеличение давления в абсорбере приводит к росту энергетических затрат ДКС. В связи с вышесказанным возникает необходимость экономического обоснования увеличения давления в абсорбере.

5.3.3 Анализ влияния концентрации и вида регенерированного абсорбента на эффективность осушки

Концентрация регенерированного абсорбента, поступающего для осушки в абсорбер, является одним из главных факторов, определяющих степень осушки природного газа, поскольку оказывает прямое влияние на его гигроскопичность.

Как правило, на установках комплексной подготовки газа используется гликоль в концентрации не ниже 98 % масс [2,5,6,8].

Влияние концентрации ДЭГа на степень осушки газа обуславливается вязкостью гликоля, которая напрямую влияет на его гигроскопичность. Поскольку вязкость ДЭГа значительно выше вязкости воды (при нормальных условиях вязкость ДЭГа равна 35,7 сПз, воды 1,002 сПз), вязкость раствора регенерированного гликоля значительно зависит от содержания воды.

Помимо диэтиленгликоля, в качестве абсорбента используется водный раствор триэтиленгликоля (ТЭГ). Сравнение их физико-химических свойств было представлено в таблице 2.1. Из таблицы видно, что ТЭГ обладает большей вязкостью, чем ДЭГ (при нормальных условиях 39,14сПз), что говорит о его лучшей эффективности в качестве абсорбента. На рисунке 5.2 показана зависимость вязкости гликолей от температуры при различной концентрации [7]. Из рисунка видно, что рост температуры приводит к снижению вязкости растворов гликолей, что негативно сказывается на их гигроскопичности. Также можно наблюдать увеличение разности вязкостей растворов гликолей с увеличением их концентрации.

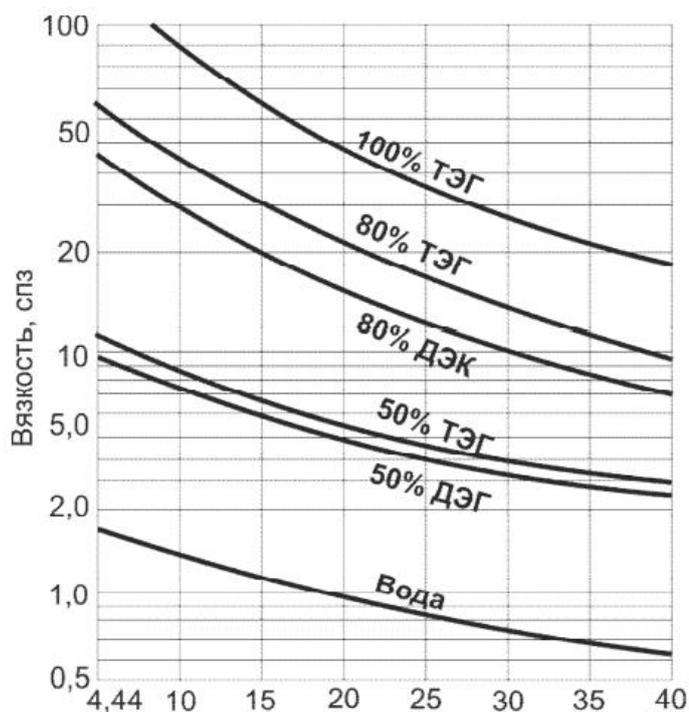


Рисунок 5.2 – Зависимость вязкости гликолей от температуры при различных концентрациях

Помимо этого, ТЭГ обладает более высокой температурой термодеструкции, накладывающей ограничения на процесс огневой регенерации гликоля в плане наибольшей температуры нагрева насыщенного раствора гликоля. Для ТЭГа значение данного показателя составляет 206 °С, в то время как для ДЭГа – 165 °С. Поскольку процесс регенерации гликоля заключается в выпаривании воды из насыщенного раствора, степень извлечения воды будет тем больше, чем выше температура нагрева раствора. В связи с этим возможно достижение более высокой концентрации регенерированного ТЭГа, чем ДЭГа.

Исследования влияния вида и концентрации регенерированного абсорбента на эффективность осушки природного газа на УКПГ-4 Ямбургского месторождения проводится в моделирующей среде Unisim Design. В таблице 5.5 представлена зависимость получаемой температуры точки росы природного газа от концентрации регенерированного гликоля при различных температурах контакта.

Таблица 5.5 – Зависимость температуры точки росы осушенного газа от вида и концентрации регенерированного гликоля при различных температурах контакта

Температура контакта, °С	Получаемая при осушке температура точки росы по воде при заданной концентрации раствора регенерированного гликоля, % масс									
	98		98,5		99		99,5		99,9	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-25,9	-29,0	-35,3	-38,1	-39,7	-42,2	-47,9	-53,6	-55,6	-61,1
10	-21,3	-24,9	-29,3	-32,1	-33,6	-36,7	-41,2	-46,8	-49,2	-56,3
15	-17,2	-19,9	-22,2	-25,9	-26,4	-31,1	-33,8	-39,2	-42,6	-50,8
20	-12,8	-15,0	-13,7	-19,2	-17,9	-24,9	-23,2	-30,1	-30,1	-42,2
25	-2,7	-11,2	-5,1	-10,7	-7,6	-15,8	-12,7	-22,4	-19,7	-33,5
30	5,2	-6,1	1,2	-9,6	-1,1	-8,4	-5,3	-15,2	-11,4	-20,1

Исходные параметры при проведении исследования следующие:

- расход подаваемого в абсорбер природного газа – 320,1 тыс. м³/ч;
- расход регенерированного ДЭГа – 2500 кг/ч;
- давление в абсорбере – 5 МПа;

Данные, представленные в таблице, показывают, что ТЭГ как осушитель эффективнее ДЭГа, что выражается в более низкой температуре точки росы. При этом разница в получаемой степени осушки более высокая при больших температурах контакта выше 20 °С, что позволяет проводить абсорбционную осушку ТЭГом в условиях, при которых невозможно охлаждение влажного газа до достаточно низких температур (ниже 15 °С).

Для определения влияния концентрации абсорбента на технологические параметры осушки природного газа была построена таблица 5.6.

Таблица 5.6 – Зависимость технологических параметров действующей установки осушки газа от температуры контакта газ-ДЭГ

Наименование показателя	Значение показателя при заданной концентрации регенерированного гликоля, МПа							
	98 %		98,5 %		99 %		99,5 %	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	3192	3109	2764	2689	2442	2386	2194	2064
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	3292	3208	2865	2789	2544	2488	2298	2169
Количество уносимого с газом ДЭГа в растворенном виде, кг/ч	0,324	0,072	0,334	0,075	0,344	0,079	0,355	0,082
Потребляемая насосом мощность для подачи гликоля, кВт	5,177	5,005	4,480	4,364	3,950	3,894	3,55	3,297
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	867,2	1281	754,2	1116	669,4	996,8	605,2	878,6

Исходные параметры при проведении исследования следующие:

- расход подаваемого в абсорбер природного газа – 320,1 тыс. м³/ч;
- давление в абсорбере – 5 МПа;
- концентрация регенерированного ДЭГа – 98%;
- концентрация насыщенного ДЭГа – 95%;
- точка росы по воде осушенного газа – не выше минус 20 °С.

Полученные в результате исследования данные также подтверждают более высокую технологическую эффективность ТЭГа, что проявляется в более низком расходе подаваемого в абсорбер регенерированного ТЭГа. Это в свою очередь снижает энергетические затраты насоса для подачи гликоля из емкости хранения.

Также из таблицы видно, что при использовании ТЭГа в качестве абсорбента снижаются его потери при испарении в осушенном газе, что снижает его совокупные потери и, следовательно, потребность в постоянной подпитке системы. Следует также отметить, что, поскольку ТЭГ имеет более высокую вязкость и упругость насыщенных паров, снижаются его потери вследствие капельного уноса. Опыт использования ТЭГа в качестве абсорбента при подготовке газа на Тарко-Салинском месторождении показал, что его потери в среднем ниже в 2,25 раза, чем при использовании ДЭГа [17]. Таким образом, среднегодовые значения капельного уноса ТЭГа из абсорбера составят значения, представленные в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Зависимость капельного уноса ТЭГа в магистральный трубопровод от давления в абсорбере

Давление в абсорбере, МПа	7,5	7	6,5	6	5,5	5	4,5
Капельный унос, г/1000 м ³	2,57	2,68	2,88	2,99	3,14	3,35	3,60
Капельный унос, кг/ч	0,82	0,86	0,92	0,96	1,00	1,08	1,16

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод о том, что существует технологическое обоснование замены ДЭГа в качестве осушителя на ТЭГ, поскольку в результате замены происходит снижение расхода циркулирующего

в системе абсорбента, уменьшаются энергетические затраты на его циркуляцию, снижаются потери абсорбента с осушенным газом в магистральный трубопровод. Однако стоит отметить разницу в цене гликолей, которая обуславливает экономическую эффективность реализации замены абсорбента.

5.4 Модернизация действующей технологии абсорбционной осушки природного газа. Введение двухстадийной абсорбции

В период постоянной добычи производительность УКПГ 4 составляла до 30 млрд м³. Данные показатели отбора и подготовки газа обеспечивались работой девяти технологических ниток, в каждой из которых имеется абсорбер. В текущий период разработки, когда отборы газа значительно сократились, в работе находятся лишь три нитки, в то время как остальные находятся в простое. В связи с этим существует возможность использования незадействованного оборудования для модернизации действующей технологии путем внедрения двухстадийной осушки.

Обобщенная технологическая схема двухстадийной абсорбции природного газа представлена на рисунке 5.3 [8]. Она включает в себя два абсорбера, работающих на различных термобарических режимах. После первого абсорбера происходит компримирование газа и его охлаждение (с помощью АВО в зимний период, с летний с помощью станции охлаждения газа). Окончательная осушка газа до регламентируемой температуры точки росы происходит во втором абсорбере

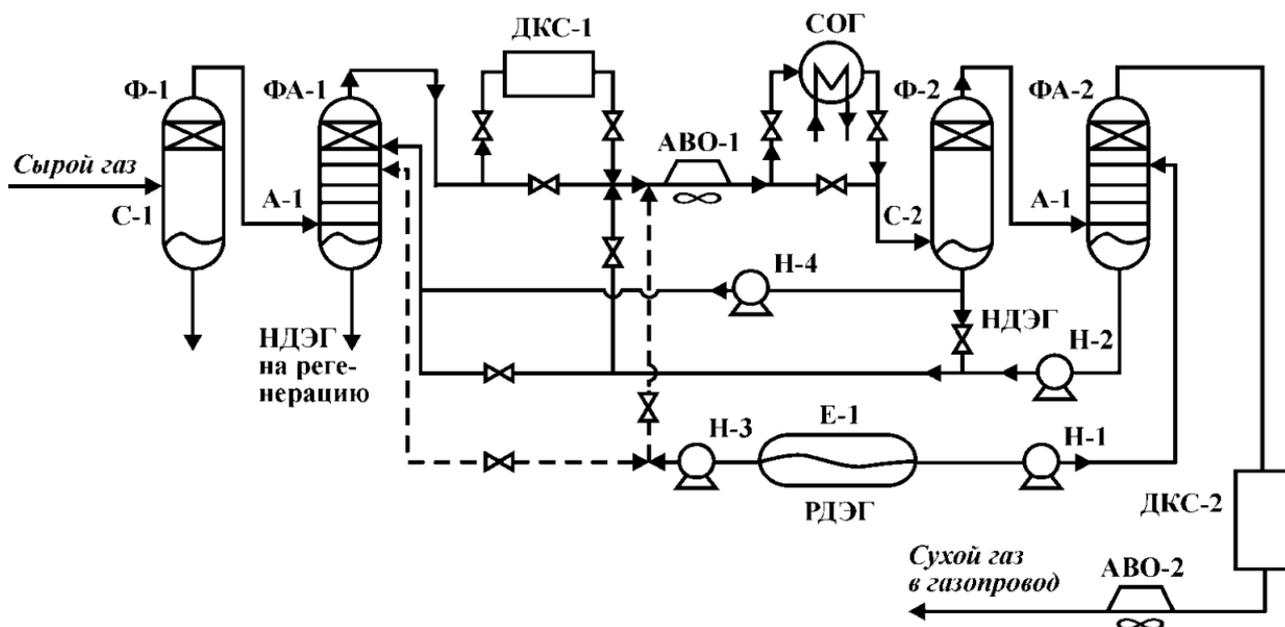


Рисунок 5.3 – Обобщенная схема двухстадийной абсорбции:

С-1,2 – входные сепараторы; А-1,2 – абсорберы; Φ-1,2 и ΦА-1,2 – фильтры-каплеуловители; Н-1-4 – насосы; Е-1 – емкость регенерированного абсорбента; АВО – аппарат воздушного охлаждения; СОГ – станция охлаждения газа; ДКС – дожимная компрессорная станция

Представленная технология позволяет получить более низкую температуру точки росы осушенного газа, а также сократить расходы на работу установки в целом, уменьшая кратность циркуляции абсорбента, мощность перекачивающих насосов и энергетические затраты колонны регенерации. Однако для достижения наибольшего эффекта необходимо выбрать правильную систему циркуляции гликоля, исходя из технико-экономических показателей работы установки, таких как термобарический режим абсорберов, расход гликоля в системе, жидкостная нагрузка на колонну регенерации.

В основной технической литературе [2,8,9] рассмотрены четыре варианта циркуляции гликоля в системе двухстадийной абсорбции, различающихся направлением потоков регенерированного и частично насыщенного гликоля. На основании проведенных расчетов наиболее технологичным является следующий вариант: раствор регенерированного гликоля подается во второй абсорбер А-2, в котором частично насыщается. Из абсорбера А-2 частично насыщенный гликоль

В предлагаемой технологической модели протекают следующие процессы.

Газ с кустов скважин по газосборной сети поступает на газовый промысел под давлением 0,7 МПа и температурой 12 °С. Перед тем как направиться на компримирование на первой ступени ДКС, газ очищается от жидкой фазы (пластовой воды и метанола) и механических примесей в пробкоуловителях 1. Затем газ поступает на ДКС первой ступени 2, где сжимается до давления 4,5 МПа, нагреваясь при этом до температуры 99 °С. После первой ступени сжатия газ поступает на АВО 3, где охлаждается до температуры 25 °С, и направляется во входной сепаратор 4, отделяющий выделившуюся в результате охлаждения воду. Из входных сепараторов газ поступает на грубую осушку в абсорбер первой ступени А-1, где контактирует с частично насыщенным гликолем (не менее 95% масс), поступающем из абсорбера второй ступени. Из абсорбера первой ступени газ поступает на ДКС второй ступени 5, где компримируется до давления 7,5 МПа, нагреваясь при этом до температуры 76 °С. После ДКС второй ступени газ поступает на АВО 6 (в летний период СОГ), охлаждаясь до температуры 10 °С, и направляется в абсорбер второй ступени А-2, где проходит окончательную осушку и подается в магистральный трубопровод. В абсорбер второй ступени А-2 подается регенерированный ДЭГ высокой концентрации (не менее 98 % масс). Частично насыщенный ДЭГ из куба абсорбера А-2, дросселируясь через клапан-регулятор давления 7 до 4,5 МПа, поступает в А-1, откуда затем отводится на регенерацию.

Каждый из абсорберов идентичен абсорберу, описанному в разделе 4.3: аппарат имеет 17 массообменных тарелок. Регенерированный абсорбент подается на верхнюю тарелку колонны, откуда стекает по каждой тарелке, участвуя при этом в массообменных процессах перехода воды и насыщаясь влагой, и попадает в кубовую часть, откуда отводится в другой абсорбер либо в систему регенерации. Гидравлическое сопротивление абсорберов составляет 0,03 МПа.

При проведении абсорбционной осушки по описанной выше технологии расход регенерированного ДЭГа, поступающего в абсорбер второй ступени, составляет 1205 кг/ч. При этом расход частично насыщенного ДЭГа (концентрация не менее 95%), поступающего из второй ступени осушки в первую, составляет 1292 кг/ч. Насыщенный раствор ДЭГа из абсорбера первой ступени, имея концентрацию около 85%, в количестве 1389 кг/ч направляется на регенерацию. Регенерация насыщенного ДЭГа происходит при давлении ниже атмосферного (0,08 МПа).

5.4.2 Анализ влияния режима работы абсорберов на технологические параметры работы предлагаемой установки

Исследования влияния давления в абсорбере второй ступени на эффективность осушки природного газа при внедрении предлагаемой модернизации технологии на УКПГ-4 Ямбургского месторождения проводится в моделирующей среде Unisim Design. Исходные параметры при проведении исследования следующие:

- расход подаваемого в абсорбер первой ступени природного газа – 320,3 тыс. м³/ч;
- температура контакта газ-ДЭГ в абсорбере второй ступени – 10 °С;
- концентрация регенерированного ДЭГа – 98%;
- концентрация насыщенного ДЭГа – 85%;
- точка росы по воде осушенного газа – не выше минус 20 °С.

В таблице 5.8 представлено влияние давления в абсорбере второй ступени на технологические параметры работы предлагаемой установки комплексной подготовки газа.

Таблица 5.8 – Зависимость технологических параметров предлагаемой установки осушки газа от давления в абсорбере второй ступени

Наименование показателя	Значение показателя при заданном давлении в абсорбере, МПа				
	7,5	7	6,5	6	5,5
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	1205	1312	1432	1568	1754
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	1389	1512	1632	1768	1954
Количество уносимого с газом ДЭГа, кг/ч	0,460	0,424	0,391	0,362	0,338
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт	2,949	2,994	3,032	3,061	3,134
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	697,7	759,6	783,5	810,4	847,1
Мощность, потребляемая ДКС, тыс. кВт	34,86	34,04	33,11	32,12	31,07

Полученные в результате моделирования данные демонстрируют обратную зависимость количества регенерированного ДЭГа, подаваемого на осушку в абсорбер второй ступени, от давления: снижение давления в первом абсорбере с 7,5 МПа до 5,5 МПа приводит к увеличению расхода абсорбента почти в полтора раза. Однако при увеличении давления происходит рост потребляемой насосом мощности для подачи гликоля в систему осушки (от 2,95 кВт до 3,134 кВт).

Исследования влияния температуры контакта газ-ДЭГ в абсорбере второй ступени на эффективность осушки природного газа при внедрении предлагаемой модернизации технологии на УКПГ-4 Ямбургского месторождения проводится в моделирующей среде Unisim Design. Исходные параметры при проведении исследования следующие:

- расход подаваемого в абсорбер первой ступени природного газа – 320,3 тыс. м³/ч;

- давление в абсорбере второй ступени – 7,5 МПа;
- концентрация регенерированного ДЭГа – 98%;
- концентрация насыщенного ДЭГа, поступающего в абсорбер второй ступени – 95%;
- точка росы по воде осушенного газа – не выше минус 20 °С.

В таблице 5.9 представлено влияние температуры контакта газ-ДЭГ в абсорбере второй ступени на технологические параметры работы предлагаемой установки комплексной подготовки газа.

Таблица 5.9 – Зависимость технологических параметров предлагаемой установки осушки газа от температуры контакта газ-ДЭГ в абсорбере второй ступени

Наименование показателя	Значение показателя при заданной температуре контакта газ-ДЭГ в А-2, °С					
	5	10	15	20	25	30
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	951	1098	1205	1361	Температура точки росы минус 20 °С не достигается	
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	1153	1299	1405	1559		
Количество уносимого с газом ДЭГа, кг/ч	0,183	0,291	0,454	0,700		
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт	2,313	2,687	2,949	3,341		
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	691,5	719,6	738,3	765,7		

Полученные в результате моделирования данные демонстрируют прямую зависимость расхода регенерированного гликоля, подаваемого на осушку в абсорбер второй ступени, от температуры контакта газ-ДЭГ: рост температуры от 5 °С до 20 °С приводит к увеличению расхода гликоля на 43,1 %. При этом

пропорционально растет затрачиваемая насосом мощность для подачи регенерированного ДЭГа в систему осушки. Также с ростом температуры увеличивается тепловая нагрузка на колонну регенерации от 691,5 МДж/ч до 738,3 МДж/ч.

Исследования влияния вида и концентрации регенерированного абсорбента на эффективность осушки природного газа при внедрении на УКПГ-4 Ямбургского месторождения двухстадийной абсорбции проводится в моделирующей среде Unisim Design. В таблице 5.10 представлена зависимость получаемой температуры точки росы природного газа от концентрации регенерированного гликоля при различных температурах контакта.

Таблица 5.10 – Зависимость температуры точки росы осушенного газа от вида и концентрации регенерированного гликоля при различных температурах контакта

Температура контакта, °С	Получаемая при осушке температура точки росы по воде при заданной концентрации раствора регенерированного гликоля, % масс									
	98		98,5		99		99,5		99,9	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-27,2	-31,3	-37,6	-40,4	-42,3	-44,9	-52,1	-56,9	-59,8	-67,2
10	-23,7	-26,2	-31,8	-34,2	-36,8	-39,1	-44,5	-49,1	-54,3	-59,7
15	-19,6	-21,9	-24,9	-28,3	-29,2	-33,7	-37,2	-42,8	-47,4	-54,5
20	-15,3	-17,1	-16,2	-21,6	-23,2	-27,5	-27,8	-33,7	-35,9	-46,1
25	-5,9	-13,4	-7,8	-13,1	-12,5	-18,2	-19,9	-25,3	-23,6	-36,6
30	1,1	-8,3	-2,3	-11,7	-5,2	-12,0	-10,3	-20,9	-16,4	-24,4

Исходные параметры при проведении исследования аналогичные представленным в разделе 4.3.3:

- расход подаваемого в абсорбер природного газа – 320,1 тыс. м³/ч;
- расход регенерированного ДЭГа – 2500 кг/ч;
- давление в А-1 – 5 МПа, в А-2 – 7,5 МПа;

Результаты показывают, что внедрение двухстадийной осушки позволяет достигать регламентируемой точки росы газа по воде при довольно высоких температурах контакта с использованием раствора ДЭГа с концентрацией 98 % масс. Также исследование демонстрирует, что при внедрении двухстадийной осушки снижается разница в применении в качестве абсорбента ДЭГ и ТЭГ, что позволяет повысить эффективность осушки без смены вида гликоля.

Другим положительным моментом, выявленном при проведении исследования, является возможность применения ДЭГа высокой концентрации (99,5 % масс) при больших температурах контакта (20-25 °С). Этот факт позволяет проводить осушку газа до необходимой степени в летний период без применения станции охлаждения газа (СОГ), а используя лишь АВО, что может привести к снижению эксплуатационных затрат на модернизацию. Однако при этом возникает необходимость проведения регенерации в колонне десорбера при давлении ниже атмосферного с целью обеспечения необходимой концентрации регенерированного гликоля.

6 Результаты исследования и сравнительный анализ

В результате проведения исследования в рамках магистерской диссертации было рассмотрено влияние таких факторов, как давление в абсорбере и температура контакта газ-ДЭГ, а также вид и концентрация абсорбента, на эффективность процесса абсорбционной осушки природного газа. На основании полученных результатов было предложено внедрение технологии двухстадийной осушки добываемого газа, схема которой описана в разделе 5.4. Для данной технологии также были проведены исследования влияния различных факторов на эффективность осушки, аналогичные исследованиям, проводившимся для действующей установки. Ниже представлены результаты, полученные в результате исследований, и приведен сравнительный анализ.

В таблице 6.1 представлено сравнение технологических параметров работы действующей и предлагаемой установки, полученных в результате моделирования в среде Unisim Design. Данные, представленные в таблице, показывают, что введение двухстадийной осушки позволяет сократить количество регенерированного ДЭГа, подаваемого на абсорбцию, в 2,65 раза (от 3189 кг/ч до 1205 кг/ч). В связи с этим снижается мощность, потребляемая насосом для подачи регенерированного ДЭГа в систему осушки, почти в 2 раза (от 5,172 кВт до 2,949 кВт). За счет снижения нагрузки на насос повышается надежность его работы, а также срок эксплуатации.

Другим положительным моментом, выявленном в результате исследования, является снижение безвозвратных потерь ДЭГа с осушенным газом в магистральный трубопровод, вследствие снижения капельного уноса ДЭГа из абсорбера при повышении давления. Поскольку для определения капельного уноса ДЭГа из предложенной установки учитываются лишь потери в абсорбере второй ступени, повышение давления в нем от 5 МПа до 7,5 МПа приводит к снижению капельного уноса на 15,8 % (от 2,42 кг/ч до 1,85 кг/ч).

Таблица 6.1 – Сравнение технологических параметров работы действующей и предложенной установки

Наименование показателя	Значение показателя для установки определенной установки с параметрами	
	Действующая (5 МПа, 15 °С)	Предложенная (7,5 МПа, 10 °С)
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	3189	1205
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	3289	1389
Количество уносимого с газом ДЭГа в растворенном виде, кг/ч	0,324	0,460
Капельный унос ДЭГа, кг/ч	2,42	1,85
Суммарный унос ДЭГа, кг/ч	2,744	2,31
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт	5,172	2,949
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	867,0	697,7
Мощность, потребляемая ДКС, тыс. кВт	28,91	34,86

При внедрении двухстадийной осушки вследствие снижения кратности циркуляции регенерированного абсорбента уменьшается тепловая нагрузка на колонну регенерации, связанная со сжиганием газа для нагрева насыщенного раствора ДЭГа.

В таблице 5.2 представлено влияние давления в абсорбере на действующую и предложенную технологии подготовки газа. Данные, представленные в таблице 6.2, взяты из таблиц 5.3 и 5.8. Основными параметрами, которые, при прочих равных условиях, зависят от давления,

является расход регенерированного абсорбента и количество безвозвратных потерь ДЭГа и мощность насоса для подачи ДЭГа в абсорбер.

Таблица 6.2 – Сравнение влияния давления в абсорбере на эффективность осушки при работе действующей и предложенной технологии

Наименование показателя	Значение показателя при заданном давлении в абсорбере, МПа			
	Действующая	Предлагаемая	Действующая	Предлагаемая
	7,5		5,5	
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	2441	1205	2989	1754
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч	2517	1389	3084	1954
Потери ДЭГа, кг/ч	2,313	2,31	2,603	2,401
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт	5,974	2,949	5,343	3,134
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч	658,7	697,7	810,7	847,1
Мощность, потребляемая ДКС, тыс. кВт	36,49	34,86	30,63	31,07

Данные, представленные в таблице, показывают, что проведение осушки на двух ступенях при одинаковых режимах в абсорбере позволяет снизить затраты на подготовку газа. При этом снижение затрат выражается в уменьшении количества регенерированного ДЭГа, подающегося на абсорбцию, а, следовательно, и в уменьшении количества энергии, необходимой для его циркуляции. При этом незначительно возрастает тепловая нагрузка на колонну регенерации вследствие более высокой концентрации насыщенного ДЭГа. Описанные результаты говорят в пользу проведения двухстадийной осушки добываемого природного газа при высоком давлении.

В таблице 6.3 представлено сравнение влияния температуры контакта газ-ДЭГ на эффективность осушки при работе действующей и предлагаемой технологии. Данные, представленные в таблице 5.3, взяты из таблиц 4.4 и 4.9.

Таблица 6.3 – Сравнение влияния температуры контакта газ-ДЭГ на эффективность осушки при работе действующей и предложенной технологии

Наименование показателя	Значение показателя при заданном давлении в абсорбере, МПа			
	Действующая	Предлагаемая	Действующая	Предлагаемая
	20		10	
Массовый расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	Температура точки росы минус 20 °С не достигается	1361	2316	1098
Расход насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч		1559	2389	1299
Потери ДЭГа, кг/ч		2,55	2,617	2,141
Потребляемая насосом мощность для подачи ДЭГа, кВт		3,341	3,756	2,687
Потребляемая колонной регенерации энергия, МДж/ч		765,7	629,8	719,6

Данные, представленные в таблице 5.3, показывают, что более выгодным является проведение осушки при более низких температурах контакта газ-ДЭГ в связи с тем, что понижение данного показателя приводит к снижению кратности циркуляции регенерированного ДЭГа, а также значительному уменьшению потерь ДЭГа (для предлагаемой технологии снижение температуры с 20 °С до 10 °С приводит к снижению потерь гликоля на 16 %). Также видно, что проведение осушки на двух ступенях более предпочтительно, поскольку происходит значительное снижение затрат на подготовку газа: при проведении двухстадийной осушки при температуре контакта газ-ДЭГ 10 °С расход

регенерированного ДЭГа в системе осушки снижается в 2,11 раза, развиваемая насосом мощность для подачи гликоля сокращается на 28,5 %.

В пользу двухстадийной осушки также говорит тот факт, что становится возможным подготовка газа при повышенной температуре контакта газ-ДЭГ (20 °С). Данные условия могут иметь место при использовании АВО в летний период при высоких температурах окружающего воздуха.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Расчет капитальных вложений

Под общей эффективностью капитальных вложений подразумевается экономический показатель, определяющий целесообразность капиталовложений во время исследования или планирования будущего проекта. При этом сопоставляется эффект от возможных инвестиций в сферы материального и нематериального производства, а также проводится сравнение полученной информации с действующими нормативами.

При расчете капитальных вложений в производство любого типа эффект измеряется в приведенных ниже единицах:

- в стоимостной оценке (объемы дополнительного дохода, объемы реализации услуг или продукции);
- в текущих параметрах (производственная мощность, вместительность объектов, пропускная способность и проч.);
- в относительных параметрах (например, определение степени комфортности проживания);

Результаты произведенных расчетов сопоставляются с параметрами эффективности или другими показателями, относящимися к предыдущему году. В результате капиталовложения признаются эффективными в том случае, если итоговый показатель эффективности не будет ниже нормативного.

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. При внедрении предлагаемой модернизации технологического процесса объектами капитальных вложений будут являться станция охлаждения газа, агрегаты воздушного охлаждения, а также дополнительная система трубопроводов на установке подготовки газа. Эти затраты включают следующее:

- 1) стоимость приобретения нового оборудования, представленная в

таблице 7.1;

Таблица 7.1 - Стоимость приобретения нового оборудования

Наименование оборудования	Един.изм.	Кол.	Цена за единицу, Тыс. руб.	Всего, Тыс. руб.
Станция охлаждения газа	шт.	2	318	636
Аппарат воздушного охлаждения	шт.	2	436	872
Система трубопроводов	м	500	6,1	3 050
Итого: 4 558				

2) транспортные расходы составляют 5% от стоимости:

$$K_T = 0,05 \times 4\,558 = 227,9 \text{ тыс. руб.};$$

3) затраты на проектирование составляют 5% от стоимости:

$$K_{пр} = 0,05 \times 4\,558 = 227,9 \text{ тыс. руб.};$$

4) затраты на инженерные работы и обучение составляют 7% от стоимости:

$$K_{ир} = 0,07 \times 4\,558 = 319,06 \text{ тыс. руб.};$$

5) затраты на монтаж нового оборудования составляют 6% от стоимости:

$$K_M = 0,06 \times 6\,734 = 273,48 \text{ тыс.руб.};$$

Общая сумма капитальных затрат составляет:

$$K = K_{п} + K_T + K_{пр} + K_{ир} + K_d + K_M;$$

$$K = 4\,558 + 227,9 + 227,9 + 319,06 + 273,48 = 5\,606,64 \text{ тыс. руб.}$$

7.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

1) амортизационные отчисления на оборудование составляют 10% от дополнительных капитальных затрат:

$A = K \times N_A$, где N_A - средняя норма амортизации (10%):

$$A = 5\,606,64 \times 0,1 = 560,7 \text{ тыс. руб.};$$

2) затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_p = 0,02 \times 5\,606,64 = 112,1 \text{ тыс. руб.};$$

3) затраты на содержание и обслуживание составляют 3% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_{об} = 0,03 \times 5\,606,64 = 168,2 \text{ тыс. руб.};$$

4) прочие затраты составляют 5% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_{пр} = 0,05 \times 5\,606,64 = 280,3 \text{ тыс. руб.};$$

5) общая сумма дополнительных капитальных издержек:

$$Z_{экс.общ} = A + Z_p + Z_{об} + Z_{пр};$$

$$Z_{экс.общ} = 560,7 + 112,1 + 168,2 + 280,3 = 1\,121,3 \text{ тыс. руб.}$$

7.3 Расчет экономических показателей

Эффект – это определённый результат, полученный в течение какого – либо периода. Эффект – всегда абсолютная величина (например, национальный доход, объём произведённой продукции, прибыль и т. д.). При оценке эффекта сравниваются фактические или ожидаемые показатели с установленным стандартом, эталоном, заранее принятой целью и др. Эффект в общем виде представляет собой разность между результатами и затратами, ценой товара и его себестоимостью, между плановыми и фактическими значениями показателя и т. д. Эффективность характеризует соотношение полученного эффекта с затратами на его осуществление.

Виды эффекта:

– научный – связан с открытием новых явлений материального мира или

закономерностей его развития, а также с выявлением практических возможностей их использования в хозяйственной деятельности;

- технический – характеризуется получаемым преимуществом создаваемых или улучшаемых технологических систем по сравнению с наиболее прогрессивными средствами в данной технической области;

- социальный – отражает развитие человеческого фактора, рост квалификации и изменение профессионального состава персонала, а также улучшение условий труда и повышение его эффективности;

- экономический – отражает сокращение или экономию производственных ресурсов на изготовление продукции (услуги).

Виды экономической эффективности:

- коммерческая – учитывает финансовые последствия реализации инновационного проекта для его непосредственных участников;

- бюджетная – отражает финансовые результаты осуществления проекта для государственного или местного бюджета;

- народнохозяйственная – содержит связанные с реализацией проекта экономические затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта.

Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;

- производство продукции на 1 руб. затрат;

- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;

- общая рентабельность.

Система частных показателей включает показатели:

- эффективности использования труда (выработка, трудоёмкость);
- эффективности использования основных фондов (фондоотдача, фондоёмкость);
- эффективности использования оборотных средств (коэффициент оборачиваемости, период оборота);
- эффективности капитальных вложений (срок окупаемости, коэффициент эффективности капитальных вложений, удельные капитальные вложения);
- эффективности использования материальных ресурсов (материалоёмкость, материалоотдача).

Использование второй абсорбционной колонны в дополнение к первой на месторождении М позволяет нам сэкономить большее количество абсорбента, что отражено в таблице 7.2. Это отражается в снижении эксплуатационных затрат на покупку ДЭГа.

Таблица 7.2 – Количество абсорбента

УКПГ	Количество, т	Цена, руб/т	Сумма, тыс. руб.
действующая	2344	3080	7 219
предлагаемая	1256	3080	3 868

Снижение затрат на циркуляцию ДЭГа:

$$\Delta Z_{\text{ц}} = 7\,219 - 3\,252 = 3\,351 \text{ тыс. руб.}$$

При внедрении предлагаемой модернизации технологии, помимо количества циркулирующего по установке ДЭГа, снижаются его потери с осушенным газом. Учитывая, что потери снижаются на 0,452 кг/ч, годовая экономическая выгода составит:

$$\Delta \text{Пот} = 0,452 \times 24 \times 365 \times 49 = 194 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, снижение затрат по одной рабочей нитке составит:

$$\Delta Z = \Delta Z_{ц} + \Delta Пот = 3\,351 + 194 = 3\,545 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования:

$$\text{Эф}_{\text{год}} = \Delta П - Z_{\text{экс.общ}} = 3\,545 - 1\,121 = 2\,424 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости капитальных вложений - это отношение затрат на модернизацию к годовому экономическому эффекту:

$$T = K / \text{Эф}_{\text{год}} = 5\,607 / 2\,424 = 2,32 \text{ года.}$$

Экономическая эффективность - отношение годового экономического эффекта к затратам на создание и внедрение новой системы управления составит:

$$\text{Эф} = \text{Эф}_{\text{год}} / K = 2\,424 / 5\,607 = 0,432.$$

7.4 Выводы по разделу

В ходе выполнения раздела были рассчитаны капитальные вложения, необходимые для внедрения предлагаемой модернизации установки комплексной подготовки газа, а также соответствующие им дополнительные эксплуатационные издержки и экономический эффект от внедрения модернизации. Результаты технико-экономического обоснования сведены в таблицу 8.3.

Таблица 7.3 – Техничко-экономическое обоснование

Статьи затрат	Затраты
Капитальные затраты:	
Стоимость нового оборудования, тыс. руб	4 558
Транспортно-заготовительные, тыс. руб	227,9
Проектирование, тыс. руб	227,9
Инженерные работы и обучение, тыс. руб	319,06
Монтаж нового оборудования, тыс. руб	273,48
Итого, тыс. руб:	5 606,64
Эксплуатационные затраты:	
Амортизационные отчисления, тыс. руб	560,7
Затраты на ремонт, тыс. руб	112,1
Содержание и обслуживание приборов и средств автоматизации, тыс. руб	168,2
Прочие затраты, тыс. руб	280,3
Итого, тыс. руб:	1 121,3
Прирост прибыли, тыс. руб	3 545
Годовой экономический эффект, тыс. руб	2 424
Срок окупаемости капитальных затрат, год	2,32
Экономическая эффективность	0,432

Предложенная новая установка в УКПГ позволяет уменьшить расход на абсорбент и получить годовой экономический эффект в размере 2,424 млн. руб. Дополнительные капитальные затраты окупятся в течение 2,32 года. Экономическая эффективность дополнительных капитальных затрат равна 0,432.

8 Социальная ответственность

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции за полярным кругом. Территория месторождения имеет сложный ландшафт, сложенный из большого количества ручьев, озёр и болот. Также возможно появление обитателей дикой природы в зоне деятельности работников организации. Эти и другие факторы определяют особенности организации работ в данном регионе.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые отношения между работниками и организацией регулируются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации (ТК РФ). Поскольку большинство работников, занимающихся техническим обслуживанием производственных объектов, работают по вахтовому методу, в отношении них применяется глава 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [18].

Поскольку добыча и подготовка природного газа к транспорту является непрерывным производством, рабочая смена сотрудников длится 12 часов без выходных. При этом работник имеет право на выходной день после прибытия на место работы в случае задержки вахтового самолета либо прибытия его в вахтовый аэропорт после 00 часов текущего дня при работе в I смену и после 12 часов при работе во II смену [18]. Запрещается покидать рабочее место до прибытия сменяющего работника.

Основным местом работы оператора по добыче нефти и газа является фонд добывающих скважин и система промысловых трубопроводов, является опасным производственным объектом. В связи с этим работодатель в лице ООО «Газпром добыча Ямбург» обязан обеспечивать работников требуемыми средствами индивидуальной и коллективной защиты. Оператор по добыче нефти и газа в свою очередь обязан соблюдать требования охраны труда.

В процессе производственной деятельности оператору по добыче нефти и газа необходимо руководствоваться действующими в ООО «Газпром добыча Ямбург» инструкциями: по охране труда для оператора по добыче нефти и газа; по видам работ; эксплуатационными; профессиональными; по пожарной безопасности; по оказанию доврачебной помощи при несчастном случае; планом ликвидации аварий; технологическим регламентом.

Для соблюдения требований предписанных правил в области охраны труда работник должен:

- находиться на месте работы в специальной одежде и обуви, соответствующей погодным условиям и сезону года;
- использовать средства защиты головы,
- использовать средства защиты глаз, лица, дыхательных путей, органов дыхания и рук во время производства работ, при которых возможно их поражение;
- применять изолирующие костюмы промышленного назначения при выполнении ремонтных и аварийных работ (пожар, разлив метанола и т.д.).

Фонд скважин и система промысловых трубопроводов расположены на открытом воздухе на большом отдалении от газового промысла. В связи с этим в холодное время года устанавливаются ограничения на время проведения работ в зависимости от погоды – запрещается проведение работ на открытом воздухе при, соответственно, температуре воздуха меньше и скорости ветра больше:

- минус 40°С без ветра;
- минус 35°С и 5 м/с;
- минус 30 °С и 10 м/с;
- при любой температуре со скоростью ветра 15 м/с.

Данные ограничения не действуют при проведении аварийно-восстановительных и ремонтных работ, необходимых для поддержания нормального производственного процесса.

Поскольку производство работ на Ямбургском месторождении сопряжено с воздействием вредных и опасных факторов, работником

предусмотрена доплата. Для операторов по добыче нефти и газа размер данной доплаты составляет 4% от оклада.

8.2 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для рабочей зоны оператора добычи нефти и газа, представлен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [19]
Повышенный уровень шума и вибраций		+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [20] ГОСТ 12.4.051-87 [21] ГОСТ 12.1.012-78 [22]
Повышенная загазованность рабочей зоны			+	ГОСТ 12.1.005-76 [23]
Воздействие вредных веществ		+	+	ГОСТ 12.1.005-76 [23]
Механические опасности	+	+	+	ГОСТ Р 52630-2012 [24]
Статическое электричество			+	ГОСТ 12.4.124-83 [25]
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [26]
Пожарная безопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [27]

На опасных производственных объектах, которым является ГП-4, всегда существует риск получения рабочими травм и заболеваний. Данное

обстоятельство обусловлено влиянием на человеческий организм различных факторов производственной среды и трудового процесса. Это влияние зависит от присутствия при выполнении работ определенных факторов, возможности их вредного воздействия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и продолжительности действия того или иного фактора.

По природе возникновения опасные и вредные производственные факторы, которые могут воздействовать на работников, занятых в добыче и подготовке природного газа на территории Ямбургского НГКМ, можно разделить на:

- физические;
- химические и физико-химические;
- биологические;
- психические и физиологические.

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Ямбургское месторождение находится в субантарктической зоне, в которой средняя температура в холодное время года достигает минус 25°C. Поскольку рабочее место оператора по добыче нефти и газа находится на открытом воздухе, работники могут подвергаться воздействию различных метеоусловий, таких как низкие температуры, дождь, ветер, молнии и т. д.

При низких температурах и ветре возможно обморожение при производстве работ на открытом воздухе. Температурные показатели, при которых возможен риск обморожения, указаны в таблице 8.2. Чертой отмечены температурные показатели, при котором возможен риск обморожения.

Таблица 8.2 – Сила воздействия холодного воздуха на незащищенные участки тела, выраженная в температурном эквиваленте при относительном безветрии (скорость ветра до 1,8 м\сек)

Скорость ветра (м/сек)	Действительные температурные показатели по Цельсию (°C)										
	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50
	Температурный эквивалент										
1,8	0	-5	-10	-15	-20	-25	<u>-30</u>	<u>-35</u>	<u>-40</u>	<u>-45</u>	<u>-50</u>
2	-1	-6	-11	-16	-21	-27	<u>-32</u>	<u>-37</u>	<u>-42</u>	<u>-47</u>	<u>-52</u>
3	-4	-10	-15	-21	-27	<u>-32</u>	<u>-38</u>	<u>-44</u>	<u>-49</u>	<u>-55</u>	<u>-60</u>
5	-9	-15	-21	-28	<u>-34</u>	<u>-40</u>	<u>-47</u>	<u>-53</u>	<u>-59</u>	<u>-66</u>	<u>-72</u>
8	-13	-20	-27	<u>-34</u>	<u>-41</u>	<u>-48</u>	<u>-55</u>	<u>-62</u>	<u>-69</u>	<u>-76</u>	<u>-83</u>
11	-16	-23	<u>-31</u>	<u>-38</u>	<u>-46</u>	<u>-53</u>	<u>-60</u>	<u>-68</u>	<u>-75</u>	<u>-83</u>	<u>-90</u>
15	-18	-26	<u>-34</u>	<u>-42</u>	<u>-49</u>	<u>-57</u>	<u>-65</u>	<u>-73</u>	<u>-80</u>	<u>-88</u>	<u>-96</u>
20	-20	-28	<u>-36</u>	<u>-44</u>	<u>-52</u>	<u>-60</u>	<u>-68</u>	<u>-76</u>	<u>-84</u>	<u>-92</u>	<u>-100</u>

В связи с этим работники обеспечиваются необходимыми средствами индивидуальной защиты, снижающие воздействие погодных условий на здоровье работников. К таковым относятся:

- средства защиты от воздействия низких температур: теплая одежда, перчатки, теплообменная маска для защиты лица и органов дыхания;
- обувь, снижающую риск падения при гололеде;
- водонепроницаемый плащ.

С целью обогрева работников при проведении работ на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года предусмотрены специальные 10-минутные перерывы. Допустимая продолжительность непрерывной работы и количество 10-минутных перерывов для обогрева представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Допустимая продолжительность непрерывной работы и количество 10-минутных перерывов для обогрева

Темпе-ратура воздуха, °С	Скорость ветра														
	≤1		1,1-2,9		3-4,9		5-6,9		7-8,9		9-10		10-15		≥15
	Р	О	Р	О	Р	О	Р	О	Р	О	Р	О	Р	О	
-10	не регламентируется														Особый режим
-15	не регламентируется										150	1	100	2	
-20	не регламентируется						180	1	150	1	100	2	70	2	
-25	не регламентируется				150	1	120	1	80	2	70	2	60	3	
-30	150	1	120	1	100	2	80	2	70	2	60	3	Особый режим		
-35	120	1	100	2	80	2	Особый режим						Особый режим		
-40	Особый режим														

Повышенный уровень шума и вибраций

На протяжении всего периода работы УКПГ постоянно либо периодически имеются источники повышенных уровней шума и вибраций. К постоянным источникам можно отнести ДКС, трубопроводы и запорно-регулирующая арматура, вентиляторы и нагнетатели. Периодическими источниками являются продувочные свечи УКПГ и факельные установки на кустах скважин.

При добыче газа шумы значительной сил возникают на территории кустов скважин, в зданиях переключающей арматуры, цехах регенерации ДЭГа и на компрессорных станциях. Нормирование условий труда по шуму производится согласно ГОСТ 12.1.003-83. Исходя из стандарта, устанавливается предельно-допустимые уровни звукового давления, указанные в таблице 8.4 [20].

Таблица 8.4 – Предельно-допустимые уровни звукового давления

Характеристика помещения	Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звукового давления, дБА
	66	185	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочее место в помещении и на территории	99	92	86	83	80	78	76	74	85

С целью снижения вредного влияния шума на организм работников при проведении технологических процессов следует предусматривать применение следующих методов:

- снижение уровней шума при производстве процессов и работе оборудования;
- использование дистанционно контролируемого оборудования и средств автоматизации;
- применение звукоизолирующих ограждений;
- установка поглотителей шума и звукопоглощающих облицовок;
- покрытие вибрирующего оборудования специальными демпфирующими материалами, имеющими высокое внутреннее трение;
- применение виброизоляции путем установки вибрирующего оборудования на амортизаторы или специальные фундаменты.

В качестве защиты от вредного влияния шума согласно ГОСТ 12.4.051-87 «Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний» работникам, подвергающимся повышенным уровням шума, следует применять средства индивидуальной защиты органов слуха (наушники, вкладыши, шлемы). В таблице 8.5 представлены требования акустической эффективности для различных средств защиты от шума [21].

Таблица 8.5 – Акустическая эффективность противошумов

Тип противошума	Группа	Акустическая эффективность, дБ, в третьоктавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц, не менее						
		125	250	500	1000	2000	4000	8000
Противошумные наушники (в том числе с креплением на защитой каске)	А	15	20	25	30	35	35	35
	Б	5	10	15	22	28	30	32
	В	-	5	10	15	20	25	25
Противошумные вкладыши	А	14	18	22	25	30	30	30
	Б	10	15	18	20	22	24	26
Противошумные шлемы	А	20	23	30	35	40	45	45
	Б	10	15	25	30	35	40	40

В таблице 8.6 [22] представлены предельно-допустимые уровни вибрации, нормируемые согласно ГОСТ 12.1.012-78.

Таблица 8.6 – Предельно-допустимые уровни виброскорости

Вид вибрации	Логарифмические уровни виброскорости дБ в октавных полосах со среднегеометрическими полосами, Гц					
	2	4	8	16	31,5	63
Технологическая (3 категории) в произв. помещениях и на территории	108	99	93	92	92	92

В целях снижения вредного влияния вибрации на здоровье работающих следует предусматривать следующие мероприятия:

- снижение уровня вибрации непосредственно в вибрирующем оборудовании конструктивно и технологически;
- снижение уровня вибрации путем применения виброизоляции и вибропоглощения (специальных сидений, площадок с пружинной изоляцией, резиновых и паролоновых виброгасящих настилов и т.д.);
- применение дистанционного управления и средств автоматике;
- предотвращение контакта работников с вибрирующим оборудованием и его поверхностью.

Повышенная загазованность рабочей зоны

При проведении операторами по добыче нефти и газа различного рода работ может меняться состав воздуха. Изменение состава воздуха может нести вред здоровью рабочих, выражающийся в:

- пониженной концентрации кислорода;
- испарение вредных веществ;
- образовании взрыво- и пожароопасных смесей.

Исполнители газоопасных работ должны быть обеспечены соответствующими характеру выполняемой работы средствами индивидуальной защиты (антистатическая одежда, искробезопасная обувь, перчатки, защитные очки и средства защиты органов дыхания), переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении, газоанализаторами и инструментами в искробезопасном исполнении.

Перед тем как приступить к непосредственно газоопасным работам, должен быть проведен комплекс подготовительных работ. Подготовка объекта к проведению на нем газоопасных работ осуществляется эксплуатационным персоналом опасного производственного объекта.

Место проведения газоопасной работы в пределах площади, где возможно поступление паров и газов опасных веществ, должно быть обозначено предупреждающим знаком «Газоопасные работы». Все электроприводы оборудования должны быть отключены от источников питания,

соответствующие выключатели заблокированы и обозначены табличками «Не включать – работают люди».

Во время проведения подготовительных работ должен выполняться отбор проб воздушной среды обученным и имеющим допуск персоналом с занесением результатов замера в наряд-допуск. Используемые при этом газоанализаторы должны быть во взрывозащищенном исполнении и проверены. Замер должен проводиться не реже одного раза за 30 минут.

После окончания подготовительных работ исполнители газоопасных работ приступают непосредственному выполнению работ. При этом исполнители работ должны использовать все перечисленные СИЗ и инструменты. В случае повышения концентрации горючих веществ более 10 % от НКППП газоопасные работы следует немедленно прекратить, а людей вывести из опасной зоны.

Воздействие вредных веществ

Одним из веществ, используемых в процессе газодобычи, является метиловый спирт, или метанол. Метиловый спирт – бесцветная прозрачная жидкость, по вкусу и запаху напоминающая винный (этиловый) спирт. При нормальных условиях имеет плотность 0,79 г/см³ и температуру кипения 65 °С [7]. Растворяется в воде, спиртах и других органических соединениях.

Метиловый спирт – крайне вредное и опасное вещество. Согласно классификации опасных грузов метанол относится к 3 классу легковоспламеняющихся жидкостей, к подклассу 6.1 ядовитых веществ, к 3 классу опасности вредных веществ по степени воздействия на организм [28].

В качестве яда метанол воздействует в основном на нервную и сосудистую системы, с резко выраженным кумулятивным действием, т. е. обладает свойством накапливаться в организме. Токсичность метанола обусловлена двумя основными факторами: длительностью его окисления и вредным влиянием продуктов его метаболизма: формальдегида и муравьиной кислоты. Смертельная доза метанола при приеме внутрь составляет 30 г. Тяжелое отравление, сопровождающееся слепотой, может быть вызвано 5-10 г.

Первая помощь пострадавшему в результате отравления метанолом заключается в выводе яда из организма посредством промывки желудка большим количеством воды. Для этого дают выпить более полулитра воды и вызывают рвоту посредством нажатия на корень языка. Данные действия повторяются до полной промывки желудка (рекомендуется использовать около 10 литров воды). Затем пострадавший должен принять 10-20 таблеток активированного угля либо другое вещество, обладающее противотоксичным действием (молоко, яичный белок, кисель и т. д.). Также действенным противоядием является этиловый спирт. Для этого пострадавшему после промывки желудка дают 200 мл 30-40% процентного алкоголя.

Метанол – летучее соединение, способное испаряться в больших количествах. Воздействие паров метанола проявляется в раздражении слизистых оболочек глаз, головных болях, звоне в ушах, невритах, расстройствах зрения и более высокой подверженности заболеваниям верхних дыхательных путей. Предельно допустимая концентрация паров метанола в воздухе рабочей зоны составляет 5 мг/м³ [23].

С целью наглядной идентификации метанола в случае его утечки и разлива предприятиями используется окрашивание метанола в темный цвет. При этом концентрация растворяющегося красителя должна составлять 2-3 л на 1000 л растворителя.

При производстве работ с применением метанола должны быть соблюдены меры по обеспечению работников средств, защищающих от вредного воздействия метанола. Каждый рабочий должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты кожного покрова, органов дыхания и зрения: резиновые сапоги и перчатки, фартуки промышленные, противогазы марки «А», а также специальные костюмы для защиты всего тела.

Метанол является взрывопожароопасным веществом. Температура вспышки метанола составляет 6°С, нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП – минимальное количество горючих газов в воздухе при нормальных условиях, у которого при воспламенении горение

распространяется на весь объем несгоревшей смеси и развивается давление взрыва, превышающее 5кПа.) метанола составляет 6,7% по объему, верхний предел (ВКПП) – 34,7%. В связи с этим при работах с метанолом должны соблюдаться требования по безопасному проведению газоопасных работ. Разрешается использовать только исправные искробезопасные инструменты. Ведение работ должно быть прекращено при содержании метанола в воздухе более 20% от НКПП, т. е. 1,24% для метанола.

8.2.2 Анализ опасных факторов

Территория газового промысла и кустов газовых скважин является опасным производственным объектом. Данная опасность обусловлена сложностью технологического процесса добычи и подготовки природного газа. При выполнении работ на всех этапах процесса могут возникать опасные производственные факторы, представляющие угрозу здоровью и жизни трудящихся.

Возникновение опасных факторов при производстве работ на газовом промысле обусловлено:

- работой с сосудами под высоким давлением (фонтанная арматура газовых скважин, газопроводы-шлейфы и метанолопроводы, сепараторы и абсорберы, компрессоры и насосы, и т. д.);
- возможностью утечек газа и паров взрывопожароопасных и ядовитых веществ через негерметичности запорной арматуры и фланцевых соединений;
- использованием в технологическом процессе вредных и опасных веществ (метанол, ДЭГ, кислоты);
- периодическим организацией газоопасных и огневых работ;
- применением электроинструмента;
- применением крупногабаритной техники (краны, тракторы, передвижной паровой установки т. д.);
- проведением работ на открытом воздухе в холодное время года под

воздействием низких температур и ветра;

- работой в зоне обитания кровососущих насекомых и диких животных.

Механические опасности

Технологическое оборудование, такое как обвязка газовых скважин, трубопроводы, сепараторы и абсорберы, работают под повышенным давлением до 8 МПа. Связи с этим существует риск разрушения оборудования, в результате чего может образоваться зона повышенного давления и пожара. При этом создается угроза здоровью и жизни работающих [24].

Статическое электричество

При течении жидкости в трубопроводах и технологических установках может возникать статическое электричество вследствие трения потока жидкости о стенки трубопроводов и оборудования. При этом статический заряд образуется как в самом потоке жидкости, так на стенках вмещающих емкостей. Возникающий заряд статического электричества может быть достаточным для образования искры при разряде, которая может послужить источником возникновения пожара и взрыва.

Для предотвращения накопления статического электричества на стенках технологического оборудования необходимо принимать меры антистатической защиты, главным из которых является заземление всего оборудования [25].

Электробезопасность

Практически все оборудование на территории газового промысла электрифицировано. На кустах газовых скважин также имеются электрические средства автоматики и телеметрии. В связи с этим всё эксплуатируемое электрооборудование должно соответствовать требованиям правил работы с электроустановок.

В целях предотвращения несчастных случаев, которые могут повлечь за собой травмирование человека, работники знают правила эксплуатации электрооборудования и следовать им. Работы с электрооборудованием должны производиться при использовании средств индивидуальной защиты, к которым относятся [26]:

- специальная одежда антиэлектростатическая;
- средства защиты рук антиэлектростатические;
- специальная обувь антиэлектростатическая;
- предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца).

Также должна быть предусмотрена молниезащита сооружений в соответствии с [29].

Пожарная безопасность

Противопожарная защита объектов газового промысла, в целом, действует в трех направлениях: предупреждающем, извещающем и ликвидирующем [27].

К первому направлению относятся: применение негорючих материалов в несущих и ограждающих строительных конструкциях (в том числе и в противопожарных преградах); использование объемно-планировочных решений, параметры которых не превышают нормативных значений; ведение технологических процессов в герметичных системах; оснащение оборудования необходимыми предохранительными устройствами; применение электрооборудования в исполнении, соответствующем классу зон, в которых оно установлено; автоматическое поддержание параметров технологических процессов на заданных уровнях; выполнение мероприятий по предотвращению образования взрывоопасных смесей и растекания горючих и легковоспламеняющихся жидкостей; возможность остановки ГП с последующим освобождением систем от газа от одной кнопки.

К второму направлению относятся: наличие пожарной сигнализации как внутри помещений, так и снаружи; расстановка ручных пожарных извещателей по территории (у блоков подогревателей газа, на установках охлаждения газа, у каждого газоперекачивающего агрегата; вокруг склада масел); звуковое оповещение на постоянные и временные места; громкоговорящее оповещение по территории.

К третьему направлению относятся: наличие автоматических установок

пожаротушения; наличие кольцевого и внутренних противопожарных водопроводов с установкой на них пожарных кранов, гидрантов и кнопок запуска пожарных насосов; наличие неприкосновенного запаса воды, хранимого в резервуарах УКПГ; возможность подключения передвижной техники для тушения пожара; оснащение всех зданий и сооружений первичными средствами пожаротушения.

8.3 Экологическая безопасность

В процессе подготовки газа при эксплуатации технологического оборудования образуются отходы производства, загрязняющие окружающую среду. В данном разделе представлены характеристики загрязняющих веществ, источники их возникновения и меры по снижению их влияния на природу.

При работе газового промысла образуются отходы, которые могут загрязнять *литосферу*. Характеристика основных отходов, образующихся при эксплуатации ГП-4, места их складирования, методы переработки и утилизации приведены в таблице 8.7 [14].

Таблица 8.7 – Характеристика отходов, образующихся при эксплуатации ГП-4

Наименование отхода и его агрегатное состояние (твердое, жидкое)	Периодичность образования	Кол-во т/год	Место использования или условие (метод)и место захоронения, обезвреживания, утилизации	Место складирования, вид транспорта
Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	Периодически	0,055	Передача по договору на утилизацию	Герметический контейнер (ящик для ламп)
Отходы тары из-под лакокрасочных материалов	Периодически	0,440	Полигон ТСО ЯГКМ	Склад краски
Масла турбинные отработанные	Периодически	48,884	Передача по договору на переработку	Цистерна
Мусор бытовой	Периодически	14,260	Полигон ТБО	Контейнер ТБО

Мероприятия по снижению негативного влияния на литосферу:

- отработанные нефтепродукты необходимо хранить в специально оборудованных емкостях и по мере накопления вывозить;
- песок, загрязненный мазутом и маслами, утилизируется путем отжига на ГФУ;
- шлам от очистки технологических емкостей накапливаются в специальных контейнерах, установленных на железобетонных экранах, с последующим захоронением на полигоне.

В период эксплуатации объектов УКПГ-4 и ДКС Ямбургского НГКМ источниками выбросов загрязняющих веществ в *атмосферу* являются здания и сооружения, расположенные на УКПГ, ДКС, факельного хозяйства, на кустах скважин. По времени воздействия источники загрязнения атмосферы УКПГ-4 и ДКС подразделяются на постоянные и периодические.

К основным источникам постоянного действия относятся дымовые трубы печей огневой регенерации ДЭГа и метанола, подогревателя газа собственных нужд пункта редуцирования газа, печей УПТ, выхлопные трубы ГПА, утечки через негерметичности ЗРА, фланцев, дыхательная арматура емкостей ДЭГа и метанола склада ГСМ, ДЭГа и метанола.

К источникам периодического действия относятся свечи продувок газопроводов топливного, пускового и импульсного газов, свечи продувок оборудования, свеча рассеивания УКПГ, свечи пуска и остановки ГПА, свечи стравливания газа ДКС, амбары ГФУ кустов скважин.

В таблице 8.8 представлен перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от оборудования газового промысла [14].

Таблица 8.8 – Загрязняющие вещества газового промысла и их ПДК

Наименование загрязняющего вещества	Код загрязняющего вещества	Суммарное (валовое) количество загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, т/год	ПДК м.р., мг/м ³	Класс опасности вещества
Метан	410	2864,250449	7000	не установлен
Оксид углерода	337	5160,038146	5.0	IV
Диоксид азота	301	956,606622	0.085	II
Оксид азота	304	932,81561	0.4	III
Метанол	1052	88,903	1.0	III
ДЭГ	1023	0,328	0.2 (с.с)	IV

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается обеспечением полной герметизации технологических процессов подготовки газа, геометрическими параметрами соответствующей свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, при которых происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы. Все виды сбросов газа должны осуществляться на свечу, сбросы при продувке скважин на факел.

Сточные воды от санузлов и душевых бытовых помещений комплекса сооружений УКПГ-4 поступают в канализационную насосную станцию (КНС) бытовых стоков и далее по напорному коллектору внеплощадочных сетей направляются на канализационные очистные сооружения (КОС). Очищенные хозяйственно-бытовые сточные воды сбрасывают в р. Собетьяха.

Отходами производства, загрязняющими *гидросферу* являются производственные сточные воды, в состав которых входят конденсационная вода, образующаяся в результате осушки газа; вода с установки регенерации ДЭГа; промывные воды от промывки технологического и емкостного оборудования, а также трубопроводов перед ревизией.

Постоянно нарабатываемые производственные сточные воды собираются в емкости Е-12, откуда насосом непрерывно откачиваются на горелку горизонтального факельного устройства (ГФУ). В соответствии с данными техпаспорта, ГФУ предназначено для термической нейтрализации жидких

отходов, содержащих органические примеси, соли, механические примеси и др. В результате горения газожидкостного потока происходит испарение жидкости с одновременным сжиганием вредных примесей.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По различным причинам, связанным с природными явлениями, нарушениями правил эксплуатации технологического оборудования и человеческим фактором, существует риск возникновения чрезвычайных ситуаций, которые могут привести к разрушению оборудования и человеческим жертвам. При возникновении чрезвычайных ситуаций работники промысла должны действовать согласно Плану по ликвидации аварий.

Наиболее вероятной причиной возникновения ЧС является разрыв оборудования, работающего под высоким давлением, и следующая за этим взрывоопасность газа.

В целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций должны проводиться следующие мероприятия:

- непрерывный контроль за состоянием промышленного оборудования;
- установка средств автоматики для своевременного предупреждения персонала о возникновении чрезвычайной ситуации;
- регулярный инструктаж работников о правилах эксплуатации оборудования и правилах поведения в случае риска возникновения чрезвычайной ситуации.

Мероприятия по устранению чрезвычайных ситуаций:

- следить за исправной работой пожарной безопасности;
- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может в кратчайшие сроки потушить возгорание;
- незамедлительно сообщать сменному инженеру о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;

- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда специальной бригады;
- включить кнопку пожарной сигнализации, та же при малой опасности.

8.5 Выводы по разделу

В данной главе были рассмотрены основные вопросы организации труда при работе оператора по добыче нефти и газа на Ямбургском месторождении. Были изучены правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности, а также вопросы производственной безопасности. Был представлен анализ вредных и опасных производственных факторов, сопровождающих процесс добычи и подготовки природного газа. Также было рассмотрено влияние ведения технологического процесса на окружающую среду и возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на УКПГ.

Обеспечение безопасности труда работающего персонала должно занимать одну из ведущих ролей при ведении любого промышленного производства. Невыполнение требований безопасности может привести к различным последствиям, среди которых могут быть как временные остановки производства, так и возникновение чрезвычайных ситуаций, носящих характер техногенных катастроф и приводящих к человеческим жертвам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Падение пластового давления в период падающей добычи приводит к ряду проблем, затрудняющих процесс подготовки природного газа к магистральному транспорту. К основным из них относятся увеличивающееся влагосодержание добываемого потока, а также введение дожимных компрессорных станций, нагревающих газ при сжатии. Дальнейшее снижение отборов газа и пластового давления будет приводить к необходимости обеспечения регламентируемой степени осушки природного газа, что при работе установки комплексной подготовки газа на текущем режиме будет трудно достижимо либо недостижимо вовсе. В связи с этим в работе был рассмотрен вариант повышения эффективности действующей технологии подготовки природного газа путем введения двухстадийной осушки на разных термобарических режимах ступеней осушки.

Для определения зависимости качества осушки природного газа от различных факторов в моделирующей среде Honeywell Unisim Design были проведены исследования влияния таких параметров, как

- температура контакта газ-ДЭГ;
- давление в абсорбере;
- концентрация абсорбента;
- вид абсорбента,

на технологические показатели работы действующей установки комплексной подготовки газа, к которым были отнесены

- точка росы по воде осушенного газа;
- кратность циркуляции абсорбента;
- количество уносимого потоком осушенного газа абсорбента;
- потребляемая насосом мощность для подачи абсорбента в абсорбер;
- энергетическая нагрузка колонны регенерации.

В результате было выяснено, что наиболее предпочтительно проведение абсорбции при минимально возможных температурах контакта газ-ДЭГ,

поскольку это позволяет снизить кратность циркуляции ДЭГа, а также мощность насоса регенерированного ДЭГа, потери гликоля с осушенным газом и тепловую нагрузку на колонну регенерации. Выявлено, что минимальная температура, при которой достигается наиболее оптимальные параметры работы системы, составляет 5 °С. Данная температура определяется вязкостью абсорбента и его поглотительной способностью. Снижение температуры контакта газ-ДЭГ с 15 °С до 5 °С приводит к снижению кратности циркуляции абсорбента почти в два раза, при этом пропорционально снижаются нагрузки на насос подачи регенерированного ДЭГа и колонну регенерации. Снижение температуры также приводит к значительному снижению потерь ДЭГа в испарённом виде: от 0,324 кг/ч при 15 °С до 0,117 кг/ч при 5 °С.

Исследование влияния давления на эффективность осушки показало, что повышение давления приводит к снижению расхода регенерированного ДЭГа, а также потерь гликоля с осушенным газом. При проведении осушки на максимально возможном давлении (7,5 МПа) кратность циркуляции ДЭГа снижается на 23,6 %, при этом потери гликоля с осушенным газом также снижаются на 15,7 % вследствие снижения капельного уноса.

Концентрация регенерированного гликоля и его вид также играет значительную роль в процессе абсорбции. Повышение концентрации регенерированного ДЭГа приводит к более глубокой осушке газа при использовании меньшего количества ресурсов. Замена ДЭГа на ТЭГ позволяет проводить осушку природного при высоких температурах контакта (до 25 °С) в теплый период года.

Моделирование двухстадийной осушки природного газа на УКПГ-4 Ямбургского месторождения показало, что внедрение данной технологии позволяет повысить эффективность процесса подготовки добываемого потока к магистральному транспорту. Выяснено, что введение второй ступени абсорбции позволяет сократить расход регенерированного ДЭГа в 2,65 раза (от 3189 кг/ч до 1205 кг/ч). При этом снижается мощность насоса, подающего абсорбент в систему, на 43 %. Немаловажно то, что введение предложенной модернизации

технологии приводит к снижению капельного уноса на 15,8 % (от 2,42 кг/ч до 1,85 кг/ч), что снижает потребность в подпитке системы свежим гликолем.

В пользу внедрения двухстадийной осушки также говорит тот факт, что на действующей УКПГ-4 имеется простаивающее оборудование, необходимое для модернизации: из девяти имеющихся технологических ниток цеха осушки газа, работавших со времен периода постоянной добычи, в настоящий момент эксплуатируются лишь три нитки. В связи с этим введение двухстадийной осушки могло бы производиться с минимальными капитальными затратами. К тому же, это позволит вывести неактивное оборудование из простоя, тем самым повысив эффективность процесса.

Список публикаций

1. А.А. Серебрянников, Б.О. Шагдуров Анализ эффективности применения противотурбулентных присадок на нефтепродуктопроводах. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 922 с.

Список использованных источников

1. Статистический обзор мировой энергетики [Электронный ресурс] : Ежегодный обзор состояния мировой энергетики за 2017 год, составляемый ВР. URL: <https://www.bp.com>, свободный. — Яз. англ. Дата обращения: 30.03.2018.
2. Гриценко А.И., Истомина В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
3. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов: пер.с англ. под редакцией С.Ф. Гудкова. -М.: Недра, 1977, 345 с.
4. Краткий электронный справочник по основным нефтегазовым терминам с системой перекрестных ссылок. — М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. М.А. Мохов, Л.В. Игневский, Е.С. Новик. 2004.
5. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 2008. - 161 с.
6. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Учебное пособие. – Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2013. – 100 с.
7. Химическая энциклопедия / Редкол.: Кнунянц И.Л. и др.. — М.: Советская энциклопедия, 1988. — Т. 1 (Абл-Дар). — 623 с.
8. Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.
9. Истомина В.А., Ефимов Ю.Н. Усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа на северных месторождениях // Сб. науч.трудов: Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера. -М.: ВНИИГАЗ, 1995. -с.59-72.
10. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.

11. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.
12. Дымент О.Н., Казанский К.С., Мирошников А.М. Гликоли и другие производные окиси этилена и пропилена. – М.: Химия, 1976. – 376 с.
13. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия “Газпром Добыча Ямбург” - 2010 г. – ПАО Газпром. – 220 с.
14. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа ГП-4 Ямбургского НГКМ. – 2013 г. – 269 с.
15. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472 с.
16. Honeywell Unisim Design Brochure [Электронный ресурс] — URL: <https://www.honeywellprocess.com>, свободный. — Яз. англ. Дата обращения: 30.01.2019.
17. Mihaela Neagu, Diana Luciana Cursaru Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants – Journal of Natural Gas Science and Engineering №37 (2017) p.327–340
18. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ
19. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
20. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
21. ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
22. ГОСТ 12.1.012-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
23. ГОСТ 12.1.005-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
24. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

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

26. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

27. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования

28. ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка

29. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

Приложение I

Theoretical description of the process of absorption dehydration of natural gas. Problem statement and research objectives

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Шагдуров Буянто Олегович		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ (аббревиатура школы, отделения (НОЦ)) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы _____ (аббревиатура отделения (НОЦ) школы) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

Theoretical description of the process of absorption dehydration of natural gas.

The process of water removing from produced natural gas is called drying. There are several technologies for the dehydration of natural gas, including low-temperature separation, adsorption and – the most widely used – absorption.

Absorption involves the removal of water from the well production fluid through its contact with an absorbent. At the same time, in contrast to adsorption, absorption occurs not only on the surface of the absorbing substance, but in the entire volume of the absorbent. The basis of the physical principle of absorption is the difference in the partial pressures of water in a saturated stream of moist gas and in an absorbent solution.

During drying, the absorbent is saturated with moisture, and its water dissolving capacity decreases. To restore its hygroscopic ability, it is necessary to increase the concentration of the absorbent solution to a certain value. The process of removing moisture from a saturated solution of absorbent is called its regeneration. The regeneration process takes place by evaporation from solution of one of the components during heating and its subsequent condensation. The regenerated absorbent is reused, thus circulating in the gas drying system.

Certain restrictions are imposed on the extracted natural gas regarding the applicability of absorption drying due to its composition:

- the volume fraction of methane should not exceed 97%;
- the volume fraction of liquid hydrocarbons c5 + higher should not exceed 0.2%;
- sulfur compounds must be absent or contained in trace amounts [1].

The efficiency of the absorption drying of gas is characterized by the degree of removal of water vapor from the dried stream, that is, the moisture content of the dried gas. Different countries use different parameters for this: in the United States and Canada, the value “ppm” is used, which is equivalent to mg of water in one standard cubic meter of gas (mg per cubic m). In these countries, the regulated content of water

vapor to gas prepared for the main transport should not exceed 112 mg per cubic meters and 64 mg per cubic meters, respectively.

In the Russian Federation, the current regulated document imposing requirements on the moisture content of the transported gas is the standard of the organization "STO Gazprom 089-2010 Natural combustible gas, supplied and transported via trunk gas pipelines. Technical conditions". According to this standard, the parameter characterizing the moisture content of a gas is the water dew point. The calculation of the dew point value for water is made according to GOST 20060-83 "Combustible natural gases. Methods for the determination of water vapor content and moisture dew point "according to the formula:

$$WDP = \frac{t_1 + t_2}{2},$$

here t_1 is the condensation temperature, ° C;

t_2 is the evaporation temperature, ° C.

For prepared natural gas, this value at the pressure of the main transport of 3.92 MPa should not exceed in the warm period of the year minus 14 ° C, in the cold period - minus 20 ° C. With these values of the dew point, the amount of water in the gas is 65 mg per cubic meters and 30 mg per cubic meters, respectively.

A number of requirements are imposed on absorbents used in drying facilities. The substances used must have the following basic properties:

- high hygroscopicity, i.e. sorption of water from the gas stream;
- poor inter-solubility of the absorbent and gas hydrocarbons;
- low value of saturated vapor pressure;
- easy regeneration with the need to achieve high concentrations;
- resistance to thermal and chemical decomposition;
- low corrosion capacity in relation to the process equipment under its operating conditions;
- low foaming ability;
- chemical inertness in relation to the components of the produced gas.

All these requirements are sufficiently satisfied by glycols, possessing high hygroscopicity, low values of vapor pressure, high ability to regenerate when heated, chemical inertness with respect to gas components, low probability of foaming.

Today, diethylene glycol and triethylene glycol are most often used as an absorbent in gas drying installations. At the same time, diethylene glycol is most commonly used in Russia, while triethylene glycol is most commonly used in foreign practice. The choice of diethylene glycol as an absorbent in the gas fields of the Russian Federation is mainly due to its price and the availability of an industrial base in chemical plants for its supply.

Table 3 [2] shows the general physicochemical properties of diethylene glycol and triethylene glycol.

Table 3 – General physico-chemical properties of diethylene glycol and triethylene glycol

Name of indicator	Value of indicator for a glycol	
	Diethyleneglycol (DEG)	Triethyleneglycol (TEG)
Molal weight, kg per kmole	106,12	150,18
Relative density	1,1180	1,1274
Reid vapour pressure at 20 °C, MPa	0,01	0,01
Temperature, °C		
congelation	-8,0	-7,2
boiling	224,8	278,3
destruction	164	206
flashpoint	143,3	165,5
Latent heat of evaporation, kkal per kg	150	99,4
Viscosity (absolute) at 20 °C, MPa*s	35,7	47,8
Refraction coefficient	1,4472	1,4531
Surface tension at 20 °C, mN per m	48,3	45,2
Specific thermal capacity, kJ per (kg*K)	2,09	2,20
Electric conductivity at 25 °C, O ⁻¹ *sm ⁻¹	3,1*10 ⁻⁸	8,4*10 ⁻⁸
Electrical dipole moment at 30 °C	2,69	3,00
Critical temperature, °C	410	440
Critical pressure, MPa	5,10	3,72

The dehydration of natural gas occurs at gas treatment plants, the main elements of which are the absorption dehydration unit and the regeneration unit.

The modern design of the absorber includes three sections:

- separation, in which the primary drying occurs by removing drip water;
- mass transfer, in which the remaining part of the dissolved water passes into the absorbent upon contact on the mass transfer plates;
- filtration, in which the capture of absorbent with the gas flow occurs.

A regeneration plant typically includes dividers, heat exchangers and furnaces. In separators, weathering of natural gas dissolved in a saturated absorbent and partial separation of water, methanol and condensate occur. Heat exchangers are designed to exchange heat flows cold saturated and hot regenerated; this reduces the amount of thermal energy that must be transferred to a saturated absorbent for its regeneration, and there is also no need to install refrigeration machines to cool the hot stream of the regenerated absorbent. In the furnaces, the required concentration of the absorbent is achieved by heating it to a certain temperature.

The efficiency of the use of absorbers in the dehydration of natural gas is characterized by two main indicators:

- dew point on the water of the prepared gas;
- the number of irretrievable losses of the absorbent substance.

During the operation of absorbers, there are inevitable losses of the absorbent for various technological reasons, the main articles of which are:

- absorption of the absorbent in the drop form with the prepared gas flow (up to 80%);
- loss in vaporized form with dry gas (up to 20%);
- losses with reflux during the regeneration process (up to 10%) [3].

Also sources of glycol loss are losses with gas degassing from weathering, due to thermal decomposition during regeneration at high temperatures, leakage in communications and losses during repair work, losses during transportation and pumping. These sources of losses are mostly small and can add up to only a few percent of the total glycol losses.

The degree of removal of water from the raw gas in the absorbers is determined by the following main factors:

- the amount of water in the raw gas;
- technological mode of operation of the absorber;
- the type of absorbent used;
- the applied technology of absorbent regeneration [4].

Problem statement and research objectives

The Yamburgskoye oil, gas and condensate field has been developed since 1980 and is at the final stage. To date, more than 5 billion cubic meters of natural gas has been produced. The final stage of development is characterized by such factors as a decrease in reservoir pressure and temperature, as well as an increase in the moisture content of the gas. For comparison, at the time of the start of operation of Gas field No. 4, the reservoir pressure was more than 11 MPa. At the moment, it has dropped to less than 2 MPa [5].

The decrease in reservoir pressure directly affects the amount of produced water carried with the gas: a decrease in the former leads to an increase in the latter. Figure 2.1 shows the dependence of moisture content on reservoir conditions [6]. Moisture contained in the stream condenses when the temperature decreases and can form liquid plugs both in the bottomhole formation zone and in the piping system and process equipment.

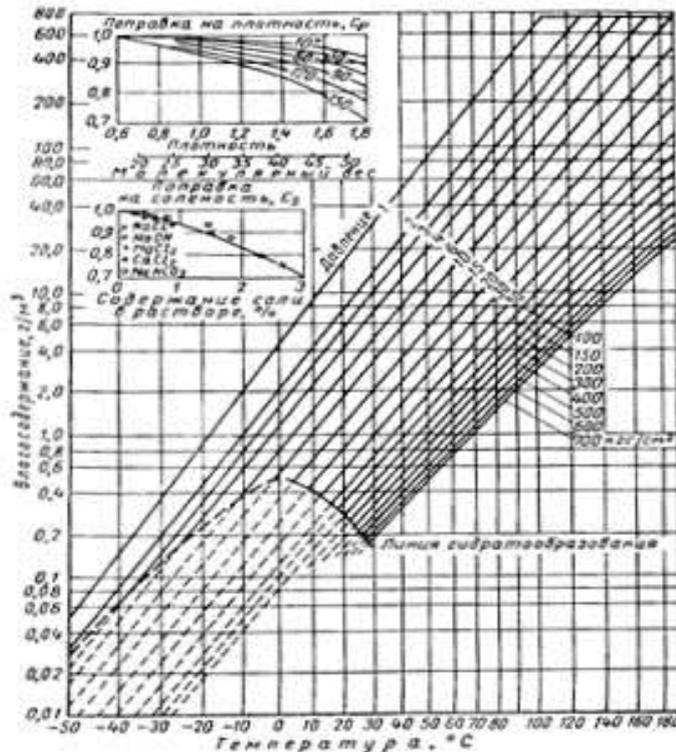


Figure 2.1 – The water content of natural gas depending on pressure and temperature

Another main problem accompanying the process of developing gas and gas condensate fields at all stages of its life is the formation of gas hydrates on the walls of pipelines. Gas hydrates are solid compounds consisting of molecules of natural gas and water. Delaying on the walls of pipelines, they reduce the flow area and can lead to its complete overlapping. Hydrates are formed at high pressures and low temperatures, as well as on the amount of water in the extracted products. Therefore, in the initial stages of development, the formation of hydrates is due to high gas pressures. With a decrease in pressure, the temperature of hydrate formation decreases, but at the same time, the tendency to carry out formation water from the wells increases, which contributes to the formation of hydrates and ice.

To prevent hydrate formation, a hydrate formation inhibitor, methanol, is supplied. Methanol can be supplied both into the annulus of the well and into the tubing string. The dependence of the required concentration of methanol in the condensing liquid in gas pipelines on the gas parameters to prevent ice and hydrate formation is shown in Figure 2.2 [4].

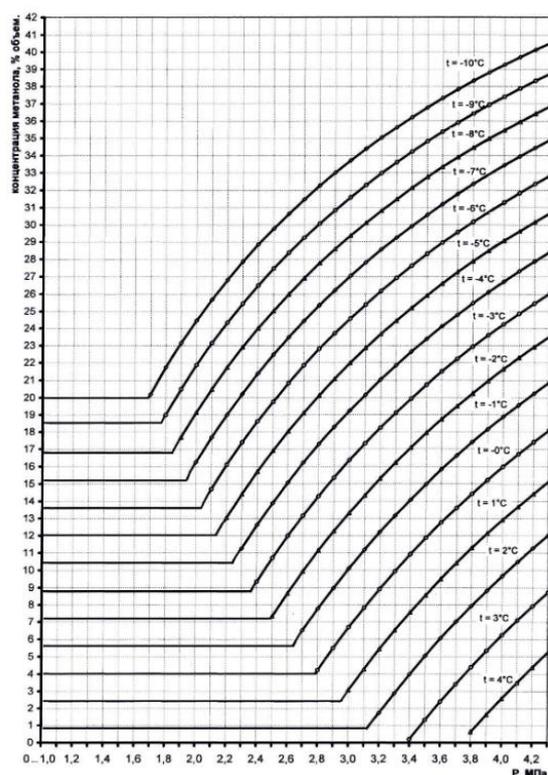


Figure 2.2 – Dependence of the required concentration of methanol from the parameters of the gas to prevent ice and hydrate formation

When reservoir pressure drops, it becomes necessary to compress the gas to ensure efficient operation of the process units and to supply gas to the main pipeline. For this purpose, boosting compressor stations (BCS) are introduced which compress the gas to pressures of 5-6 MPa. This leads to the heating of the gas and the need for its cooling. With insufficient gas cooling (30 °C and above), the efficiency of the absorbers decreases, which directly depends on the contact temperature of the gas-absorbent.

With an increase in the amount of moisture contained in the well production, the complexity of its extraction by absorption increases. In order to achieve regulated quality indicators, it is necessary to increase the rate of circulation of the absorbent and its concentration. Salts contained in the formation water pollute the absorbent and lead to a decrease in its hygroscopic characteristics.

The drop in reservoir pressure at a constant production volume leads to an increase in the linear velocity of the produced stream. This reduces the efficiency of the filter sections of the absorbers and increases the entrainment of the absorbent with

dry gas. There is a need for frequent replenishment of its stocks, which increases financial costs.

The factors listed above, which characterize the final stage of development of the Yamburgskoye field, determine the problem of increasing the efficiency of gas preparation by the method of absorption drying. It is necessary to study the mode of operation of the complex gas treatment plant to determine the optimal parameters of its operation and increase the resource and energy efficiency of the process.

The technology of two-stage absorption of natural gas is a little-studied, but rather promising option for the modernization of traditional absorption drying. In Russia, this technology has found application only at UKPG-3 of the Urengoykoye field. The experience of its operation shows the compliance of the design indicators with real and high reliability. The use of two stages of gas drying, in which one of them is before the BCS, provides lower costs for the regeneration and circulation of the absorbent, increases the reliability of the ABO operation and allows you to choose the optimal mode of operation of the second-stage absorbers, in particular, the lower gas-absorbent contact temperature.

In this regard, it seems relevant to consider the possibility of using this technology at the gas processing plant-4 of the Yamburgskoye field.

To solve the goal of the work it is necessary to solve the following tasks:

- analyze the operation of the gas collection system;
- to simulate the current technology of gas treatment by absorption drying in software;
- to study the influence of the technological parameters of the operation of the absorbers on the drying efficiency;
- study the effect of the selected absorbent on the drying efficiency;
- to simulate and analyze the effectiveness of the introduction of two-stage drying;
- calculate the economic efficiency of project implementation.

Reference

1. Istomin V.A. Gathering and field preparation of gas in the northern fields of Russia / A.I. Gritsenko, V.A. Istomin, A.N. Kulkov, R.S. Suleymanov. – M.: Nedra, 1997. – 473 p.
2. Dymont O. N., Kazansky K. S., Miroshnikov A. M. Glycols and other derivatives of ethylene oxide and propylene. – M.: Chemistry, 1976. – 376 p.
3. Guhman L.M. Preparation of gas from northern gas fields for long–distance transport. – L .: Nedra, 2008. – 161 p.
4. Vyakhirev R.I., Gritsenko A.I., Ter–Sarkisov R.M. Development and operation of gas fields. – M .: LLC “Nedra–Business Center”, 2002. – 880 p.
5. Technology regulations for operation of complex gas treatment plant GP–4 of the Yamburgskoye OGKF. – 2013 – 269 p.
6. Berlin M. A., Gorechenkov V. G., Volkov N. P. Oil and natural gas processing. – M .: Chimiya, 1981. – 472 p.

