

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.279.8(571.121)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванова Динара Денисовна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Иванова Динара Денисовна

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>39-67/с от 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы; 2. Технологическая схема установки комплексной подготовки газа №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, состав природного газа, рабочие параметры процесса абсорбционной осушки газа и регенерации гликоля.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Геолого-физическая характеристика месторождения. Физико-химическая характеристика газа. Влагосодержание газа. Требования к качеству газа. Адсорбционный способ осушки. Метод низкотемпературной сепарации. Теоретические основы процесса абсорбции. Характеристика действующей технологии осушки газа на УКПГ-Х. Влияние

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

	факторов на эффективность процесса подготовки. Исследование технологии двухступенчатой осушки газа. Сравнительный анализ действующей и двухступенчатой технологии.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.23
---	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			10.02.23

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванова Динара Денисовна		10.02.23

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Иванова Динара Денисовна

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.02.2023	Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ	5
10.03.2023	Обзор основных методов подготовки газа	5
22.03.2023	Теоретические основы абсорбционной осушки газа, характеристика абсорбентов, влияние факторов на процесс осушки, регенерация абсорбента.	15
06.04.2023	Анализ эффективности работы УКПГ-Х Ямбургского НГКМ	15
19.04.2023	Исследование двухступенчатой осушки газа	25
27.04.2023	Оценка эффективности подготовки газа в две ступени	10
11.05.2023	Социальная ответственность	10
25.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
13.06.2023	Заключение	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванова Динара Денисовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц, в том числе 33 рисунка, 20 таблиц, 43 источника.

Ключевые слова: природный газ, абсорбционная осушка, температура точки росы, диэтиленгликоль, установка комплексной подготовки газа, абсорбер, двухступенчатая осушка, моделирование.

Объектом исследования является действующая технология подготовки газа абсорбционным методом на установке комплексной подготовке газа №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является оптимизация эксплуатации установки комплексной подготовки газа в условиях падающих пластовых давлений на поздней стадии разработки на Ямбургском НГКМ с помощью введения в технологический процесс второй стадии абсорбционной осушки газа.

В процессе исследования проводилось моделирование с помощью программного комплекса UniSim Design действующей технологической схемы гликолевой осушки природного газа на УКПГ-Х. Был произведен анализ технологии: требуемая температура точки росы при высоких температурах контакта достигается с трудом. Проведена модернизация технологии путем введения второй ступени осушки в абсорбере.

Было выяснено, что внедрение новой технологии позволяет улучшить процесс осушки газа, сократить расход регенерированного абсорбента, а также унос диэтиленгликоля с осушенным газом, и, соответственно, затраты на покупку осушителя.

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа на газовых месторождениях, находящихся на стадии падающей добычи.

Содержание

Введение.....	10
Обозначения и сокращения.....	12
1 Краткая геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ	13
1.1 Общие сведения о месторождении	13
1.2 Газонефтеносность месторождения.....	14
1.3 Физико-химическая характеристика газа.....	14
1.4 Технологические показатели.....	15
2 Технологические процессы подготовки природного газа	16
2.1 Влагосодержание газа.....	16
2.2 Требования к качеству газа.....	18
2.3 Адсорбционный способ осушки газа.....	21
2.4 Метод низкотемпературной сепарации.....	22
2.5 Абсорбционный способ осушки газа.....	24
2.5.1 Теоретические основы процесса абсорбции.....	24
2.5.2 Характеристика абсорбентов.....	25
2.5.3 Технология абсорбционной осушки газа.....	29
2.5.4 Выбор режима установки подготовки газа.....	30
2.5.5 Регенерация абсорбента.....	32
3 Повышение эффективности абсорбционной осушки газа на УКПГ-Х.....	36
3.1 Описание действующей технологии подготовки газа на УКПГ-Х.....	36
3.2 Моделирование технологического процесса подготовки газа на УКПГ-Х.....	37
3.3 Анализ режима работы УКПГ-Х.....	41
3.4 Модернизация технологической схемы абсорбционной осушки газа ...	47
3.5 Введение второй стадии абсорбционной осушки газа на УКПГ-Х.....	51
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	62
4.1 Продолжительность работ	62

4.2 Капитальные вложения	63
4.3 Оплата труда.....	64
4.4 Дополнительные эксплуатационные затраты	65
4.5 Оценка эффективности мероприятия	66
5 Социальная ответственность	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
5.2 Производственная безопасность	73
5.3 Экологическая безопасность.....	81
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
Заключение	86
Список использованных источников	88

Введение

В современном мире природный газ играет важную роль. Газ занимает ведущее место в топливно-энергетическом комплексе страны. Применение природного газа в таких сферах, как энергетическая, химическая и металлургическая, благоприятно влияет на развитие страны. Газ считается наиболее чистым и экологичным углеводородным источником энергии. Согласно статистике бюллетеня ОПЕК за 2021 год, Россия занимает первое место по доказанным запасам природного газа, ее доля составляет 25 % мировых запасов. По добыче природного газа Россия занимает второе место после США [1].

В соответствии с государственным докладом о состоянии минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации 2022 года, извлекаемые запасы природного газа составляют 70,5 трлн м³. Существенный вклад в состояние газовой промышленности в России вносит Федеральный округ. Ямало-ненецкий автономный округ занимает лидирующее место по добыче свободного газа. На его территории расположены уникальные нефтегазоконденсатные месторождения, в число которых входят самые продуктивные в стране: Ямбургское, Заполярное, Уренгойское, Южно-Русское, Бованенковское [2].

В последнее время растет интерес к сжиженному природному газу (СПГ). Сфера СПГ в настоящее время является одной из самых динамичных в энергетической отрасли. СПГ позволяет экономично транспортировать большое количество природного газа с помощью морского транспорта из газодобывающих стран в страны-потребители.

Многие месторождения находятся на стадии падающей добычи газа, которая характеризуется значительным снижением пластового давления. Падение пластового давления приводит к повышению влагосодержания добываемой продукции и увеличению выноса механических примесей. Поэтому в данных условиях подготовка газа до требуемых показателей в целях

безопасной транспортировки газа потребителю становится сложной задачей. Содержание влаги в газе может привести к такой проблеме, как образование гидратов на стенках трубопровода, вследствие чего может снизиться его пропускная способность.

Процесс подготовки происходит на установках комплексной подготовки газа и включает в себя такие стадии, как сепарация газа от капельной жидкости, очистка от механических примесей, осушка, охлаждение.

Увеличение содержания воды в газе на поздней стадии разработки месторождения требует более качественной осушки газа. Поэтому повышение эффективности процесса подготовки природного газа является актуальной проблемой.

Цель работы: повышение эффективности эксплуатации установки комплексной подготовки газа в условиях падающих пластовых давлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении с помощью введения в технологический процесс двухстадийной абсорбционной осушки.

Объект исследования: технологическая схема подготовки газа, применяемая на УКПГ-Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи:

1. Рассмотреть существующую технологию подготовки газа на УКПГ-Х;
2. Построить модель технологической схемы абсорбционной осушки газа;
3. Провести анализ технологических показателей при использовании существующей технологии комплексной подготовки газа;
4. Оптимизировать модель путем добавления второй стадии абсорбционной осушки газа.
5. Оценить эффективность введения дополнительной стадии.

Обозначения и сокращения

- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- ММП – многолетнемерзлые породы
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа
- УППГ – установка предварительной подготовки газа
- АВО – аппарат воздушного охлаждения
- ДКС – дожимная компрессорная станция
- СПГ – сжиженный природный газ
- СТО – стандарт организации
- $TTR_{\text{в}}$ – температура точки росы по воде
- $TTR_{\text{ув}}$ – температура точки росы по углеводородам
- НТС – низкотемпературная сепарация
- ДЭГ – диэтиленгликоль
- ТЭГ – триэтиленгликоль
- РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль
- НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль
- ГФУ – горизонтальная факельная установка
- ГСС – газосборная сеть
- ЗППА – закрытый пункт переключающей арматуры
- УОГ – установка очистки газа

1 Краткая геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ

1.1 Общие сведения о месторождении

Текст содержит конфиденциальные сведения.

1.2 Газонефтеносность месторождения

Текст содержит конфиденциальные сведения.

1.3 Физико-химическая характеристика газа

Текст содержит конфиденциальные сведения.

1.4 Технологические показатели

Текст содержит конфиденциальные сведения.

2 Технологические процессы подготовки природного газа

Природный газ в пластовых условиях тесно взаимодействует с водой. На количество воды в природном газе влияет главным образом его состав, давление, а также температура. При добыче происходит изменение термобарического режима, что приводит к конденсации паров влаги. Выделившаяся из газа вода может вызвать осложнения как в процессе подготовки, так и при его транспортировке к потребителю. Главным осложнением является образование гидратов, которые уменьшают пропускную способность газопроводов и, как следствие, снижают дебит.

Надежную транспортировку газа к потребителю обеспечивают процессы, происходящие на установке комплексной подготовки. Существует несколько типовых технологий осушки природного газа. К ним относятся абсорбционная осушка, адсорбционная осушка и низкотемпературная сепарация.

2.1 Влагосодержание газа

Как было уже сказано выше, в пластовых условиях происходит взаимодействие газа и воды. Влагосодержанием называется отношение массового количества влаги, содержащейся во влажном газе, к массовому количеству сухого газа. Количество воды в природном газе определяется такими показателями, как давление, температура и состав. Повышение температуры приводит к увеличению перехода паров воды в газовую фазу. Однако зависимость количества воды и давления обратная: чем ниже давление, тем большее количество паров воды переходит в газообразное состояние. В тяжелых углеводородных газах влагосодержание меньше, чем в легких. Присутствие H_2S и CO_2 в составе газа приводит к увеличению содержания воды, а наличие N_2 уменьшает [6].

Существует равновесное и относительное влагосодержание газа. Равновесной влагоемкостью газа называют максимальное количество влаги, которое может находиться в паровой фазе определенного состава газа. Данная влагоемкость характеризуется таким показателем, как точка росы.

Точка росы – это температура, при которой газ становится насыщенным влагой при заданном давлении.

Относительная влагоемкость представляет собой отношение количества водяных паров, фактически содержащихся в единице объема газа, к значению равновесной влагоемкости газа при тех же условиях.

Равновесное влагосодержание можно определить по формуле Бюкачека (1).

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

где p – давление газа, МПа;

A – влагоемкость идеального газа при атмосферном давлении, г/м³;

B – коэффициент, показывающий разницу влагосодержания реального и идеального газов, г/м³.

Влагоемкость идеального газа определяется по формуле 2.

$$A = \frac{273 \cdot 10^3 p M}{22,4(t + 273) p z}, \quad (2)$$

где p – давление насыщенных паров воды, МПа;

M – молекулярная масса воды;

z – коэффициент сжимаемости газа;

t – температура, °С.

Также равновесное влагосодержание газа можно определить с помощью номограммы для газа с относительной плотностью, равной 0,6, для различных температур и давлений (рисунок 4).

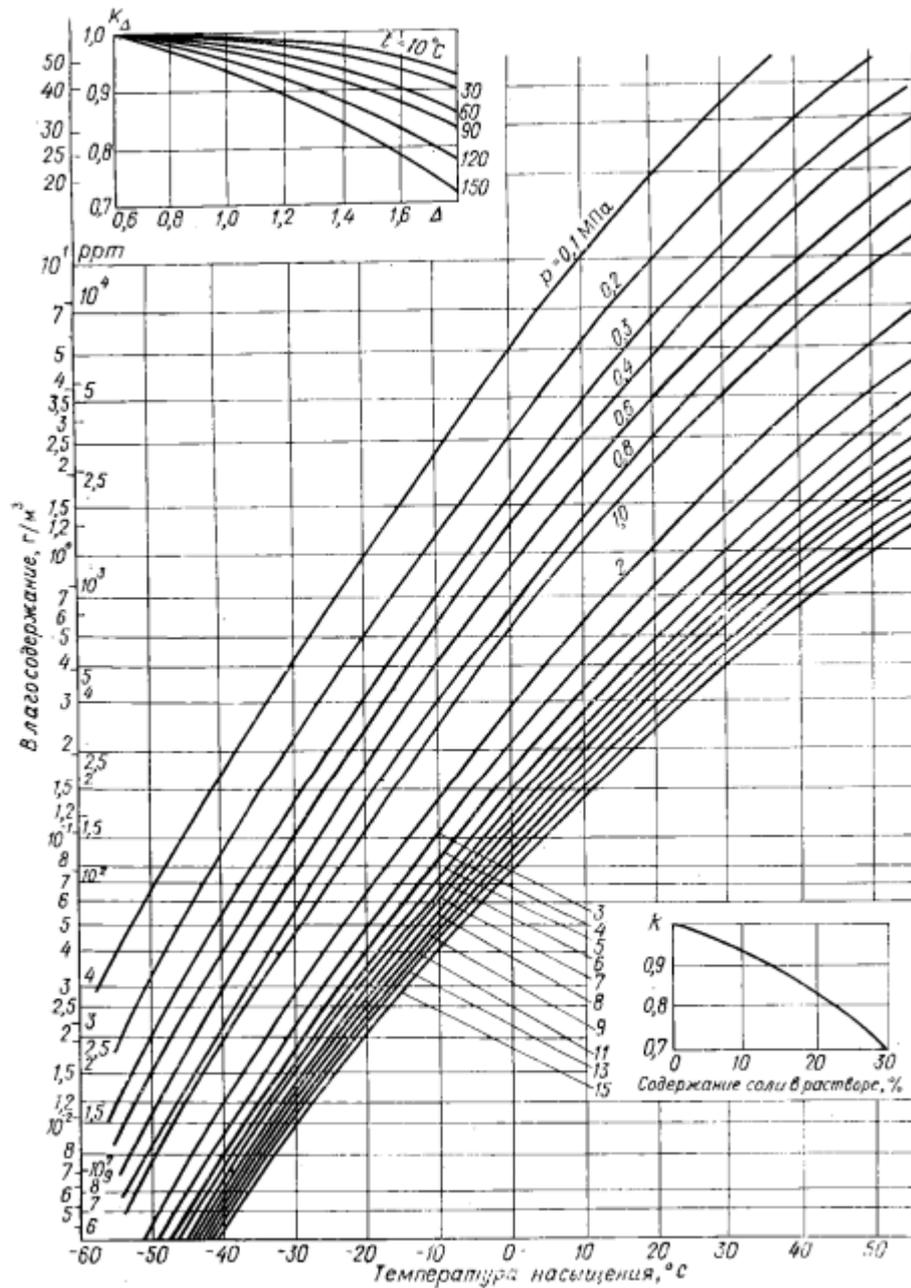


Рисунок 1 – Номограмма равновесного содержания водяных паров [6]

2.2 Требования к качеству газа

Для безопасной и эффективной эксплуатации установки комплексной подготовки природного газа, а также его транспортировки к потребителю без осложнений устанавливаются требования к качеству газа. Технические требования к природному газу разделяются на следующие группы:

1. Требования на газы, поступающие во внутрипромысловые коллекторы (газопроводы) после их первичной обработки на промысле.
2. Требования на газы, подаваемые в магистральные газопроводы.
3. Требования на газы, предназначенные в качестве сырья и топлива при промышленном и коммунально-бытовом потреблении.

Качество природного газа согласно данным требованиям должно удовлетворять следующим условиям:

- Магистральный транспорт газа должен осуществляться в однофазном состоянии.
- В процессе транспорта не должны образовываться гидраты.
- Товарный газ не должен вызывать коррозию трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и т.п.
- Необходимо обеспечить определенные потребительские качества газа как топлива или углеводородного сырья (теплотворную способность) у потребителя с учетом требований безопасности при использовании газа (ограничения на содержание сероводорода).

Соблюдение вышеперечисленных условий контролируется тремя нормативными документами:

1. Отраслевым стандартом на газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам, СТО Газпром 089-2010 [7].
2. Государственным стандартом 5542-2014 на газы природные для промышленного и коммунально-бытового назначения [8].
3. Государственным стандартом 27577-2000 на газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания [9].

Требования СТО Газпром 089-2010, предъявляемые к показателям природного газа, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Физико-химические показатели природного газа, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам [7]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	Умеренного	Холодного
Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: - зимний период - летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
Температура точки росы по углеводородам (ТТР _{ув}) при абсолютном давлении от 2,5 МПа до 7,5 МПа, °С, не выше: - зимний период - летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	
Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030	
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	
Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001	
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	

Важными показателями природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, являются точка росы по воде и по углеводородам. Точка росы по воде определяет условия образования гидратов и, соответственно, надежность и коррозионный износ газопроводов, компрессорных станций и технологического оборудования. Точка росы по

углеводородам определяет условия транспорта продукции в однофазном состоянии. Содержание в природном газе сероводорода приводит к коррозии трубопроводов, поэтому важно также контролировать данный показатель.

2.3 Адсорбционный способ осушки газа

Адсорбцией называют процесс поглощения компонентов газов или жидкостей поверхностью твердых тел, а адсорбентом – твердое поглощающее вещество.

Осушителем является твердый гранулированный обезвоживающий материал с большой эффективной площадью поверхности. В качестве адсорбентов в промышленных процессах осушки газа применяют в основном силикагели и молекулярные сита [10].

Преимуществом твердого осушителя выступает возможность достижения более низких температур точек росы. Адсорбционный метод осушки позволяет обеспечить точку росы до минус 90 °С. Недостатками являются периодичность процесса, относительно большой перепад давления, чувствительность осушителя к снижению сорбционных свойств загрязняющими веществами, содержащимися в газе.

На рисунке 5 представлена принципиальная технологическая схема адсорбционной осушки газа. На схеме один адсорбер предназначен для осушки газа, а другой адсорбер осуществляет регенерацию адсорбента.

Газ из газосборного коллектора поступает в сепаратор, где происходит отделение воды и механических примесей. Затем газ направляется в адсорбер и подается в направлении сверху-вниз для осушки. Сухой газ отводится в межпромысловый коллектор, а сырой поступает во второй адсорбер. В первом адсорбере происходит регенерация адсорбента с помощью осушенного газа, который проходит в направлении снизу-вверх. Газ регенерации охлаждается в аппарате воздушного охлаждения и направляется в вертикальный сепаратор

для отделения жидкости. Далее газ направляется в первый сепаратор и цикл повторяется.

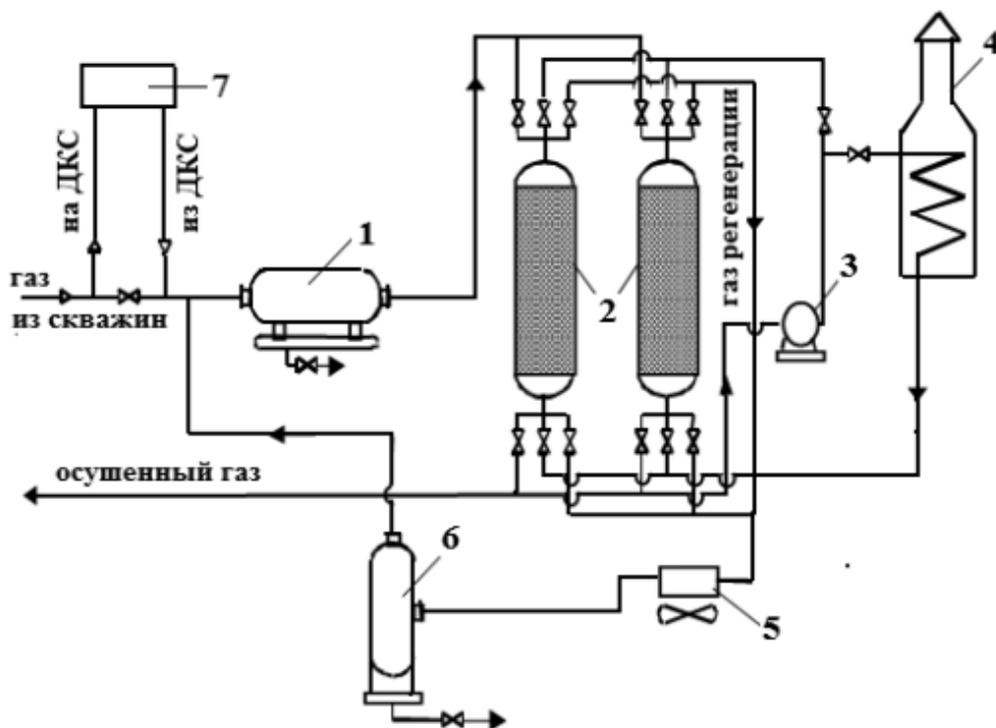


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема адсорбционной установки осушки газа:

1 – сепаратор С – 1; 2 – адсорберы А; 3 – компрессор К; 4 – печь П; 5 – АВО; 6 – сепаратор С – 2; 7 – ДКС [10]

Эффективность адсорбционного процесса определяется температурой регенерируемого газа, давлением в адсорбере, периодом времени между заменами слоя, скоростью газа и выбором адсорбента. Повышение температуры газа ухудшает качество осушки. Уменьшение давления приводит к снижению адсорбционной способности. А снижение скорости газа способствует улучшению процесса осушки [11].

2.4 Метод низкотемпературной сепарации

Низкотемпературная сепарация (НТС) представляет процесс извлечения влаги и углеводородов из природного газа с помощью однократной

конденсации в условиях пониженных температур. Данный способ позволяет подготовить газ в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2019.

Для получения низких температур применяют такие методы НТС, как дросселирование газа высокого давления, использование искусственного холода, турбодетандерных агрегатов, вихревой трубы [12]. В основе первых трех способов лежит эффект Джоуля-Томсона.

Устройствами для достижения низких температур выступают штуцера или дроссели адиабатического расширения газа, холодильные машины, детандеры для дросселирования газа с совершением внешней работы.

При охлаждении газа происходит выделение влаги и углеводородов, что позволяет применять данный метод в процессах осушки газа.

Принципиальная схема низкотемпературной сепарации представлена на рисунке 6.

Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации. После сепаратора газ охлаждается потоком сдросселированного газа в теплообменнике. Затем газ направляется в дроссельное устройство, где охлаждается за счет эффекта Джоуля-Томсона. Газ, содержащий сконденсировавшуюся жидкую фазу, поступает в низкотемпературный сепаратор, где происходит отделение жидкой фазы. Далее очищенный газ от влаги и конденсата проходит теплообменник и направляется в газопровод.

На эффективность процесса низкотемпературной сепарации влияют такие параметры, как давление и температура процесса, состав газа, число ступеней сепарации, термодинамическое равновесие системы, характеристики оборудования.

Процесс абсорбции характеризуется основным уравнением абсорбции, которое определяет количество поглощенного вещества:

$$M = KF(p_r - p_p)\tau, \quad (3)$$

где K – коэффициент массопередачи;

F – поверхность контакта;

p_r – парциальное давление компонента в газовой фазе;

p_p – парциальное давление компонента в газовой фазе, находящейся в равновесии с жидкостью;

τ – продолжительность контакта.

2.5.2 Характеристика абсорбентов

К абсорбентам предъявляется ряд требований, соответствие которым позволяет обеспечить эффективную и безопасную осушку природного газа.

Осушитель должен обладать высокой поглотительной способностью в широком интервале концентраций, давления, температур, низким давлением насыщенных паров, низкой растворимостью с компонентами газа, низкой коррозионной активностью. Абсорбенты должны иметь низкую вспениваемость при контакте с газовой смесью и незначительную вязкость. Осушители должны быть недорогостоящими и нетоксичными. Также важным требованием является простота регенерации.

Этим требованиям в той или иной степени соответствуют гликоли – двухатомные спирты жирного ряда, хорошо смешивающиеся с водой. Гликоли представляют собой прозрачные, бесцветные, довольно вязкие гигроскопические жидкости, не имеющие запаха и обладающие сладким вкусом. Гликоли имеют способность понижать температуру замерзания водных растворов. Они также являются хорошими растворителями для смол, масел, красителей и др [14].

Для абсорбционной осушки природного газа, в основном, применяют диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Гликоли, как было сказано выше, обладают свойством понижать температуру замерзания, это позволяет использовать их в качестве ингибиторов гидратообразования. В качестве ингибиторов нашли применение этиленгликоль и пропиленгликоль [15].

Некоторые физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Физико-химические свойства ДЭГ и ТЭГ [16]

Показатель	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Химическая формула	$C_4H_8(OH)_2$	$C_6H_{12}(OH)_2$
Относительная молекулярная масса	106,12	150,18
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,1184	1,1254
Вязкость при 20 °С, сП	35,7	47,8
Температура, °С - начала разложения - замерзания	164,4 -9,0	206,7 -7,6
Температура кипения, °С при 101,3 кПа при 6,66 кПа	244,8 164	278,3 198
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5,10	3,72

На рисунках 7 и 8 представлены зависимости давления насыщенных паров водных растворов ДЭГ и ТЭГ соответственно от температуры. Данные зависимости позволяют сделать вывод, что с увеличением температуры растет давление насыщенных паров диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

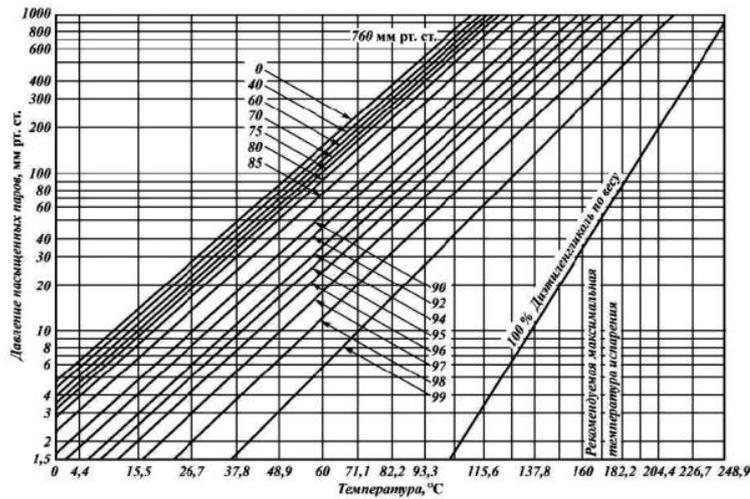


Рисунок 4 – Зависимость давления насыщенных паров водных растворов ДЭГ от температуры [10]

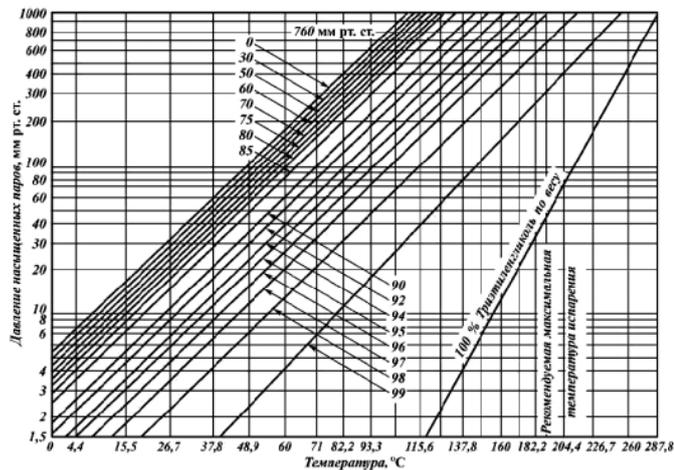
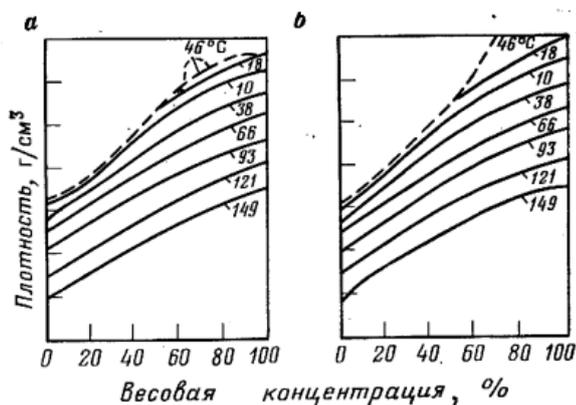


Рисунок 5 – Зависимость давления насыщенных паров водных растворов ТЭГ от температуры [10]

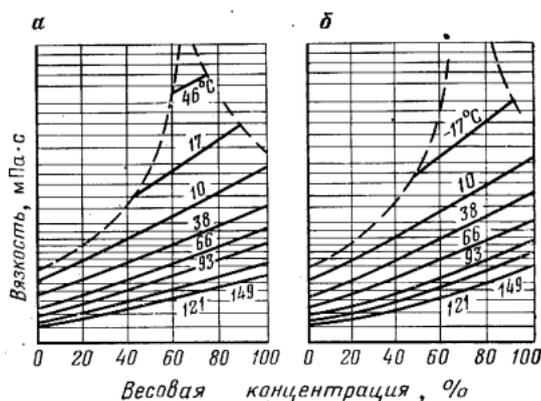
С увеличением молекулярной массы гликолей происходит рост температуры застывания и вязкости, понижение давления насыщенных паров, а также увеличивается растворимость в углеводородном конденсате. Вязкость гликоля играет важную роль в определении температурного режима, необходимого для обеспечения его достаточной гигроскопичности.

Понижение температуры и увеличение концентрации раствора приводит к увеличению плотности и вязкости раствора гликоля (рисунок 9,10).



а – диэтиленгликоль; б – триэтиленгликоль

Рисунок 6 – Кривые плотности растворов ДЭГ и ТЭГ при различных температурах [17]



а – диэтиленгликоль; б – триэтиленгликоль

Рисунок 7 – Кривые вязкости растворов ДЭГ и ТЭГ

На растворимость газа в гликолях влияют доля воды в растворе и температура. Увеличение доли воды и повышение температуры приводит к уменьшению растворимости газа в растворах гликолей. Растворимость природного газа в растворах ТЭГ выше на 25–30 %, чем в растворах ДЭГ [15].

Растворы триэтиленгликоля имеют преимущество перед растворами диэтиленгликоля. Триэтиленгликоль обладает меньшим давлением насыщенных паров, чем диэтиленгликоль. В соответствии с этим, унос триэтиленгликоля и потери при регенерации меньше, чем у диэтиленгликоля. Также ТЭГ обеспечивает более низкую температуру точки росы, чем ДЭГ. Температура разложения ТЭГ выше, чем температура разложения ДЭГ, что

позволяет проводить процесс осушки при более высоких температурах контакта в абсорбере. Применение триэтиленгликоля позволяет осуществлять осушку природного газа до требуемой точки росы в летний период без применения дополнительного охлаждения.

2.5.3 Технология абсорбционной осушки газа

Технологическая схема стандартной установки абсорбционной осушки газа представлена на рисунке 11.

Сырой газ со скважин поступает в входной сепаратор 1, в котором отделяется жидкая фаза и механические примеси. Жидкая фаза содержит пластовую воду и ингибитор гидратообразования. Отделившийся газ из сепаратора направляется в нижнюю секцию абсорбера 2. Сверху-вниз подается регенерированный гликоль, в результате чего происходит массообмен между восходящим потоком газа и осушителем. Контакт происходит на устройствах тарельчатого или насадочного типа. Осушенный газ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010, направляется в магистральный газопровод к потребителю. Насыщенный гликоль после процесса абсорбции поступает на регенерацию, предварительно нагретый в теплообменном аппарате с помощью горячего потока регенерированного абсорбента. Десорбция влаги происходит за счет нагревания абсорбента в регенераторе и применения десорбирующего агента, в качестве которого может быть использована часть осушенного газа. Регенерация абсорбента осуществляется под вакуумом или давлением, близком к атмосферному.

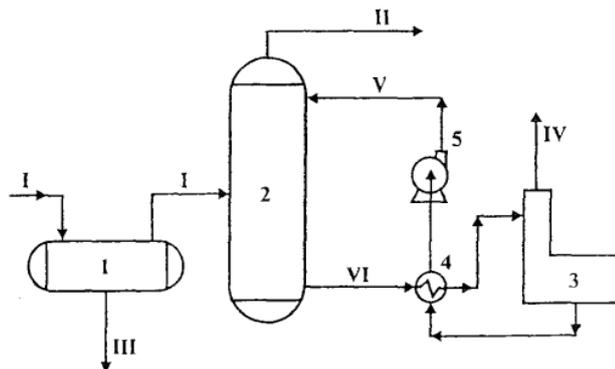


Рисунок 8 – Схема стандартной установки гликолевой осушки газа:
 I – сырой газ; II – осушенный газ; III – пластовая вода; IV – пары воды; V – регенерированный гликоль; VI – насыщенный гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля; 4 – рекуперативный теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [18]

2.5.4 Выбор режима установки подготовки газа

На эффективность работы установки абсорбционной осушки газа влияют первичные и вторичные факторы.

Первичные факторы влияют на влагосодержание газа до и после абсорбера. К таким факторам относятся давление, температура, состав сырого газа на входе в установку комплексной подготовки газа, концентрация раствора гликоля.

К вторичным факторам относятся степень насыщения абсорбента, эффективность работы оборудования, наличие в газе загрязняющих примесей [15].

Влияние давления

Снижение давления приводит к увеличению влагосодержания газа. В связи с этим возрастает количество влаги, которое необходимо извлечь. По мере снижения давления при сохранении объема извлекаемого газа линейная скорость газа в абсорбере увеличивается, что оказывает негативное влияние на его работу. Более того, по мере увеличения скорости прохождения природного газа через абсорбер увеличивается количество абсорбента, переносимого при подаче газа в магистральный трубопровод.

Осушка при низких давлениях повышает затраты на регенерацию гликоля. Также это приводит к увеличению подачи раствора осушителя в абсорбер. Расход гликоля линейно зависит от количества влаги, извлеченной из газа. Поэтому, чтобы обеспечить требуемую глубину осушки газа, требуется большее количество абсорбента.

Влияние температуры в абсорбере

Влагоемкость газа увеличивается при повышении температуры. Следовательно, осушка газа при низких температурах обеспечивает меньший удельный расход абсорбента. Температура контакта ограничивается вязкостью раствора. Повышение вязкости выше 80–90 сП снижает эффективность массообменного процесса между газом и абсорбентом. Существует зависимость температуры контакта от концентрации раствора гликоля.

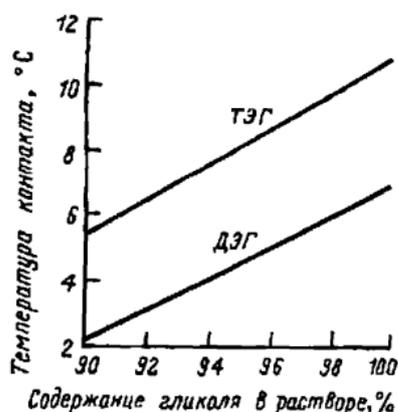


Рисунок 9 – Зависимость оптимальной температуры контакта от концентрации растворов ДЭГ и ТЭГ [15]

Повышение температуры приводит к увеличению расхода абсорбента, что увеличивает затраты на энергию регенерации.

Влияние температуры в колонне регенерации

От температуры в десорбере зависит содержание воды в регенерированном растворе гликоля. Чем выше температура регенерации, тем выше концентрация абсорбента. Однако температура ограничивается температурой деструкции гликоля. Регенерация диэтиленгликоля должна

происходить при температуре не выше 164 °С, обычно она составляет 160–163,5 °С. Для триэтиленгликоля температура регенерации значительно повышается, поскольку температура разложения равна 204 °С, что позволяет получать более концентрированные растворы абсорбента [11].

Влияние давления в колонне регенерации

Процесс регенерации проходит эффективнее при давлениях ниже атмосферного. При данных условиях температура кипения смеси гликоля и воды уменьшается, в соответствии с чем появляется возможность получать большую концентрацию раствора абсорбента при той же температуре в колонне регенерации.

Влияние качества и количества абсорбента

Основными факторами, влияющими на качество осушки газа на выходе из абсорбера, являются концентрация, вязкость, гигроскопичность раствора, а также удельный расход абсорбента. Количество раствора гликоля на входе в абсорбер определяется на основе термодинамических условий процесса. При выборе концентрации абсорбента необходимо, чтобы на входе в абсорбер упругость паров воды над раствором гликоля была не ниже упругости паров воды в природном газе при заданной температуре контакта [10].

2.5.5 Регенерация абсорбента

При осушке природного газа на установках абсорбционной подготовки жидкие поглотители – гликоли, насыщаются влагой. Кроме этого, растворы гликолей накапливают различные примеси, в качестве которых могут выступать частицы коррозии оборудования, минеральные соли, а также механические примеси. Наличие их в абсорбентах приводит к ухудшению массообменного процесса, забиванию контактных элементов, износу оборудования и др. В связи с вышесказанным, глубина регенерации гликолей во многом определяет эффективность процесса абсорбции.

В цикле процесса осушки газа предусмотрены блоки регенерации абсорбентов. Существует несколько способов регенерации поглотителей. Различают регенерацию гликолей при атмосферном давлении или под вакуумом, с помощью азеотропной ректификации или путем подачи отдувочного газа.

Сущность процесса ректификации заключается в разности температур кипения составляющих насыщенного осушителя. Процесс регенерации происходит более интенсивно и качественно при температуре низа колонны, соответствующей температуре кипения абсорбента [19].

Регенерация при атмосферном давлении и под вакуумом

Регенерация при давлении, близком к атмосферному, позволяет получить растворы гликолей концентрацией 96–97,5 %. Поскольку температура разложения ТЭГа выше, чем у ДЭГа, его можно нагревать до высоких температур и производить регенерацию до более высоких концентраций.

Чтобы получить более концентрированные растворы применяют вакуумную регенерацию с использованием остаточного давления 0,06–0,08 МПа. Данный способ обеспечивает регенерацию ДЭГа концентрацией 98,5–99,3 % при температуре 120–150 °С, ТЭГа – 99,5 % при температуре 204 °С. Вакуум создается с помощью специальных насосов, которые подводятся к газовой фазе из рефлюксной емкости.

Регенерация с помощью отдувочного газа

Регенерации с подачей отдувочного газа позволяет получить раствор гликоля с концентрацией 99,5–99,9 %. Использование отдувочного газа снижает парциальное давление водяных паров и способствует переходу воды из жидкой фазы в паровую. На рисунке 13 приведена упрощенная технологическая схема регенерации раствора диэтиленгликоля с применением отдувочного газа.

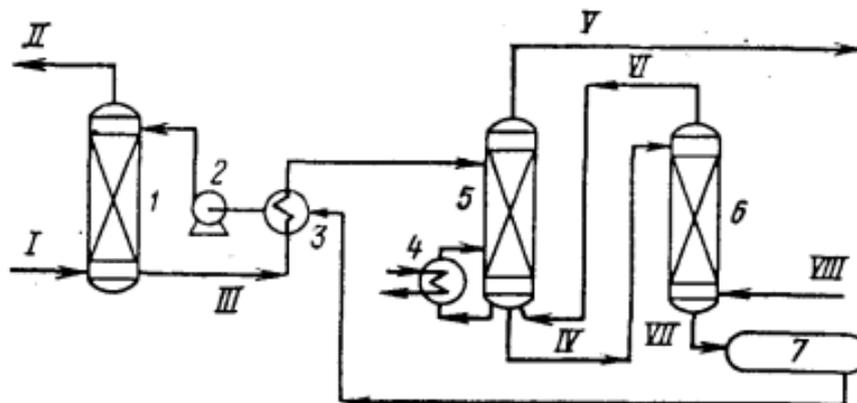


Рисунок 10 – Регенерация гликоля с помощью отдувочного газа:
 1 – абсорбер; 2 – насос; 3 – рекуперативный теплообменник; 4 – ребойлер; 5 – первичная отпарная колонна; 6 – вторичная отпарная колонна; 7 – емкость РДЭГ.
 I – сырой газ; II – осушенный газ; III – НДЭГ; IV – частично регенерированный осушитель; V – смесь воды и отдувочного газа; VI – влажный отдувочный газ; VII – РДЭГ; VIII – нагретый отдувочный газ [19]

Сырой газ поступает в абсорбер, где из него выделяется влага жидким осушителем. Насыщенный влагой гликоль проходит регенерацию на двух ступенях. Первая ступень регенерации осуществляется при атмосферном давлении и позволяет достичь концентрации 99 % мас. После первой ступени частично регенерированный осушитель направляется во вторую отпарную колонну, в низ которой подается нагретый отдувочный газ. Влажный отдувочный газ отводится в первую отпарную колонну.

Азеотропная регенерация

Процесс регенерации проходит интенсивнее при высоких температурах. Однако они ограничиваются пределами разложения гликолей. Так, температура процесса регенерации диэтиленгликоля не должна превышать 164 °С, а триэтиленгликоля – 204 °С. На практике применяют азеотропный метод, который позволяет проводить процесс регенерации при умеренных температурах.

Азеотропная регенерация подразумевает введение низкокипящих веществ, способных образовывать с водой азеотропные смеси. В качестве таких веществ используют бензол, толуол, ксилол и др. Их количество в

абсорбенте составляет не более 10 %. Температура кипения азеотропа ниже температуры кипения воды, поэтому их применение позволяет повышать массовую долю гликоля в растворе до 99,9 % и получать точку росы осушаемого газа минус 75 °С [20].

На рисунке 14 представлена технологическая схема процесса азеотропной регенерации. Насыщенный влагой в абсорбере гликоль поступает в колонну регенерации через рекуперативный теплообменник. Ниже ввода насыщенного абсорбента подают азеотропный агент, который образует смесь с водой в осушенном газе. Данную смесь отводят из колонны в холодильник для охлаждения. Далее она направляется в сепаратор для дальнейшего разделения. Азеотропный агент направляют в емкость, а из нее в колонну регенерации.

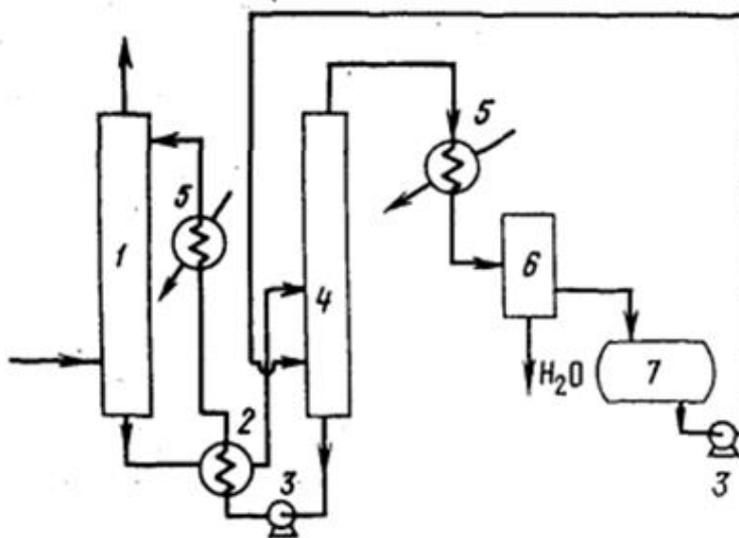


Рисунок 11 – Схема азеотропной регенерации абсорбента
1 – абсорбер; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – насос; 4 – колонна регенерации; 5 – холодильник; 6 – сепаратор, 7 – емкость для азеотропного агента [19]

3 Повышение эффективности абсорбционной осушки газа на УКПГ-Х

3.1 Описание действующей технологии подготовки газа на УКПГ-Х

Текст содержит конфиденциальные сведения.

3.2 Моделирование технологического процесса подготовки газа на УКПГ-Х

Построение модели действующей схемы установки комплексной подготовки газа осуществлялось в программной среде Honeywell UniSim Design R451. Данное программное обеспечение помогает создавать динамические и статические модели процессов в различных отраслях, в том числе в подготовке продукции нефтяной и газовой отрасли. С помощью программы удобно создавать технологические схемы, оптимизировать их для улучшения производительности, а также осуществлять контроль параметров и устранять недостатки.

В рамках данной работы моделируются такие процессы, как предварительная подготовка газа, осушка газа абсорбционным методом и регенерация абсорбента. Построение схемы производится по одной технологической нитке.

При моделировании использовались реальные данные, взятые с УКПГ-Х, а также информация из технологического регламента эксплуатации опасного производственного объекта.

Первым шагом был задан компонентный состав сырого газа, поступающего на установку комплексной подготовки газа, который приведен в таблице 4:

Таблица 3 – Компонентный состав, заданный в модели

Компонент	Объемная доля в добываемой продукции, % мол.
CH ₄	98,7
C ₂ H ₆	0,08
C ₃ H ₈	0,08
C ₄ H ₁₀	0,001
CO ₂	0,15
N ₂	1,00
He	0,01
H ₂	0,02

В основе моделирования технологической схемы комплексной подготовки газа было использовано уравнение состояния Peng Robinson. Данное уравнение широко используется для описания фазовых превращений нефтегазовых смесей и хорошо описывает равновесие парожидкостной системы.

После введения компонентного состава и выбора уравнения состояния осуществлялось непосредственно моделирование процесса.

Для начала был создан поток сырого газа, имеющий состав, приведенный в таблице 4. Данный поток имеет действующие параметры, взятые непосредственно с УКПГ-Х. Средняя по всем кустам скважин температура сырого газа, поступающего в закрытый пункт переключательной арматуры, составляет 15 °С. Среднее давление равно 0,75 МПа. Расход газа достигает 200 м³/час.

Технологическая схема включает два этапа подготовки газа: предварительная и комплексная подготовка. Предварительная подготовка газа включает удаление из газа капельной жидкости и механических примесей на установке очистки газа, а также компримирование газа на дожимной компрессорной станции и охлаждение. Модель данного этапа представлена на рисунке 16.

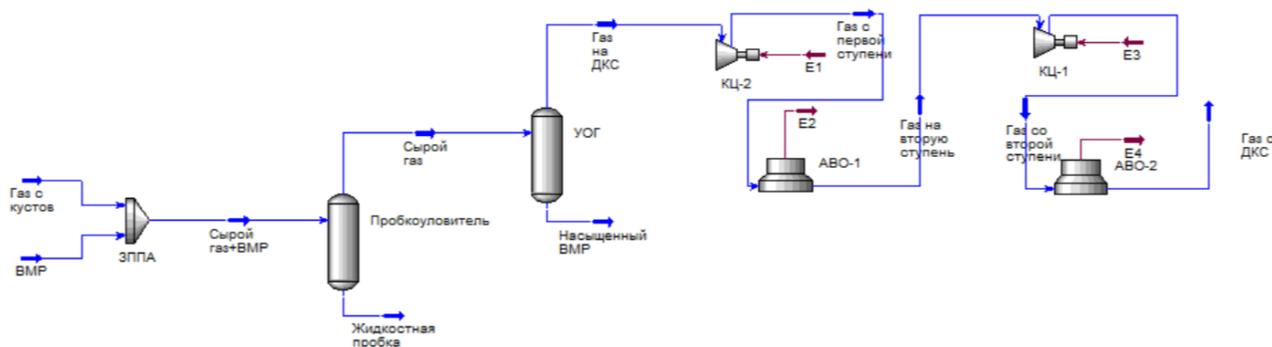


Рисунок 12 – Модель процесса предварительной подготовки газа

Очищенный газ от капельной жидкости и механических примесей после первого этапа направляется на осушку в цех подготовки газа. Второй этап

включает в себя осушку газа в абсорбере регенерированным диэтиленгликолем, а также регенерацию насыщенного абсорбента в колонне. Также показан путь насыщенного ДЭГа в колонну регенерации через разделители и теплообменники. Результат моделирования представлен на рисунке 17.

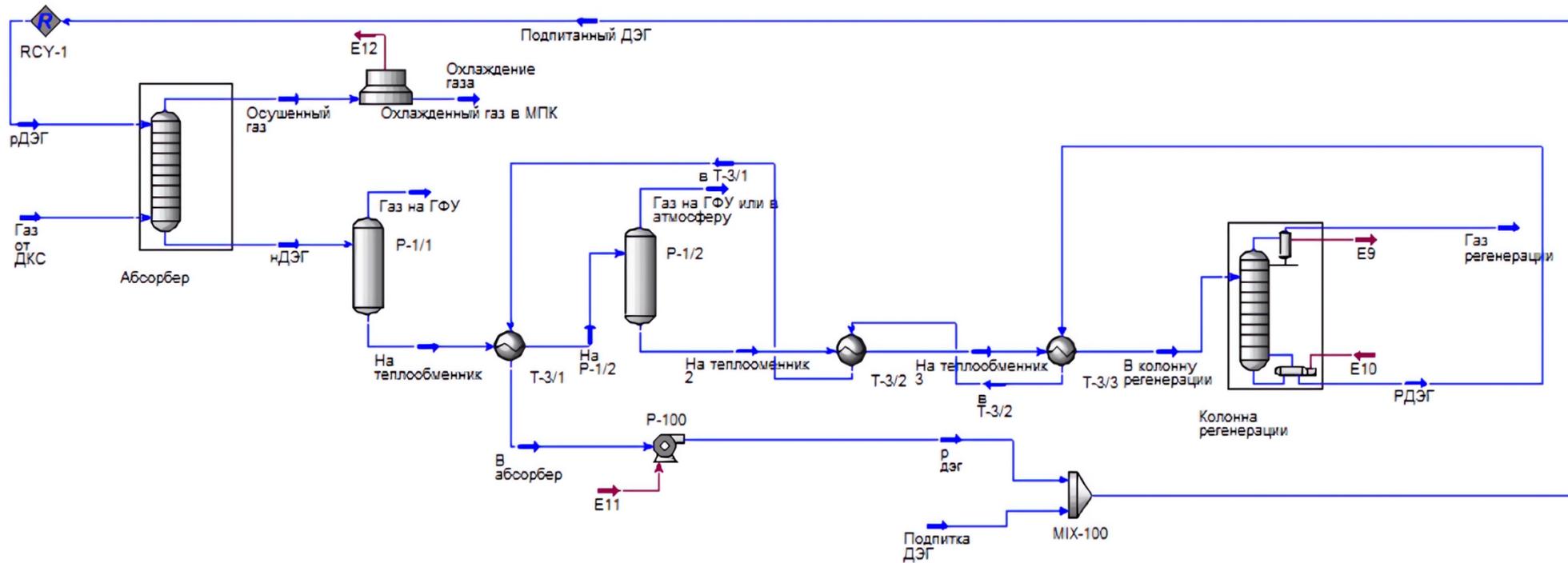


Рисунок 13 – Модель процесса абсорбционной осушки газа и регенерации ДЭГа

3.3 Анализ режима работы УКПГ-Х

Проведем анализ технологии абсорбционной осушки газа, применяемой на УКПГ-Х. В качестве критериев оценки эффективности принимается температура точки росы, количество уносимого вместе с осушенным газом раствора ДЭГа. Также оценим расход регенерированного и насыщенного абсорбента и количество воды в осушенном газе.

Исследуем влияние изменение температуры контакта на вышеприведенные показатели. Давление в абсорбере устанавливается 3,78 МПа, концентрация регенерированного гликоля составляет 98,8 % мас., расход – 25 кг/ч. Меняя температуру контакта от минус 15 °С до плюс 15 °С отследим изменение температуры точки росы, количества воды и содержания гликоля в осушенном газе, и расход абсорбента.

Результаты исследования сведены в таблицу 5.

Таблица 4 – Зависимость показателей абсорбционной осушки газа от температуры контакта

Показатель	Температура контакта, °С						
	-15	-10	-5	0	+5	+10	+15
ТТР, °С	-41,47	-32,17	-24,40	-18,14	-13,58	-10,21	-6,75
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	1,11	2,47	4,69	7,59	10,32	12,19	13,31
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,005	0,008	0,013	0,021	0,038	0,073	0,139
Расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	27,73						
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	42,03	40,80	38,73	35,90	33,09	31,04	29,74

Проанализировав показатели, можно сделать вывод, что процесс осушки проходит эффективнее при низких температурах. Рост температуры приводит к повышению температуры точки росы и содержания воды в осушенном газе. Также прослеживается увеличение количества абсорбента, уносимого с газом, и уменьшение расхода насыщенного ДЭГа. Проведение процесса при

температурах контакта, превышающих плюс 10 °С, вызывает сложность в достижении температуры точки росы согласно требованиям отраслевого стандарта.

Для наглядности построены графики, отражающие результаты влияния температуры контакта на показатели процесса подготовки газа. На рисунке 18 представлена зависимость температуры точки росы и количества воды в осушенном газе от температуры контакта. Рисунок 19 отражает зависимость расхода насыщенного абсорбента и уноса гликоля от температуры контакта.

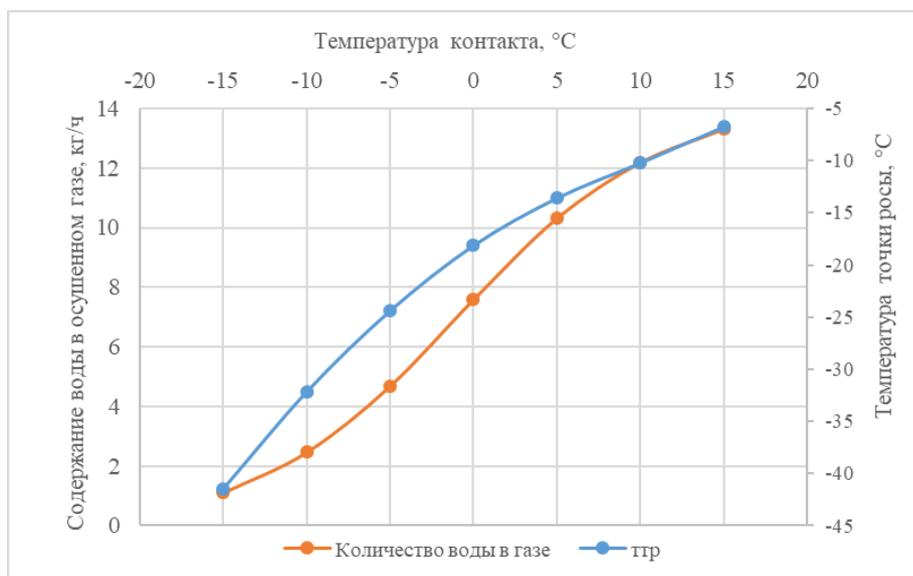


Рисунок 14 – Влияние изменения температуры контакта на температуру точки росы и содержание воды в осушенном газе

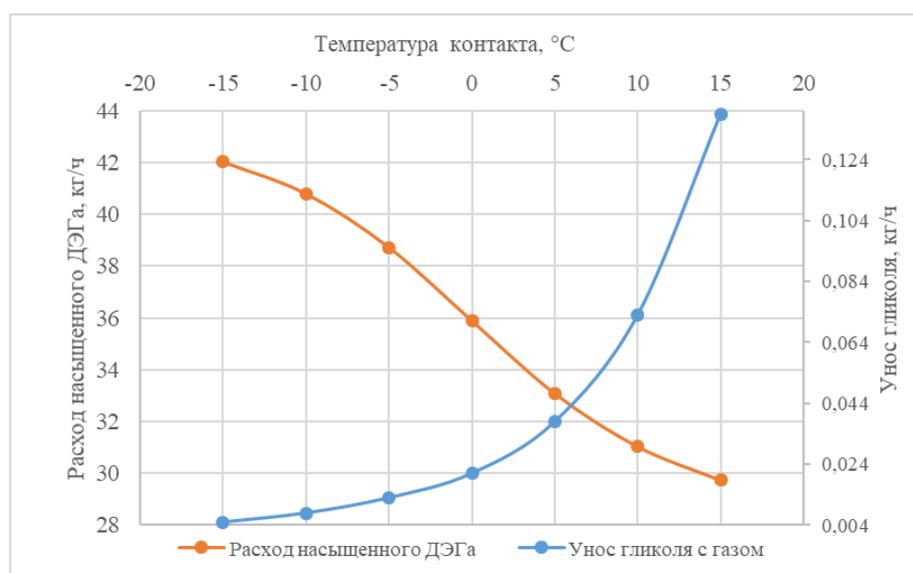


Рисунок 15 – Влияние изменения температуры контакта на расход насыщенного абсорбента и унос гликоля с осушенным газом

Далее рассмотрим влияние давления в абсорбере на качество осуществления процесса подготовки. Температура контакта поддерживается 15 °С.

Таблица 5 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от давления в абсорбере

Показатель	Давление в абсорбере, МПа						
	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5
ТТР, °С	-13,60	-10,95	-8,26	-5,41	-2,30	+1,14	+4,94
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	13,00	13,09	13,23	13,38	13,53	13,67	13,81
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,068	0,090	0,119	0,160	0,212	0,280	0,367
Расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	27,73						
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	30,12	30,00	29,83	29,63	29,42	29,19	28,96

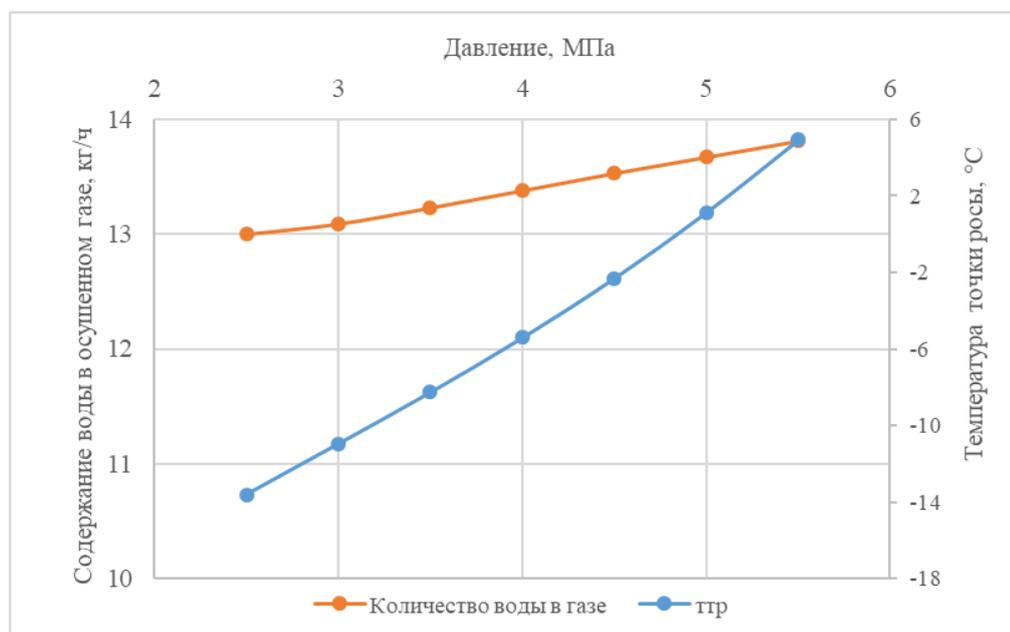


Рисунок 16 – Влияние изменения давления на температуру точки росы и содержание воды в осушенном газе

Таким образом, исходя из таблицы 6 и рисунка 20 можно сделать вывод, что рост давления в абсорбере ухудшает качество процесса осушки газа. График показывает, что с увеличением давления происходит рост

температуры контакта и увеличение содержания воды в осушенном газе. Температуру точки росы, требуемую отраслевым стандартом, удастся достичь при давлениях в абсорбере ниже 2,5 МПа.

На рисунке 21 отображено влияние изменения давления на расход насыщенного абсорбента и унос гликоля. Согласно графику, рост давления приводит к увеличению количества абсорбента, унесенного вместе с осушенным газом, и к снижению расхода насыщенного ДЭГа.

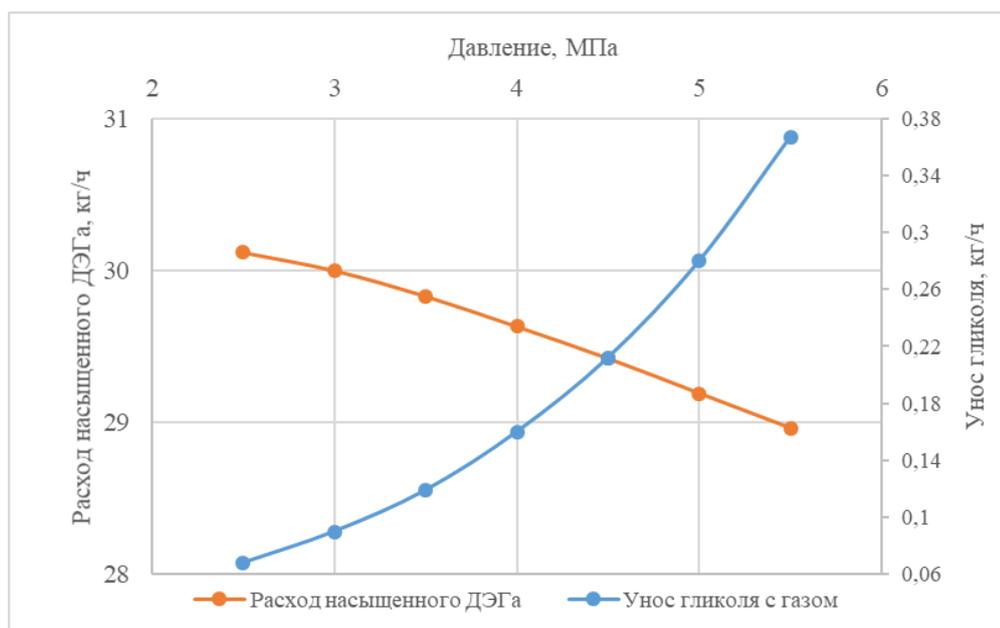


Рисунок 17 – Влияние изменения давления на расход насыщенного ДЭГа и унос гликоля

На эффективность абсорбционной осушки газа влияет концентрация регенерированного гликоля. Концентрация раствора диэтиленгликоля, поступающего в абсорбер, на УКПГ-Х варьируется в пределах от 98,0 до 99,3 % мас. Проанализировав показатели гликолевой осушки, можно отследить, что увеличение концентрации регенерированного гликоля благоприятно сказывается на эффективности процесса. Данная зависимость отражается на графике, изображенном на рисунке 22.

Таблица 6 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от концентрации ДЭГа

Показатель	Концентрация раствора диэтиленгликоля, % мас						
	98,0	98,2	98,4	98,6	98,8	99,0	99,2
ТТР, °С	-6,65	-6,66	-6,67	-6,68	-6,69	-6,70	-6,72
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	13,36	13,35	13,33	13,32	13,31	13,30	13,28
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,140	0,140	0,140	0,140	0,141	0,141	0,141
Расход регенерированного ДЭГа, кг/ч	27,73						
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	29,48	29,54	29,60	29,66	29,72	29,78	29,84

Более концентрированный диэтиленгликоль позволяет понижать температуру точки росы. Также наблюдается увеличение расхода насыщенного абсорбента с ростом концентрации.

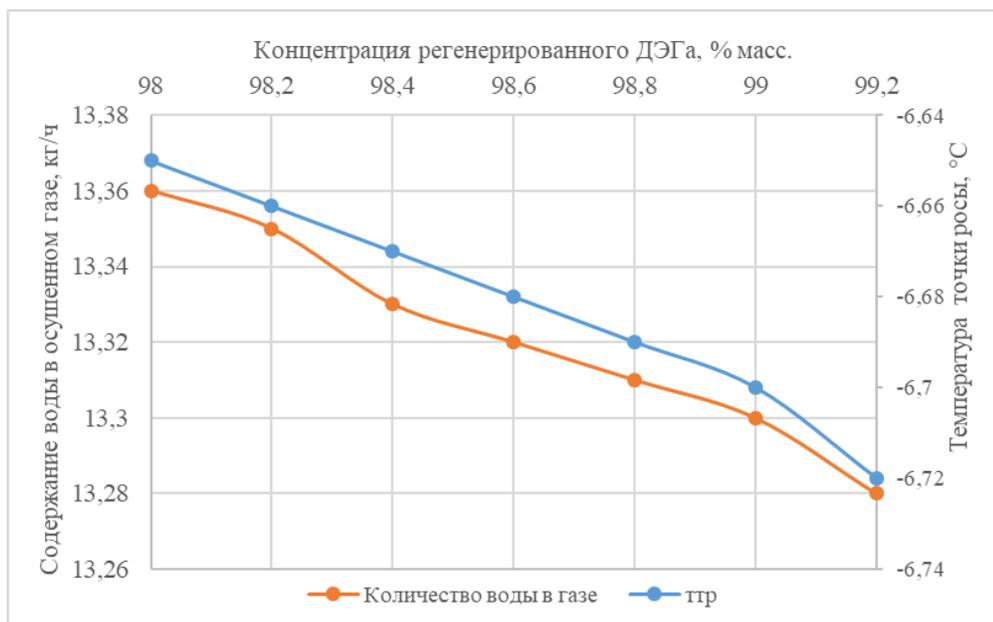


Рисунок 18 – Влияние концентрации абсорбента на количество воды в осушенном газе и температуру точки росы

Исследуем влияние количества подаваемого в абсорбер раствора гликоля на процесс подготовки газа. Примем концентрацию раствора 98,8 % мас., температуру контакта 15 °С.

Таблица 7 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от расхода ДЭГа

Показатель	Расход регенерированного ДЭГа, кг/ч						
	16	20	24	28	32	36	40
ТТР, °С	-5,98	-6,22	-6,46	-6,71	-6,96	-7,22	-7,48
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	14,02	13,71	13,40	13,10	12,80	12,50	12,20
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,137	0,138	0,139	0,141	0,142	0,143	0,145
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	17,09	21,40	25,71	30,01	34,31	38,61	42,91

Температуру точки росы возможно понизить с помощью увеличения расхода регенерированного абсорбента, что можно отследить по графику, представленному на рисунке 23. Однако из таблицы 8 можно заметить, что повышение количества раствора диэтиленгликоля приводит к увеличению уноса абсорбента с осушенным газом.

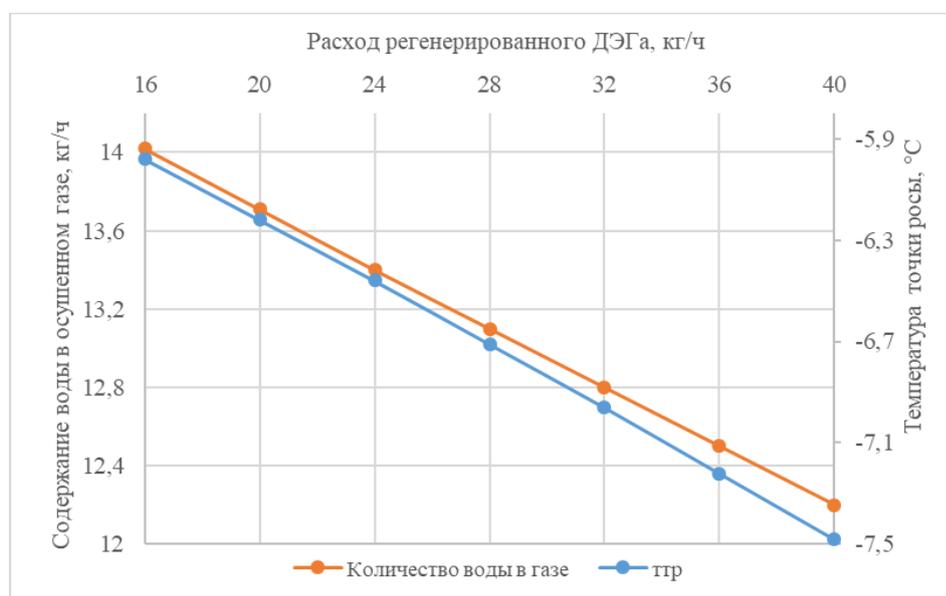


Рисунок 19 – Влияние расхода абсорбента на количество воды в осушенном газе и температуру точки росы

Таким образом, анализируя эффективность работы установки комплексной подготовки газа, можно сделать вывод, что значительное

влияние на качество осушки оказывает температура контакта. Ее повышение вызывает трудность в достижении температуры точки росы согласно требованиям СТО Газпром 089-2010. В соответствии с этим, в летний период при высоких температурах наружного воздуха обостряется проблема достижения требуемых показателей. Проведя исследование влияния параметров на процесс абсорбционной осушки при температуре контакта +15 °С, было выяснено, что решить данную проблему можно путем значительного увеличения расхода регенерированного абсорбента. Однако вместе с этим увеличивается количество унесенного газом ДЭГа, что приводит к невозвратным потерям абсорбента. Также снижение давления в абсорбере ниже 2,5 МПа позволяет достичь требуемую температуру точки росы, но это не соответствует технологическим характеристикам оборудования. Увеличение концентрации раствора диэтиленгликоля в пределах, получаемых на установке регенерации, не позволяет качественно осушить газ при высоких температурах контакта.

3.4 Модернизация технологической схемы абсорбционной осушки газа

Базовая технологическая схема гликолевой осушки газа в стадии падающей добычи газа требует изменений. В данный период времени происходит снижение рабочих давлений абсорберов, что приводит к обострению следующих проблем:

- в абсорберах существенно ухудшаются условия для осушки газа в соответствии с требованиями отраслевого стандарта, в связи с чем появляется необходимость увеличивать концентрацию регенерированного абсорбента и его удельный расход;

- повышается механический унос ДЭГа в мелкодисперсном виде в связи с увеличением линейной скорости газа в абсорбере.

В научной работе В.А. Истомина и Ю.Н. Ефимова была предложена усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа [22]. Основная идея данного предложения заключается в проведении процесса абсорбции влаги в двух абсорберах на двух температурных уровнях с охлаждением газа между ступенями. Технологическая схема отображена на рисунке 24.

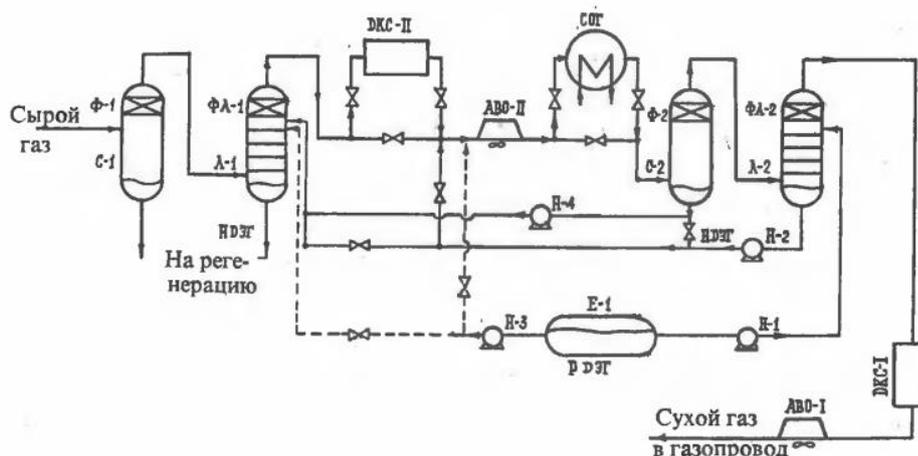


Рисунок 20 – Обобщенная технологическая схема двухступенчатой абсорбционной осушки газа:

С-1, С-2 – сепараторы; А-1, А-2 – абсорберы; Ф-1, Ф-2, ФА-1, ФА-2 – фильтры; Н-1, Н-2, Н-3, Н-4 – насосы; Е-1 – емкость регенерированного ДЭГа; АВО-I, АВО-II – аппараты воздушного охлаждения; СОГ – станция охлаждения газа; ДКС-I, ДКС-II – дожимные компрессорные станции [22]

Согласно данной технологии, процесс двухступенчатой абсорбции включает следующее основное оборудование: входной сепаратор С-1 с фильтром-каплеуловителем; абсорбер первой ступени А-1, предназначенный для предварительной осушки газа, снабженный фильтром ФА-1; компрессор, аппарат воздушного охлаждения, станцию охлаждения газа (в летний период времени); абсорбер второй ступени А-2 с фильтром ФА-2 для окончательной осушки газа; компрессор и АВО.

Рассмотрим термобарический режим процесса подготовки газа. Давление газа на входе в установку и в абсорбере А-1 на завершающей стадии разработки газового месторождения составляет 2,0–2,5 МПа. Температура

контакта варьируется от 10 до 20 °С. Температура контакта составляет от 0 до 35–40 °С.

В данной технологической схеме следующие варианты циркуляции гликоля:

1. Регенерированный ДЭГ с концентрацией 90–96 мас. % подается в каждый из абсорберов, а также перед АВО. Затем потоки насыщенного абсорбента объединяются и поступают на установку регенерации.

2. Регенерированный ДЭГ с концентрацией 95–97 мас. % подается на первую ступень абсорбции. Далее насыщенный абсорбент делится на два потока: меньшая часть поступает на АВО, большая часть – во второй абсорбер. Отработанные потоки ДЭГа из АВО и второго абсорбера объединяются и поступают на регенерацию.

3. Регенерированный ДЭГ поступает на вторую ступень осушки с концентрацией 93–96 мас. %. Затем насыщенный гликоль направляется в АВО, а после этого в первый абсорбер. Далее отработанный абсорбент направляется на установку регенерации.

4. Регенерированный ДЭГ с концентрацией 93–96 мас. % подается во второй абсорбер. Далее насыщенный абсорбент делится на два потока: меньшая часть поступает на АВО, большая часть – на первую ступень осушки. Отработанные потоки ДЭГа из АВО и первого абсорбера объединяются и поступают на регенерацию.

Технология двухступенчатой осушки газа была применена на УКПГ-3 Уренгойского месторождения. В технологию процесса входят предварительная осушка газа до АВО первой ступени и более глубокая осушка в абсорбере. Предварительная осушка сырого газа происходит на установке очистки газа. Сущность процесса заключается в осушке газа в прямотоке с насыщенным раствором ДЭГа концентрацией 98–98,5 %. Массообмен между газом и абсорбентом осуществляется в прямом участке технологического газопровода диаметром 500 мм между входным сепаратором и фильтр-

сепаратором. Для впрыска раствора абсорбента применяются распылители НДЭГ [23].

Включение в технологическую схему предварительной осушки газа позволяет улучшить процесс подготовки. На данной ступени удается удалить из сырого газа 50-60 % влаги, в связи с чем понижается влагосодержание газа перед входом в абсорбер. Расчетами было подтверждено, что при кратности циркуляции абсорбента около 10 кг/тыс. м³ и концентрации 99,3 % насыщенный ДЭГ должен иметь концентрацию порядка 98 %. Внедрение двухступенчатой абсорбционной осушки обеспечивает практически безгидратный режим работы аппарата воздушного охлаждения, что способствует поддержанию низких температур на выходе АВО в холодное время года и созданию благоприятных условий для поглощения влаги.

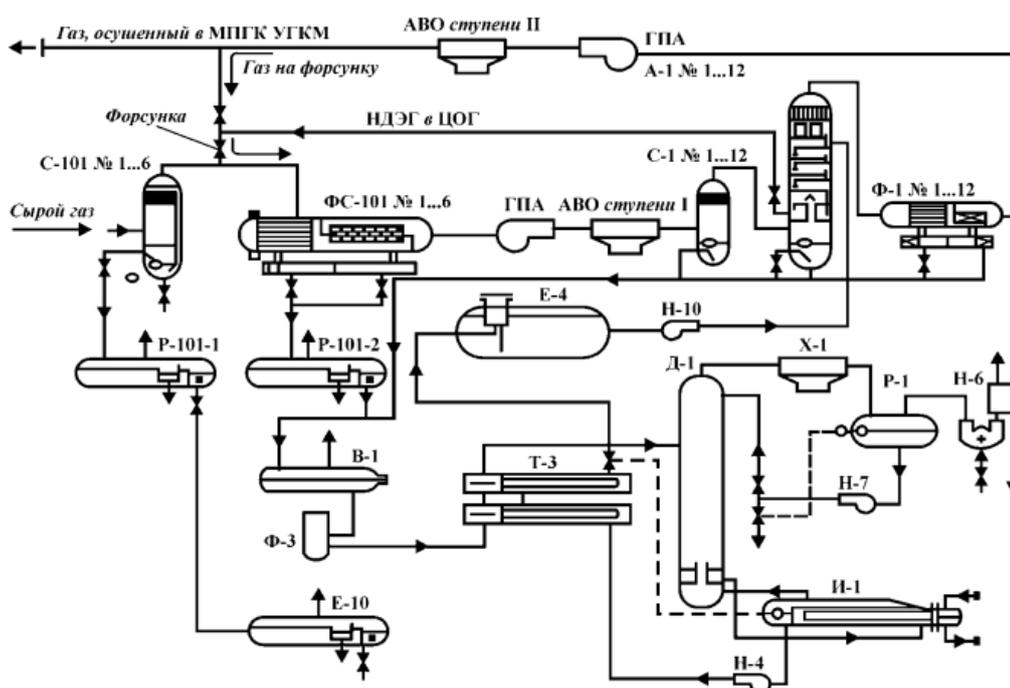


Рисунок 21 – Реализованная технологическая схема двухступенчатой осушки газа на УКПГ-3 Уренгойского месторождения

ЦОГ – цех очистки газа; ГПА – газоперекачивающий агрегат; АВО – аппарат воздушного охлаждения; С-101 – сепараторы ЦОГ; ФС-101 – фильтр-сепараторы ЦОГ; Р-101 – разделители ЦОГ; С – сепаратор цеха подготовки газа; А – абсорбер; Ф – фильтр; Е – емкости, Н – насосы; Д – десорбер; И – испаритель; Х – холодильник; Т – теплообменник; В – выветриватель [23]

3.5 Введение второй стадии абсорбционной осушки газа на УКПГ-Х

При анализе существующей технологии подготовки газа на УКПГ-Х было выяснено, что достижение требуемых показателей газа к его транспортировке по магистральному газопроводу осуществляется с трудом при высоких температурах контакта. Процесс в данных условиях сопровождается высокими температурами точки росы, большим содержанием воды в осушенном газе и повышенным уносом гликоля с газом.

В настоящее время, как было уже сказано, Ямбургское месторождение находится на поздней стадии разработки. В связи с этим дальнейшая его эксплуатация будет характеризоваться все более низкими пластовыми давлениями и, соответственно, ростом влагосодержания природного газа, поступающего на установку подготовки.

В качестве решения данной проблемы предлагается введение второй ступени абсорбционной осушки газа. За основу технологии при моделировании выбран метод, описанный в работе Истомина В.Н. и Ефимова Ю.Н.

Введение второй ступени абсорбционной осушки газа подразумевает добавление в технологическую схему второго абсорбера. Наиболее целесообразным представляется внедрение второй ступени абсорбционной осушки после первого абсорбера. Между двумя ступенями абсорбции предусматривается охлаждение газа на аппарате воздушного охлаждения.

Рассмотрим подробнее технологический процесс согласно предложенному решению. Сырой газ с кустов скважин поступает по-прежнему в закрытый пункт переключающей арматуры, где он объединяется в два коллектора с диаметрами 1000 мм. Далее газ проходит пробкоуловитель для удаления залповых потоков жидкости. После емкости-пробкоуловителя отсепарированный природный газ направляется в узел подключения ДКС к УКПГ и проходит очистку от капельной влаги и механических примесей на

сепараторах. После ДКС газ поступает на установку комплексной подготовки с давлением 3,78 МПа и температурой 15 °С. Двухступенчатая абсорбционная осушка представляет процесс поглощения влаги гликолем в двух абсорберах с промежуточным охлаждением с помощью аппарата воздушного охлаждения.

Результат моделирования предложенного варианта представлен на рисунке 26.

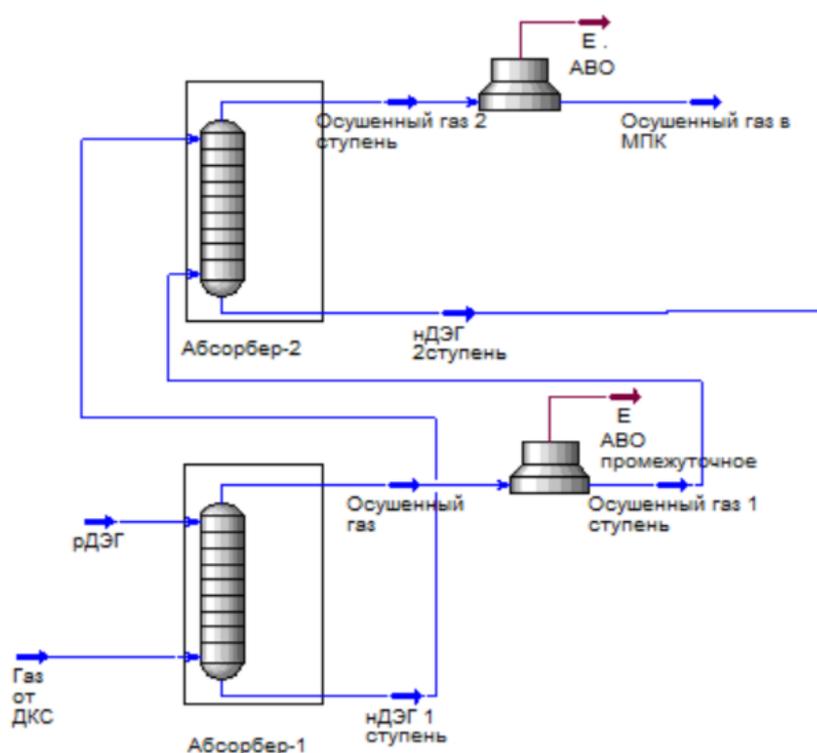


Рисунок 22 – Модель двухступенчатой абсорбционной осушки газа

В первом абсорбере поддерживается давление 4 МПа, во втором – 2 МПа. Частично осушенный газ после первой ступени имеет температуру 20 °С, охлаждается на АВО до 14 °С и поступает во второй абсорбер для окончательной осушки.

Проведем оценку предлагаемой технологии. В качестве критериев эффективности примем те же показатели: температура точки росы, унос гликоля с осушенным газом. Рассмотрим изменение расхода регенерированного и насыщенного абсорбента, а также содержания воды в осушенном газе. Проанализируем влияние таких факторов, как температура

контакта, давление на первой и второй ступени абсорбционной осушки, концентрация и расход регенерированного гликоля. Сравним показатели действующей технологии с предложенной модернизацией.

Для начала, меняя температуру контакта, рассмотрим эффективность двухступенчатой осушки. Из таблицы 9 прослеживается снижение температуры точки росы при уменьшении температуры контакта. Наблюдается сокращение уноса гликоля с осушенным газом. Расход насыщенного раствора диэтиленгликоля увеличивается.

Таблица 8 – Зависимость показателей абсорбционной осушки газа от температуры контакта

Показатель	Температура контакта, °С						
	-15	-10	-5	0	+5	+10	+15
ТТР, °С	-46,21	-37,18	-32,88	-29,59	-26,10	-22,24	-19,16
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	0,95	2,22	3,31	4,48	6,11	8,52	10,93
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,00002	0,00012	0,00039	0,00118	0,00321	0,00752	0,01713
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	41,08	39,79	38,68	37,51	35,87	33,45	31,04

Сравнивая результаты анализа действующей технологии с предлагаемой модернизацией, можно увидеть, что температура точки росы понижается с введением в процесс второй ступени осушки. Температура точки росы соответствует отраслевому стандарту при температуре контакта плюс 15 °С, тогда как при действующей технологии не достигались требования уже при температуре плюс 5 °С. При этом разница в температурах варьируется от 4 до 12 °С. На рисунке 27 можно отследить зависимость точки росы от температуры контакта для двух вариантов.

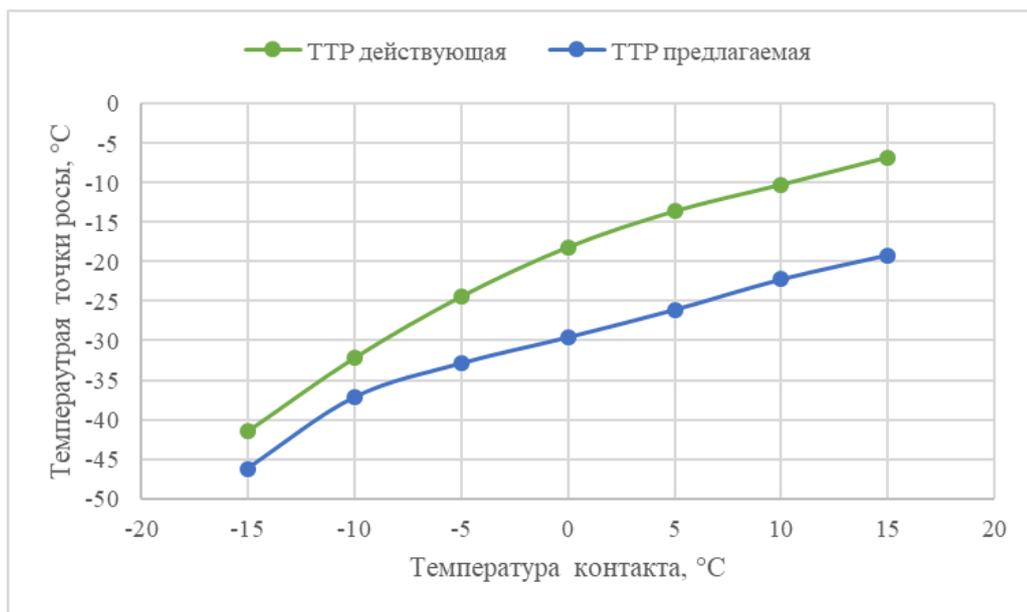


Рисунок 23 – Зависимость TTP от температуры контакта

Рисунок 28 отражает изменение количества воды, содержащейся в осушенном газе. График показывает, что введение второй ступени абсорбционной осушки сокращает содержание воды в газе. Количество воды уменьшается до 40 %. Следовательно, подготовка газа происходит более эффективно.

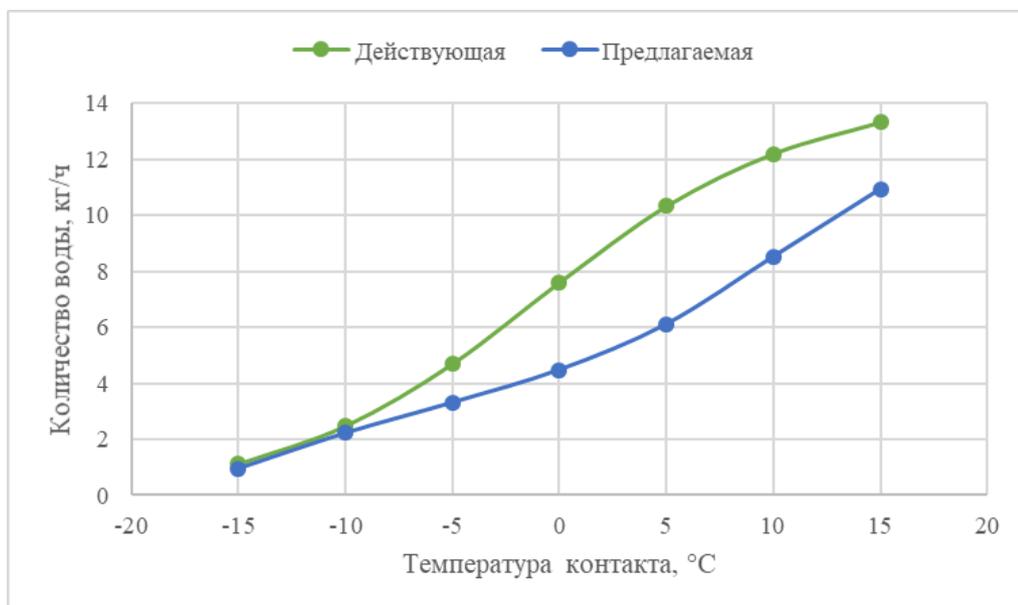


Рисунок 24 – Зависимость содержания воды в осушенном газе от температуры контакта

График, отражающий изменение содержания абсорбента в осушенном газе от температуры контакта для двух вариантов представлен на рисунке 29.

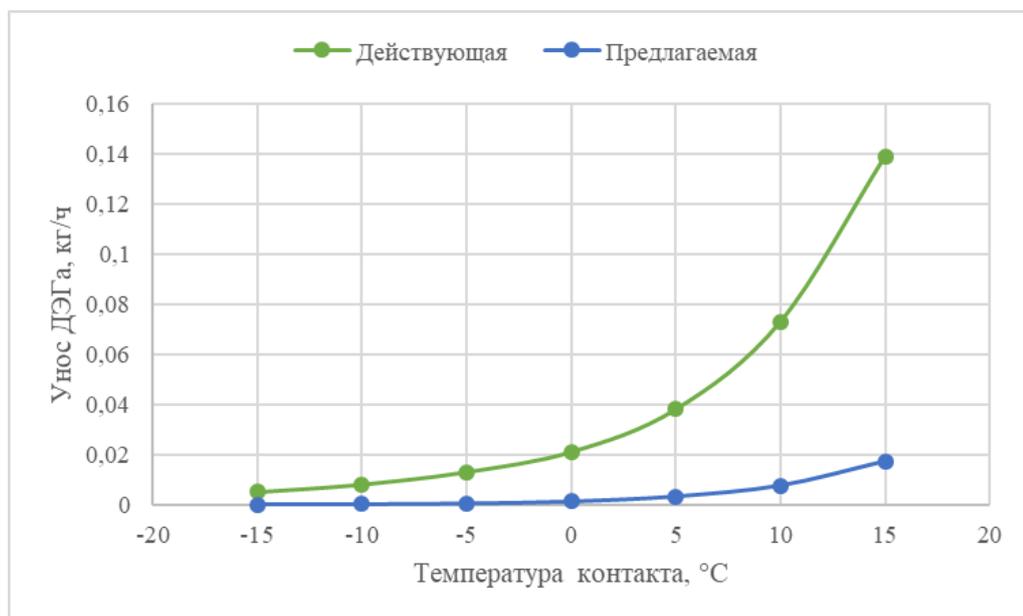


Рисунок 25 – Зависимость уноса ДЭГа от температуры контакта

Сравнивая количество абсорбента, унесенного вместе с осушенным газом, при подготовке газа по действующей технологии и двухступенчатой осушке, можно сделать вывод, что введение второй ступени абсорбционной осушки газа позволяет уменьшить унос гликоля.

Проведем оценку показателей процесса подготовки газа, меняя поочередно давление в первом и втором абсорберах. Для начала исследуем влияние давления на первой ступени абсорбционной осушки, при этом давление во втором абсорбере зафиксируем 2 МПа. Результаты исследования представлены в виде таблицы 10 и рисунков 30 и 31.

Повышение давления в первом абсорбере приводит к понижению температуры точки росы, в соответствии с этим уменьшается количество воды в осушенном газе. Но вместе с тем происходит увеличение уноса гликоля с газом.

Таблица 9 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от давления на первой ступени

Показатель	Давление в абсорбере, МПа						
	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5
ТТР, °С	-19,09	-19,16	-19,22	-19,28	-19,34	-19,39	-19,43
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	10,99	10,93	10,87	10,81	10,76	10,71	10,67
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,0170	0,0171	0,0171	0,0172	0,0173	0,0173	0,0174
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	31,97	32,03	32,09	32,15	32,20	32,25	32,29

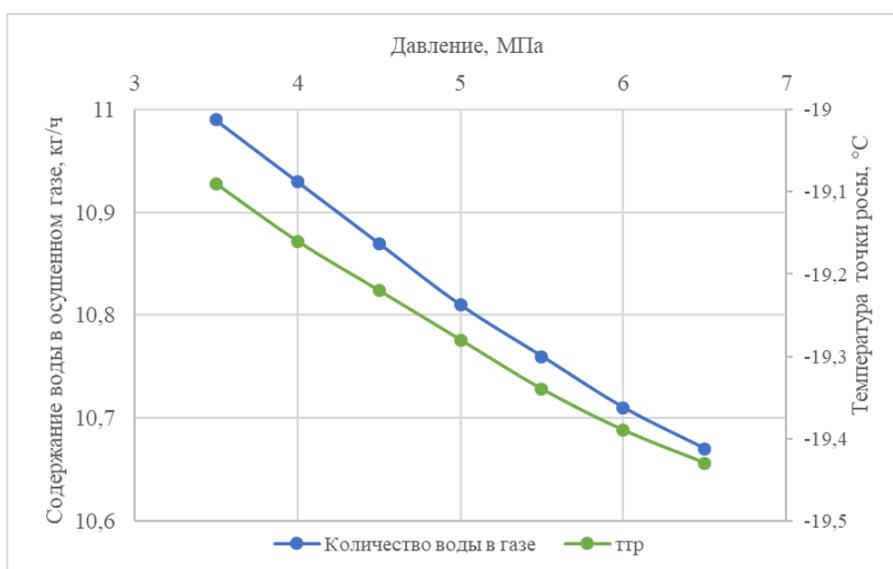


Рисунок 26 – Влияние давления первой ступени на температуру точки росы

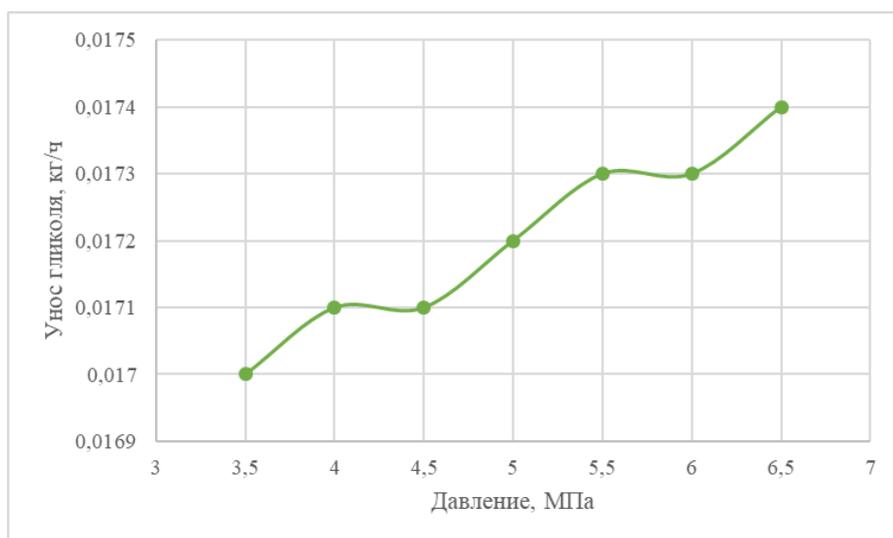


Рисунок 27 – Влияние давления первой ступени на унос гликоля

Рассмотрим влияние изменения давления во втором абсорбере на процесс осушки газа. Примем давление на первой ступени 4 МПа.

Таблица 10 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от давления на второй ступени

Показатель	Давление в абсорбере, МПа					
	1	1,5	2	2,5	3	3,5
ТТР, °С	-25,64	-22,05	-19,15	-19,34	-16,59	-11,98
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	11,65	11,05	10,93	10,76	11,08	11,69
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,0117	0,0132	0,0171	0,0173	0,0232	0,0456
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	31,31	31,92	32,03	32,20	31,88	31,25

Анализируя результаты, полученные в ходе исследования влияния давления второй ступени, можно заметить обратную зависимость температуры точки росы в сравнении с первой ступенью осушки. Чем выше давление во втором абсорбере, тем выше точка росы. Причем при давлении 3,5 МПа газ не соответствует требованиям отраслевого стандарта. Количество абсорбента, унесенного вместе с газом, увеличивается с ростом давления. Результаты отражены на рисунках 32 и 33.

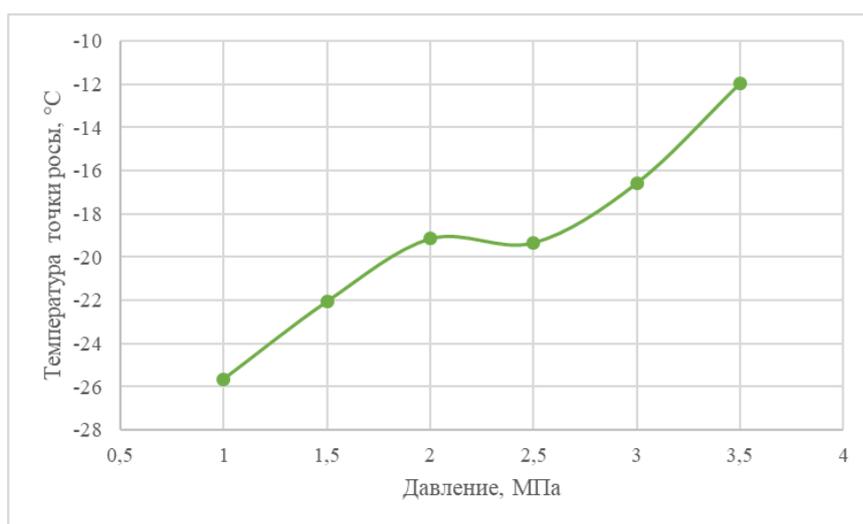


Рисунок 28 – Влияние давления второй ступени на температуру точки росы

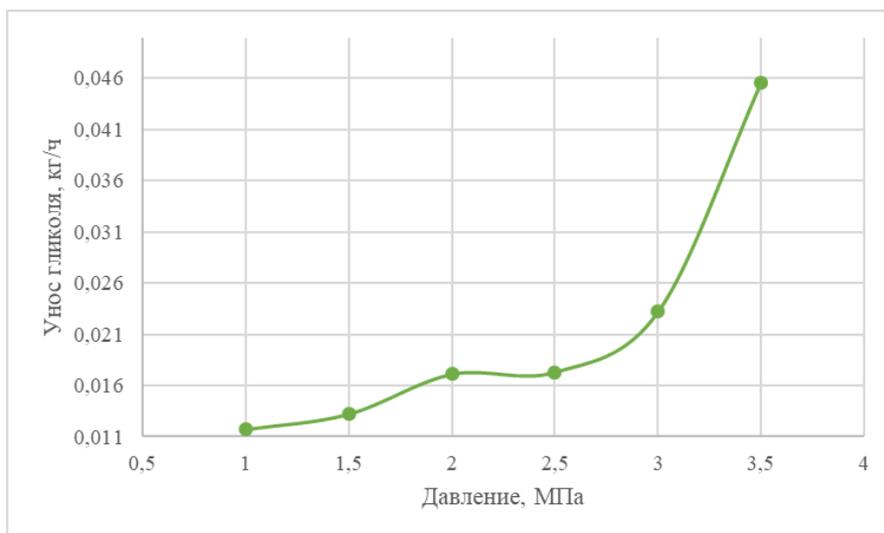


Рисунок 29 – Влияние давления второй ступени на унос гликоля

По графику зависимости уноса абсорбента от давления во втором абсорбере можно заметить резкий скачок при давлении выше 3,5 МПа, количество гликоля, унесенного с газом, резко увеличивается.

В таблице 12 представлены показатели процесса осушки газа при введении второй ступени от концентрации абсорбента. Количество чистого диэтиленгликоля незначительно понижает температуру точки росы. Содержание воды уменьшается с увеличением концентрации, унос гликоля практически не изменяется.

Таблица 11 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от концентрации ДЭГа

Показатель	Концентрация раствора диэтиленгликоля, % мас						
	98,0	98,2	98,4	98,6	98,8	99,0	99,2
ТТР	-19,25	-19,26	-19,26	-19,27	-19,28	-19,29	-19,29
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	10,84	10,83	10,83	10,82	10,81	10,81	10,80
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	32,12	32,13	32,14	32,14	32,15	32,16	32,16

Влияние расхода раствора регенерированного гликоля на процесс осушки значительнее. В этом можно убедиться, посмотрев таблицу 13.

Таблица 12 – Зависимость показателей процесса подготовки газа от расхода абсорбента

Показатель	Расход регенерированного ДЭГа, кг/ч						
	16	20	24	28	32	36	40
ТТР	-17,67	-18,24	-18,79	-19,31	-19,81	-20,29	-20,73
Количество воды в осушенном газе, кг/ч	12,41	11,83	11,28	10,78	10,32	9,91	9,53
Унос гликоля с осушенным газом, кг/ч	0,0153	0,0160	0,0167	0,0173	0,0178	0,0183	0,0188
Расход насыщенного ДЭГа, кг/ч	18,81	23,40	27,95	32,45	36,91	41,33	45,71

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что увеличение расхода регенерированного гликоля делает процесс осушки качественнее и эффективнее. Температура точки росы падает, количество воды в осушенном газе уменьшается. Однако увеличение расхода абсорбента на входе в абсорбер приводит к росту уноса гликоля вместе с газом.

Результаты модернизации

Таким образом, проанализировав модель двухступенчатой абсорбционной осушки газа, можно оценить эффективность введения данной технологии. При анализе действующей схемы подготовки газа было выяснено, что существует проблема обеспечения требуемой отраслевым стандартом точки росы при высоких температурах контакта. Также месторождение находится на завершающей стадии разработки, и процесс осушки осложняется высоким содержанием воды вследствие понижения пластового давления.

Добавление в технологическую схему второй ступени абсорбционной осушки газа позволяет решить вышеприведенные проблемы. Касательно температуры точки росы, внедрение второго абсорбера позволяет обеспечить требуемую отраслевым стандартом температуру при высоких температурах контакта. Разница между действующей и предлагаемой технологиями

составляет от 4 до 12 °С. Причем чем выше температура контакта, тем больше различие.

Абсорбционная осушка на двух ступенях сокращает содержание воды в газе. В результате моделирования было выяснено, что количество воды уменьшается до 40 %. Со временем, в условиях повышенного влагосодержания, данное преимущество может помочь в качественной подготовке газа.

Применение второй ступени позволяет значительно понизить количество гликоля в осушенном газе. Данный факт является большим достоинством модернизации технологии, поскольку сокращаются затраты на покупку абсорбента.

Ссылаясь на результаты исследования влияния термобарического режима на показатели эффективности абсорбционной осушки газа, рекомендуется в первом абсорбере поддерживать более высокие давления, а во втором абсорбере не выше 3 МПа.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б95	Ивановой Динаре Денисовне

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности модернизации технологии абсорбционной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет доходов и затрат при внедрении двухступенчатой абсорбционной осушки.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.23
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		10.02.23

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванова Динара Денисовна		10.02.23

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В выпускной квалификационной работе рассматривается повышение эффективности эксплуатации установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Месторождение находится в стадии падающей добычи, что приводит к увеличению влагосодержания газа. В данных условиях довести газ до требований, регламентированных СТО Газпром 089-2010 [7], становится все сложнее, особенно в летний период года, когда температура контакта высокая. Предлагается модернизация технологической схемы подготовки путем внедрения второй стадии абсорбционной осушки газа. В связи с этим в рамках данного раздела будет проведен расчет экономической эффективности предложенного решения проблемы.

4.1 Продолжительность работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- подготовительные работы;
- монтажные работы;
- испытания.

Подготовительные работы подразумевают подготовку площадки для установки абсорбера, необходимого оборудования для осуществления операций, ознакомление рабочих с порядком работ. При осуществлении монтажных работ производят подъем абсорбера, сварку частей оборудования и слесарные операции. Заключительным этапом являются гидравлические испытания абсорбера, которые проводятся в целях надежной и безопасной эксплуатации объекта в дальнейшем.

В таблице 14 представлен линейный график проведения работ, связанных с установкой абсорбера. Линейный график производства работ – это план, отражающий этапы производственных процессов, положенных на временную шкалу. По вертикали внесены виды действий рабочих с указанием количества суток. По горизонтали отображены временные отрезки на весь перечень проведения введения нового оборудования.

Таблица 13 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Дни											
		1	5	9	15	19	23	27	31	35	38	41	45
подготовительные	15												
монтажные	25												
испытания	5												

4.2 Капитальные вложения

Один из вариантов инвестирования – это капитальные вложения, т. е. вложения в основной капитал. К этой категории относится финансирование нового строительства, модернизации производства, реконструкция зданий и сооружений, капитального ремонта, проведение проектно-изыскательных работ.

Капитальные вложения – это совокупность затрат, направленных на обновление основных фондов.

Эффективность капитальных вложений оценивается на основе сопоставления объемов инвестиционных затрат, с одной стороны, и сумм и сроков возврата инвестированного капитала – с другой.

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. К основным капитальным затратам при введении второй ступени абсорбции относятся:

- абсорбер;
- аппарат воздушного охлаждения;
- насос;

– промышленные трубопроводы.

Таблица 14 – Стоимость нового оборудования

Вид оборудования	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу, тыс. руб.	Всего, тыс. руб.
Абсорбер	шт.	1	5000	5000
Аппарат воздушного охлаждения	шт.	1	438	438
Насос	шт.	1	70	70
Промышленные трубопроводы	м	500	6,1	3050
ИТОГО: 8558 тыс. руб.				

В капитальные затраты входят также транспортные расходы, которые составляют 5 % от стоимости:

$$K_T = 0,05 \cdot 8558 = 427,9 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на проектирование составляют 10 %:

$$K_{пр} = 0,1 \cdot 8558 = 855,8 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на инженерные работы составляют 10 % от стоимости:

$$K_{ир} = 0,1 \cdot 8558 = 855,8 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на монтаж оборудования составляют 12 % от стоимости:

$$K_M = 0,12 \cdot 8558 = 1027 \text{ тыс. руб.}$$

Общая сумма капитальных затрат равна:

$$K = 8558 + 427,9 + 855,8 + 855,8 + 1027 = 11724,5 \text{ тыс. руб.}$$

4.3 Оплата труда

Объем отчислений в фонд заработной платы определяется типом и временем работы эксплуатируемого оборудования. Для монтажа абсорбционной колонны потребуется бригада, в которую входят сварщики, слесари и механики. Часовые тарифные ставки приняты в соответствии с

условиями работы в районах Крайнего Севера. Расчет заработной платы для работников представлен в таблице 16.

Таблица 15 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Слесарь	5	5	448,5	360	807300
Сварщик	3	5	448,5	360	484380
Механик	1		700	300	210000
ИТОГО: 1501680					

4.4 Дополнительные эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты – абсолютный показатель издержек, понесенных предприятием на обеспечение работоспособности производственных фондов.

Поскольку оборудование, используемое на второй ступени абсорбционной осушки газа, подвержено износу, необходимо учитывать амортизационные отчисления и закладывать их в конечную стоимость. Амортизационные отчисления – денежное выражение размера износа основных фондов за определенный период. Их сумма определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Объем амортизационных отчислений можно рассчитать по формуле:

$$A = K \cdot N_a, \quad (4)$$

где N_a – средняя норма амортизации, равная 10%;

K – капитальные затраты, тыс. руб.

$$A = 10526,4 \cdot 0,1 = 1052,6 \text{ тыс. руб.}$$

Также к затратам можно отнести ремонт. Ремонт оборудования заключается в осуществлении мероприятий, направленных на поддержание работоспособности основных средств. Затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2% от стоимости капитальных затрат:

$$Z_p = 0,02 \cdot 10526,4 = 210,5 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на содержание и обслуживание составляют 3% от стоимости капитальных затрат:

$$Z_o = 0,03 \cdot 10526,4 = 315,8 \text{ тыс. руб.}$$

Общая сумма дополнительных капитальных издержек:

$$Z_{\text{общ}} = A + Z_p + Z_o;$$

$$Z_{\text{общ}} = 1052,6 + 210,5 + 315,8 = 1578,9 \text{ тыс. руб.}$$

4.5 Оценка эффективности мероприятия

Оценка экономической эффективности проекта – это совокупность мероприятий по определению целесообразности инвестирования в рассматриваемый проект. 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. Она определяет интенсивность и успешность инновационного развития и совершенствования предприятия.

Применение второй абсорбционной ступени в дополнение к первой на УКПГ-Х позволяет более качественно проводить осушку газа, в связи с чем сокращается количество абсорбента, необходимого для подготовки продукции в соответствии с требованиями. Это отражается в снижении затрат на покупку диэтиленгликоля. Сравнение расходов на приобретение абсорбента для действующей и предлагаемой технологии подготовки газа представлено в

таблице 17. Действующая технология подразумевает абсорбционную осушку газа в одну ступень, а предлагаемая – в две ступени.

Таблица 16 – Затраты на покупку абсорбента

УКПГ	Количество, т	Цена, руб/кг	Сумма, тыс. руб.
Действующая	2344	59	138296
Предлагаемая	1256	59	74105

Таким образом, снижение затрат на циркуляцию ДЭГа составит:

$$\Delta Z_{\text{ц}} = 138296 - 74105 = 64191 \text{ тыс. руб.}$$

Также введение второй ступени абсорбции, помимо сокращения количества абсорбента, снижает его невозвратные потери с осушенным газом. Учитывая, что потери снижаются на 0,452 кг/ч, годовая экономическая выгода составит:

$$\Delta \text{Пот} = 0,452 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 59 = 233,6 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, снижение затрат по одной рабочей нитке составит:

$$\Delta Z = \Delta Z_{\text{ц}} + \Delta \text{Пот} = 64191 + 234 = 64425 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования:

$$\text{Эф}_{\text{год}} = \Delta \text{П} - Z_{\text{экс.общ}} = 64425 - 1579 = 62846 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости инвестиционного проекта – ключевой показатель, позволяющий понять, насколько быстро окупятся вложенные инвестиции. Рассчитывается данный показатель как отношение затрат на модернизацию к годовому экономическому эффекту:

$$T = \frac{K}{\text{Эф}_{\text{год}}} = \frac{13226}{62846} = 0,2 \text{ года} = 2,4 \text{ мес.}$$

Экономическая эффективность – отношение годового экономического эффекта к затратам на создание и внедрение дополнительной ступени абсорбционной осушки газа составит:

$$\text{Эф} = \frac{\text{Эф}_{\text{год}}}{\text{К}} = \frac{62846}{13226} = 4,75 = 475 \%$$

Результаты экономической оценки для удобства сведены в таблицу 18.

Таблица 17 – Экономические показатели

Статьи затрат	Затраты
Капитальные затраты:	
Стоимость нового оборудования, тыс. руб.	8558
Транспортно-заготовительные, тыс. руб.	427,9
Проектирование, тыс. руб.	855,8
Инженерные работы и обучение, тыс. руб.	855,8
Монтаж нового оборудования, тыс. руб.	1027
Заработная плата и премии, тыс. руб.	1501,7
Итого, тыс. руб.:	13226,2
Эксплуатационные затраты:	
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	1052,6
Затраты на ремонт, тыс. руб.	210,5
Содержание и обслуживание приборов и средств автоматизации, тыс. руб.	315,8
Итого, тыс. руб.:	1578,9
Прирост прибыли, тыс. руб.	64424
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	62846
Срок окупаемости капитальных затрат, мес.	2,4
Экономическая эффективность, %	475

Вывод по разделу:

Таким образом, была произведена экономическая оценка введения второй ступени осушки газа в абсорбере. В результате возможного осуществления предлагаемой модернизации, за счет незначительного расширения объема начальных капиталовложений происходит снижение затрат на покупку диэтиленгликоля, а также уменьшение его содержания в осушенном газе. Был рассчитан срок окупаемости введения второй ступени абсорбционной осушки газа, который составил 2,4 месяца. Экономическая эффективность мероприятия равна 475 %.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б95		ФИО Ивановой Динаре Денисовне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> Установка комплексной подготовки газа ЯНГКМ. <i>Область применения:</i> газовая промышленность <i>Рабочая зона:</i> производственное помещение – цех подготовки газа <i>Размеры помещения:</i> 50*30 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> абсорберы, насосы, запорно-регулирующая арматура. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Контроль и регулирование параметров процесса подготовки газа, техническое обслуживание</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023). Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда;</p> <p>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;</p> <p>3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.20 №534. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</p> <p>4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.20 №528. Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ.</p> <p>5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.20 №536. Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением.</p> <p>6. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p>

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Анализ потенциально вредных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; <p>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Взрывопожароопасность; <p>Средства защиты:</p> <p>Индивидуальные: специальная защитная одежда, средства защиты органов дыхания, противозумные наушники, перчатки, защитная обувь, каска, очки.</p> <p>Коллективные: вентиляция и очистка воздуха, автоматический контроль и сигнализация загрязнения воздушного пространства рабочей зоны.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы химическими веществами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: промышленные стоки, проникание загрязненной воды в грунтовые воды.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы в атмосферу оксидов углерода, азота и метана.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: пожар, взрыв, утечка взрывопожароопасных веществ.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

10.02.23

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			10.02.23

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванова Динара Денисовна		10.02.23

5 Социальная ответственность

Понятие «социальная ответственность» включает такие вопросы, как соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению.

Объектом исследования данной работы является установка комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Предприятием, осуществляющим эксплуатацию газового промысла, является ООО «Газпром добыча Ямбург». Установка комплексной подготовки газа относится к высокой категории риска, в соответствии с чем задачей предприятия в области социальной политики выступает повышенная защита персонала от воздействия вредных и опасных производственных факторов.

Подготовка газа, удовлетворяющего требованиям СТО Газпром 089-2010 [7], производится с помощью комплекса технологического оборудования и вспомогательных систем, включающих в себя абсорберы, сепараторы, пробкоуловители, насосы различного вида, колонны регенерации и т.д.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, оказывающих негативное воздействие на работников при сборе и подготовке газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Установка комплексной подготовки газа №X находится на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа. Данный район относится к Крайнему Северу, что свидетельствует о его

труднодоступности и суровых климатических условиях. Большинство работников газового промысла работают вахтовым методом.

В соответствии с вышесказанным, правовое и организационное регулирование имеет некоторые особенности, связанные с условиями работы в данной местности. Организация трудовой деятельности регламентируется на основании требований и норм, установленных в главе №47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и в главе №50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» Трудового кодекса Российской Федерации [24].

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха в соответствии со статьей 299 главы №47 Трудового кодекса Российской Федерации. Продолжительность данного периода не должна превышать одного месяца.

Рабочее время и время отдыха регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю согласно статье 91, главы №19 Трудового кодекса Российской Федерации.

При оплате труда сотрудникам, работающим вахтовым методом работы в районах Крайнего Севера, выплачиваются надбавки в виде районных коэффициентов к заработной плате. Также работникам предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск: в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

Обработка персональных данных в ПАО «Газпром» осуществляется с учетом необходимости обеспечения защиты прав и свобод работников ПАО

«Газпром» и других субъектов персональных данных, в том числе защиты права на неприкосновенность частной жизни, личную и семейную тайну [25]. Политика обработки персональных действует в соответствии со следующими нормативными правовыми актами: Трудовой кодекс Российской Федерации [24], Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 152-ФЗ «О персональных данных» [26], Указ Президента Российской Федерации от 06 марта 1997 г. № 188 «Об утверждении Перечня сведений конфиденциального характера» [27] и др.

5.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – это ответственность компании перед сотрудниками, перед населением за их здоровье и качество жизни. Вопросам производственной безопасности в ООО «Газпром добыча Ямбург» традиционно уделяется много внимания. Основные положения по управлению промышленной безопасности устанавливаются в Единой системе управления производственной безопасностью в СТО Газпром 18000.1-001-2021 [28].

Газовая промышленность сопряжена с повышенной опасностью для человека. Особенностью большинства эксплуатируемых объектов является высокое давление и большое количество взрывопожароопасных веществ (горючий газ, горючие жидкости). При осуществлении процессов, связанных со сбором и подготовкой газа, происходит воздействие вредных и опасных факторов на рабочих. Главная задача коллектива в этом направлении – добиться нулевого травматизма, снижения частоты несчастных случаев на объектах Общества [29].

В таблице 19 представлены факторы в соответствии с «ГОСТ 12.0.003-215 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.» [30].

Таблица 18 – Возможные вредные и опасные факторы

Факторы ГОСТ 12.0.003-215 [8]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень общей вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [31].
Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности [32].
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения		+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [33].
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [34]. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [35].
Взрывопожароопасность		+	ФЗ от 22.07.2013 г. №123, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [36]. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [37].
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [38]. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии [39].

Повышенный уровень общей вибрации

При действии на организм общей вибрации страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Особо опасны вибрации с частотой, совпадающей с собственной частотой внутренних органов человеческого организма – 6-9 Гц, которые могут вызвать механическое повреждение или даже разрыв этих органов.

У людей, работающих в условиях повышенной вибрации, наблюдаются такие симптомы, как головокружение, расстройство координации движения, укачивание, нарушение сна и др. Источниками вибрации в пределах установки комплексной подготовки газа могут быть насосы, аппараты воздушного охлаждения, турбодетандеры, газоперекачивающие агрегаты.

Существуют следующие методы защиты от вибрации:

- снижение вибраций воздействием на источник возбуждения (посредством снижения или ликвидации вынуждающих колебания сил);
- применение виброизоляции;
- использование средств индивидуальной защиты: антивибрационные рукавицы, специальная обувь на антивибрационной подошве;
- применение антивибрационных площадок, сидений;
- соблюдение регламента режима работы: обязательные перерывы и отдых [40].

Повышенный уровень шума

Шумом называются всякого рода звуки, мешающие восприятию полезной информации или нарушающие тишину, а также звуки, оказывающие вредное воздействие на человека. Причинами шума на установке комплексной подготовки газа могут быть движение газа через краны, работа насосов, турбодетандеров, аппаратов воздушного охлаждения, газоперекачивающие агрегаты. Повышенный уровень шума оказывает вредное воздействие на

организм человека и может привести к негативным последствиям: повышению утомляемости, снижению умственной активности, глухоте, неврозам.

Нормативный документ ГОСТ 12.1.003-2014 регламентирует допустимый уровень шума 80 дБА [32]. Повышение заданного уровня необходимо устранять в целях безопасности здоровья персонала.

Для минимизации негативного воздействия шума могут применяться следующие средства и методы защиты:

- уменьшение шума в источнике его возникновения;
- рациональная планировка предприятий и цехов;
- акустическая обработка помещений;
- использование вкладышей, наушников, шлемов.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Процесс подготовки газа связан с работами в цехе подготовки газа, цехе регенерации диэтиленгликоля и метанола. Данные помещения характеризуются недостаточностью естественного освещения. Недостаточное и нерационально оборудованное освещение может привести к развитию близорукости, дальновзоркости, росту производственного травматизма. Недостаток освещения приводит к быстрому утомлению, снижается работоспособность. Руководители предприятий должны знать и строго соблюдать гигиенические требования к освещению производственных помещений, чтобы сохранить здоровье работников и не допустить случаев производственного травматизма, а также повысить производительность труда и качество выпускаемой продукции.

Нормирование освещенности производится в зависимости от характера работы, системы и вида освещения, фона, контраста объекта с фоном. Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%.

Для обеспечения требуемых норм освещенности применяют источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, очки [33].

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Загазованностью называют любое, даже самое незначительное, изменение состава воздуха рабочей зоны, которое происходит из-за увеличения концентрации какого-либо газа в нём. Все производственное оборудование, участвующее в подготовке газа, содержит в некоторых количествах газ, повышенное содержание которого способно отравлять организм человека. Также вредное воздействие на здоровье человека оказывают присутствующие в процессе диэтиленгликоль и метанол. При попадании в организм диэтиленгликоль вызывает общетоксическое действие, в первую очередь поражает почки и печень. Метанол вызывает слепоту, вредно влияет на нервную систему, вступает в реакции с белками.

Основным критерием качества воздуха являются концентрации вредных веществ. Предельно-допустимая концентрация диэтиленгликоля 10 мг/м^3 , он относится к III классу опасности. Метанол имеет ПДК 5 мг/м^3 , и также относится к III классу опасности [34].

На рабочих местах с превышением концентрации вредных веществ применяют следующие средства защиты: противогазы, газоанализаторы, активную вентиляцию и проветривание помещений перед работой и осмотром в них. Проводятся инструктажи при газоопасных работах и работах с отравляющими веществами.

Контроль за уровнем загазованности помещений с помощью систем локального обнаружения углеводородных газов контролируется оперативным персоналом в течение всей смены по показаниям приборов на пульте УКПГ.

Взрывопожароопасность

Установка комплексной подготовки газа является объектом, на котором в любой момент могут возникнуть пожар и взрыв. Пожарная опасность

установок подготовки газа выражается, в первую очередь, во взрывопожароопасных свойствах природного газа и конденсата, диэтиленгликоля, метанола и других горючих жидкостей, которые используются в технологическом процессе.

Основные процессы, которые проводятся на УКПГ – это очистка и осушка газа, при проведении которых возникает угроза возникновения взрыва и пожара. Причинами могут стать разгерметизация оборудования, выброс природного газа, паров метанола. На сегодняшний день ГОСТ 5542-2014 определяет пределы воспламенения природного газа при стандартных условиях от 4,4 до 17 % [41]. Самая взрывоопасная концентрация – 9,5%

Условиями взрыва газозудной смеси являются замкнутый объем, наличие взрывоопасной концентрации, наличие источника воспламенения.

Наибольшую опасность представляют коллекторы и технологические газопроводы, поскольку в случае аварийной ситуации газ вырвется с большой скоростью и под высоким давлением.

На промысле устанавливается противопожарный режим, в котором указывается: порядок проведения, утилизации взрывопожароопасных отходов; место хранения спецодежды, которая контактирует с горючими веществами; порядок проведения газоопасных и пожароопасных работ; действия и обязанности работников при возникновении пожара и др.

Не допускается загромождение различным оборудованием и машинами дорог, проездов, лестничных клеток и коридоров, ведущим к первичным средствам пожаротушения и связи.

В систему пожарной безопасности на УКПГ входят такие элементы, как система обнаружения пожара, системы защиты от задымления, системы оповещения и эвакуации людей. Для предотвращения пожара и взрыва необходимо обеспечивать надежную герметизацию оборудования, вентиляцию производственных помещений, применение обмедненного инструмента во избежание искр. В помещениях должны присутствовать

средства пожаротушения: огнетушители, пожарные щиты, гидранты, емкости с песком.

На установке комплексной подготовки газа предусмотрены автоматические установки пожаротушения, противопожарные водопроводы с установкой на них пожарных кранов, гидрантов и кнопок запуска пожарных насосов, запасы воды, хранимые в резервуарах, возможность подключения передвижной техники для тушения пожара.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электрический ток также негативно воздействует на здоровье работника: проходя через ткани человека, оказывает биологическое, термическое и электролитическое воздействие, что приводит к местным повреждениям тканей и органов, а также к общим поражениям организма.

Биологическое воздействие выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания.

Термическое воздействие сопровождается ожогами участков тела человека и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства.

Электролитическое воздействие проявляется в разложении плазмы крови и других органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

Причинами поражения могут быть монтаж и ремонт электроустановок под током, поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей, случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением, неисправность средств индивидуальной защиты, низкая квалификация и необученность сотрудников, нарушения правил и инструкций по эксплуатации электрооборудования.

Действие электрического тока на организм человека зависит от силы тока, протекающего через человека, частоты тока, продолжительности воздействия, состояния кожного покрова и др. Предельно допустимая величина переменного тока 0,3 мА. Предельно допустимое значение постоянного тока в 3–4 раза выше допустимого значения переменного, но это – при напряжении не выше 260–300 В. При больших величинах он более опасен для человека ввиду его электролитического воздействия.

Помещения по опасности поражения электрическим током разделяются на три категории согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [39]:

- особо опасные;
- с повышенной опасностью;
- без повышенной опасности.

Особо опасные помещения характеризуются 100 % влажностью или наличием химически активной среды. В помещениях с повышенной опасностью присутствует один из следующих факторов: повышенная температура воздуха (плюс 35 °С); повышенная влажность (более 75 %); наличие токопроводящей пыли; наличие токопроводящих полов. В помещениях без повышенной опасности отсутствуют признаки, характерные для двух предыдущих классов.

При использовании электрооборудования необходимо строго соблюдать правила и требования технической документации организации-изготовителя на конкретные виды электрооборудования. Запрещается включать электроприборы и иное электрооборудование в сеть при поврежденной изоляции кабеля питания и корпуса штепсельной вилки. Запрещается эксплуатировать неисправное электрооборудование. Запрещается располагать мебель, оборудование и предметы на провода и кабели, наступать на электрические шнуры и кабели питания.

В качестве защитных мер по обеспечению электробезопасности персонала применяют ограждения, изолирующие оболочки, блокировочные

устройства при открытии шкафов, дверей для недоступности к токоведущим частям; защитные отключения и заземления применение диэлектрических защитных средств, молниезащита; планово-предупредительные ремонты; инструктаж и обучение работников промысла работе с электроустановками и электрическими приборами и средствами автоматизации.

5.3 Экологическая безопасность

Подготовка природного газа неизбежно связана с оказанием негативного воздействия отходов процесса на окружающую среду. Экологическая безопасность газодобывающего производства включает меры по защите атмосферы, гидросферы и литосферы.

Защита атмосферы

Воздействие производства на атмосферу заключается в различных выбросах в процессе подготовки. К этим выбросам относятся продукты горения газа собственных нужд, утилизация промышленных стоков, утечка газа, сброс при плановой остановке промысла. Для обеспечения минимизации вреда, наносимого процессом производства, применяют следующие меры по защите атмосферы: поддержание и проверка герметичности арматуры, контроль воздушной среды. Предельно-допустимая концентрация природного газа в воздухе рабочей зоны производственных помещений составляет 7000 мг/м³.

Защита литосферы

Помимо негативного воздействия на атмосферу, важное значение имеет образование отходов при эксплуатации технологического оборудования, загрязняющих литосферу.

В целях защиты литосферы отработанные продукты необходимо хранить в специальных емкостях и утилизировать их по мере наполнения, шлам от очистки технологических емкостей следует накапливать в

специальных контейнерах, установленных на железобетонных экранах, с последующим захоронением на полигоне.

Таблица 19 – Характеристика отходов УКПГ-Х [4]

Наименование отходов	Класс опасности	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³
Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства	1	0,005
Аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные, с электролитом	2	0,003
Отходы минеральных масел моторных, индустриальных, турбинных, минеральных масел трансформаторных, гидравлических	3	300

Защита гидросферы

Источниками загрязнения гидросферы являются отходы производства, которые включают в себя производственные сточные воды; вода с цеха регенерации диэтиленгликоля; вода, участвующая в промывке технологического оборудования.

Согласно нормам и правилам в области промышленной безопасности промышленные стоки установки подготовки газа должны быть нейтрализованы, очищены и утилизированы [42]. Помимо этого, должен осуществляться контроль за сбором промстоков, степенью их загрязненности и эффективностью работы очистных сооружений и систем утилизации.

Для термической нейтрализации промышленных стоков применяют горизонтальную факельную установку. Также в целях уменьшения отрицательного воздействия сточных вод могут быть использованы установки биологической очистки и очистные сооружения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Газовая промышленность относится к потенциально опасным отраслям.

При эксплуатации объектов повышенной опасности всегда существует вероятность возникновения серьезных чрезвычайных ситуаций, аварий, технических инцидентов, а также несчастных случаев.

Обеспечение безопасности производственных объектов газовой промышленности – одно из ключевых условий успешного функционирования и развития газовой отрасли.

Общие требования к ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера установлены в ГОСТ Р 22.8.01.2021 [43].

Чрезвычайные ситуации на установке комплексной подготовки газа происходят вследствие выбросов горючих и токсичных веществ, а также взрывных процессов. Основные причины, провоцирующие аварии при эксплуатации опасных производственных объектов, заключаются в следующих аспектах:

- Техническое состояние основного и вспомогательного оборудования, а также производственных зданий и сооружений;
- Уровень квалификации специалистов, эксплуатирующих опасный производственный объект;
- Организация процесса производства в части предупреждения возникновения чрезвычайных происшествий, аварий и несчастных случаев.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в процессе сбора и подготовки природного газа является разрыв трубопроводов и другого оборудования под давлением, а также взрыв пожароопасной продукции.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации проводятся следующие мероприятия:

- Постоянная проверка и контроль оборудования, участвующего в процессе сбора и подготовки природного газа;
- Проведение инструктажей для персонала о правилах работы с оборудованием;

- Проведение учебно-тренировочных занятий по ликвидации аварий;
- Применение автоматических систем сигнализации при возникновении аварии;
- Использование вентиляции.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации сотрудники промысла должны действовать в соответствии с Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. Необходимо сообщить на пульт об аварии, далее должностным лицам согласно схеме оповещения, эвакуировать работников, провести работы по локализации и ликвидации аварий.

Газовый промысел расположен в тундровой зоне на территории Крайнего Севера в Ямало-Ненецком автономном округе. Возможность возникновения чрезвычайной ситуации природного характера также вероятна. В период активного таяния снега и половодья рек возможно подтопление технологических площадок. А в летнее время года возможны возникновения лесных и торфяных пожаров.

4.5 Выводы по разделу

Комплексная подготовка природного газа представляет опасный производственный процесс. В главе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Был произведен анализ вредных и опасных факторов производства, влияющих на здоровье и безопасность персонала. Также приведен обзор различных видов воздействия на окружающую среду: влияние производственного процесса на атмосферу, гидросферу, литосферу. Были рассмотрены чрезвычайные ситуации, связанные непосредственно с подготовкой газа, причины их возникновения, а также методы и средства предотвращения аварий.

Безопасность условий труда персонала в газовой промышленности является важным фактором, определяющим развитие отрасли. Эксплуатация объектов газовой отрасли является работой повышенной опасности. Во избежание возникновения аварийной ситуации необходимо соблюдать меры безопасности в полном объеме. К ним относятся применение средств индивидуальной защиты, регулярное проведение инструктажей по правилам безопасности и эксплуатации оборудования, применение различных защитных средств для минимизации влияния вредных и опасных факторов производства. Также важны такие личные качества рабочего, как ответственность, серьезность, внимательность при выполнении операций, связанных с процессом сбора и подготовки газа. Соблюдение всех требований по охране труда позволяет предотвратить возникновение чрезвычайной ситуации.

Заключение

В выпускной квалификационной работе произведен анализ технологии подготовки газа на УКПГ-Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, находящегося на стадии падающей добычи. Данный период разработки характеризуется снижением пластовых давлений и в соответствии с этим увеличением содержания влаги в газе. Появляются осложнения, связанные с подготовкой газа до требуемых показателей для надежного и безопасного транспорта к потребителю. Повышенное содержание воды в осушенном газе способствует образованию гидратов, что может снизить пропускную способность газопровода. Также данная проблема может привести к коррозии трубопроводов.

В ходе работы были рассмотрены такие методы осушки газа, как абсорбционное и адсорбционное поглощение влаги, низкотемпературная сепарация. Наиболее распространенным оказался абсорбционный способ с применением гликолей. Подробнее были описаны теоретические основы абсорбции, характеристика абсорбентов, технология и выбор режима процесса подготовки, а также регенерация осушителей. В России в качестве осушителя нашел большее применение диэтиленгликоль. В некоторых показателях он уступает триэтиленгликолю, который используется за рубежом.

С помощью программы UniSim Design построена модель действующей технологической схемы подготовки газа на УКПГ-Х с использованием фактических данных и регламента. В результате анализа результатов моделирования было выяснено, что в условиях повышенных температур окружающей среды процесс осушки осуществляется не качественно, температура точки росы не соответствует требованиям СТО Газпром 089-2010. При температуре контакта плюс 5 °С и выше подготовка газа не удовлетворяет отраслевому стандарту. Модель позволила оценить эффективность действующей схемы и проанализировать влияние термобарических параметров на показатели технологического процесса.

Снижение давления в абсорбере и температуры контакта, повышение концентрации и количества регенерированного абсорбента на входе в колонну благоприятно воздействует на процесс осушки газа. В существующей схеме подготовки газа достичь требуемых показателей в летний период возможно, уменьшая давление в абсорбере и увеличивая расход и концентрацию регенерированного гликоля.

В целях решения проблемы достижения требуемых показателей в условиях падающих пластовых давлений была предложена модернизация процесса путем введения второй стадии абсорбционной осушки. Предложенная схема включает абсорбционную осушку газа на двух ступенях с разными термобарическими режимами. Между двумя абсорберами предусмотрено промежуточное охлаждение газа с помощью аппарата воздушного охлаждения. При моделировании на первой ступени устанавливалось давление 4 МПа, на второй – 2 МПа. Температура контакта принята 15 °С. Была произведена оценка эффективности предлагаемой технологии. Введение второй ступени абсорбционной осушки газа позволило значительно понизить температуру точки росы, значение изменилось на 4–12 °С. Содержание воды в осушенном газе сократилось до 40 %. Модернизация привела к снижению невозвратных потерь диэтиленгликоля, унесенного вместе с осушенным газом, что позволяет экономить на покупке абсорбента. В результате анализа модели двухступенчатой осушки было выяснено, что процесс осушки проходит интенсивнее при более высоких давлениях в первом абсорбере и не выше 3 МПа во втором.

Таким образом, добавление второй ступени абсорбционной осушки газа в технологическую схему позволяет решить трудности эксплуатации установки комплексной подготовки, связанные со стадией падающей добычи. Важным достоинством предлагаемой технологии является обеспечение температуры точки росы в соответствии с требованиями отраслевого стандарта в период высоких температур окружающего воздуха.

Список использованных источников

1. Статистический бюллетень ОПЕК на 2021 год – Мировые доказанные запасы природного газа по странам: официальный сайт. – URL: https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ – Природный горючий газ: официальный сайт. – URL: <https://gd2021.data-geo.ru/fuel/gas/>.
3. Дополнения к коррективам проекта разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: том 1. – п. Развилка, Московская обл.: ООО «ВНИИГАЗ», 2006. – 143 с. – Текст: непосредственный.
4. Технологический регламент эксплуатации опасных производственных объектов промысла №4 Газопромыслового управления Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург» при осуществлении технологического процесса сбора и подготовки опасных веществ. М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2020. – 249 с. – Текст непосредственный.
5. Дополнения к коррективам проекта разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: том 2. – п. Развилка, Московская обл.: ООО «ВНИИГАЗ», 2006. – 202 с. – Текст: непосредственный.
6. Балыбердина, И.Т. Физические методы переработки и использования газа: Учебник для вузов / И.Т. Балыбердина. – Москва: Недра, 1988. – 248 с. – ISBN 5-247-00171-0.
7. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.: дата введения 2011-08-08. – URL: <https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010.pdf> (дата обращения: 10.03.23) – Текст: электронный.
8. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: дата введения

2015-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200113569> (дата обращения 15.03.2023). – Текст: электронный.

9. ГОСТ 27577-2000. Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия: дата введения 2002-01-01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200017921> (дата обращения 15.03.2023). – Текст: электронный.

10. Мельников, В.Б. Промысловый сбор и переработка газа и газового конденсата: Учебник / В.Б. Мельников. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – 464 с. – ISBN 978-5-91961-241-4.

11. Арнольд, К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа / перевод с английского. – К. Арнольд, М. Стюарт – Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 630 с. – ISBN 978-5-903363-17-9.

12. Ивановский, В.Н. Оборудование для сбора и подготовки газа на промыслах: Учебное пособие. / В.Н. Ивановский, И.А. Куликова, И.С. Мерициди. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 421 с. ISBN 978-5-91961-120-2.

13. Скобло, А.И. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности: Учебник для вузов. / А.И. Скобло, И.А. Трегубова, Н.Н. Егоров. – Москва: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 652 с. ISBN 14-5-2.

14. Дымент, О.Н. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена / О.Н. Дымент, К.С. Казанский, А.М. Мирошников. – Москва: Издательство «Химия», 1976. – 376 с.

15. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата: научное издание / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – Москва: Недра, 1999. – 596 с. – ISBN 5-8365-0008-8.

16. Жданова, Н.В. Осушка углеводородных газов / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – Москва: Издательство «Химия», 1984. – 192 с.

17. Гвоздев, Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождения: Справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. – Москва: Недра, 1988. – 575 с. – ISBN 5-247-00142-7.

18. Сбор и промысловая подготовка газа на Северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков [и др.]; Москва: Недра, 1999. – 473 с. – ISBN 5-247-03818-5.

19. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов / Т.М. Бекиров – Москва: «Недра», 1980. – 293 с.

20. Николаев, В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / В.В. Николаев, Н.В. Бусыгина, И.Г. Бусыгин. – Москва: Недра, 1998. – 184 с. – ISBN 5-247-03813-4.

21. Отчет о научно-исследовательской работе. Оценка возможности выполнения проектных показателей разработки и эффективности эксплуатации существующего оборудования промысловой подготовки Ямбургского НГКМ при реализации проектных решений по технологическому развитию промыслов. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015. – Текст: непосредственный.

22. Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера: Сборник научных трудов / А.И. Гриценко, Р.С. Сулейманов, В.А. Истомин [и др.]; Москва: ВНИИГАЗ, 1995. – 213 с.

23. Вяхирев, Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений: Научное издание / Р.И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – Москва ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с. – ISBN 5-8365-0101-7.

24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).

25. Политика обработки персональных данных в ПАО «Газпром» (в ред. приказа ПАО «Газпром» от 28.06.2021 № 275), 2018 – 10 с.

26. Российская Федерация. Законы. О персональных данных: Федеральный закон № 152-ФЗ: [принят Государственной думой 8 июля 2006 года].

27. Российская Федерация. Указы. Об утверждении Перечня сведений конфиденциального характера: Указ президента № 188 (с изм. 13.07.15)

28. СТО Газпром 18000.1-001-2021. Единая система управления производственной безопасностью. Основные положения.: дата введения 2021-01-20.

29. Социальный отчет ООО «Газпром добыча Ямбург» за 2020 год. – URL: https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/15/21/gdy_social-report_2020_web.pdf (дата обращения: 15.05.23) – Текст: электронный.

30. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.: дата введения 2017-03-01.

31. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.: дата введения 2008-07-01.

32. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности.: дата введения 2015-11-01.

33. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.: дата введения 2017-05-08.

34. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01.

35. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01.

36. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон N 123–ФЗ.

37. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01.

38. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.: дата введения 2019-01-01.

39. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии дата введения.: введены в действие 2023-03-07.

40. Колосов, Ю.В. Защита от вибрации и шума на производстве: учебное пособие / Ю.В. Колосов, В.В. Барановский. – Санкт-Петербург: СПбГУ ИТМО, 2011. – 38 с.

41. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.: дата введения 2015-07-01.

42. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.20: введены в действие 01.09.22.

43. ГОСТ Р 22.8.01.2021. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования.: дата введения 2022-06-01.