

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНО)

УДК 622.279.8:66.074(574.121)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н.		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)	
<i>Утверждена приказом директора</i>	<i>20.04.2023 №110-16/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

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

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Физико-химические основы процесса осушки газа методом абсорбции. 2. Технологический процесс абсорбционной осушки природного газа. 3. Объект и методы исследования. 4. Анализ технологии подготовки газа. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6. Результаты выполненного исследования.
---	---

Перечень графического материала	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОНД, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент ООД, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Physical and chemical fundamentals of gas dehydration by absorption method	Доцент ОИЯ, к.ф.н. Болсуновская Людмила Михайловна

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Физико-химические основы процесса осушки газа методом абсорбции
Physical and chemical fundamentals of gas dehydration by absorption method

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 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
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.04.2023	Работа с литературными источниками. Введение.	10
05.05.2023	Литературный обзор: Физико-химические основы процесса осушки газа методом абсорбции	15
10.05.2023	Аналитический обзор: Технологический процесс абсорбционной осушки природного газа	15
18.05.2023	Объект и методы исследования	15
31.06.2023	Анализ технологии подготовки газа	20
10.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.06.2023	Социальная ответственность	10
21.06.2023	Оформление работы, составление презентации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 с., 31 рис., 17 таб., 42 источников, 1 прил.

Ключевые слова: осушка газа, абсорбер, диэтиленгликоль, установка комплексной подготовки газа, двухступенчатая абсорбционная осушка, моделирование технологического процесса.

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

Цель данной работы – технологическим способом обеспечить в период падающей добычи качество подготовки газа в соответствии со Стандартом Газпрома.

В процессе исследования рассмотрен технологический регламент установки комплексной подготовки №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Детально изучена схема абсорбционной осушки природного газа, а также схема регенерации гликоля. С помощью программного комплекса Unisim Design построена модель технологического процесса абсорбционной осушки газа на основе существующей установки. Произведена модернизация модели путем добавления двухколонной системы подготовки газа.

Показано, что внедрение двухколонной системы подготовки газа сокращает расход регенерированного диэтиленгликоля, при котором сохраняется качество осушки, а также его унос в процессе осушки и регенерации и, соответственно, затраты на закупку диэтиленгликоля и затраты на электроэнергию.

Область применения: установка комплексной подготовки природного газа на газовых месторождениях, находящийся на стадии подающей добычи.

Степень внедрения: работа имеет поисковый характер.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	11
Обозначения и сокращения.....	14
1 Физико-химические основы процесса осушки газа методом абсорбции.....	15
1.1 Физико-химическая сущность процесса абсорбции	15
1.2 Абсорберы, их виды и конструкция.....	17
1.2.1 Конструкции абсорберов	17
1.2.2 Насадочные абсорберы.....	18
1.2.3 Тарельчатые абсорберы.....	21
1.3 Характеристика гликолей.....	24
1.4 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки [11].....	27
1.4.1 Влияние давления	27
1.4.2 Влияние температуры.....	27
1.4.3 Влияние концентрации гликоля	28
1.4.4 Влияние солей и механических примесей	29
2 Технологический процесс абсорбционной осушки природного газа.....	30
2.1 Технологические схемы абсорбционной осушки газа на начальном этапе разработки.....	31
2.2 Технологические схемы абсорбционной осушки газа на этапе падения добычи.....	35
3 Объект и методы исследования	38
3.1 Геологическая характеристика месторождения [15].....	38
3.2 Характеристика установки осушки газа	41
3.3 Характеристика пластового газа	42
3.4 Моделирующая программа Unisim Design [16]	43
4 Анализ технологии подготовки газа	47
4.1 Технология подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении [5]	47
4.2 Моделирование действующей технологии подготовки и осушки природного газа.....	51
4.3 Модернизация технологии осушки.....	55
4.4 Обсуждение результатов модернизации	57

5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	62
5.1	Капитальные вложения	63
5.2	Амортизационные отчисления	63
5.3	Заработная плата	64
5.4	Эксплуатационные затраты	64
5.4	Налоговые отчисления	65
5.5	Определение экономической эффективности проекта	66
	Вывод по разделу	69
6	Социальная ответственность	72
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
6.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	73
6.1.2	Требования к компоновке рабочей зоны	74
6.2	Производственная безопасность	75
6.2.1	Повышенный уровень шума	76
6.2.2	Повышенный уровень вибрации	77
6.2.3	Загрязненность воздушной среды рабочей зоны	78
6.2.4	Расчет системы воздухообмена	79
6.2.5	Недостаточная освещенность рабочей зоны	80
6.2.6	Электробезопасность	81
6.2.7	Взрывопожароопасность	82
6.3	Экологическая безопасность	83
6.3.1	Влияние производства на атмосферу	83
6.3.2	Влияние производства на гидросферу	84
6.3.3	Влияние производства на литосферу	84
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
6.4.1	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве	85
6.4.2	Предупреждение чрезвычайных ситуаций и порядок действий в случае ее возникновения	86
	Вывод по разделу	87
	Заключение	88
	Список публикаций	90

Список использованных источников	91
Приложение	97

Введение

Значимость природного газа в энергобалансе всего мира постепенно увеличивается на протяжении последних десятилетий. Такой рост обусловлен высокой эффективностью этого ресурса как источника энергии и сырья для производства различных видов промышленной продукции, а также высокой экологической чистотой при сравнении с другими источниками топлива, такими как нефть и уголь [1].

Сфера потребления природного газа охватывает все отрасли мировой экономики. Без широкого использования этого качественного источника энергии и ценного химического сырья, развитие отраслей промышленности, таких как химическая, черная, цветная металлургия, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая, цементное производство, машиностроение, металлообработка и прочие, будет менее эффективным. Основной причиной широкого использования природного газа является его сравнительная дешевизна из-за относительной простоты добычи, транспорта и распределения.

Потребление природного газа постоянно увеличивается, поэтому необходимо совершенствовать технологические процессы на всех этапах, от добычи до использования, чтобы повысить их эффективность и качество. Развитие процессов добычи и подготовки газа учитывает современные тенденции производства, такие как энерго- и ресурсоэффективность, цифровизация и автоматизация всех процессов. В последние годы особенно актуальным стало снижение углеродного следа, что означает сокращение выбросов углеродсодержащих соединений и продуктов их сгорания в атмосферу. Сокращение углеродного следа в производстве и использовании природного газа – это важная задача, направленная на уменьшение отрицательного влияния на окружающую среду, и делает процесс более эффективным и экономически выгодным.

Добываемый природный газ, содержит влагу. Это может негативно повлиять на процессы подготовки и транспортировки, так как в присутствии воды некоторые углеводороды могут образовывать отложения гидратов. Эти отложения могут вызвать уменьшение пропускной способности трубопроводов и арматуры, что в крайнем случае может привести к аварийной ситуации. Одним из основных этапов подготовки газа является его осушка, то есть удаление из него избыточной влаги. Это необходимо, чтобы избежать образования газовых гидратов в газопроводах, через которые транспортируется газ.

В настоящее время, основным методом осушки природного газа, который широко используется, является абсорбционная осушка газа с использованием жидких поглотителей, таких как гликоли. Диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) чаще всего используются в качестве абсорбентов.

Около 70% газовой добычи в России осуществляется компанией ПАО "Газпром". В данной работе мы рассмотрим работу УКПГ – 4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, которым занимается дочернее предприятие ПАО "Газпром" – ООО "Газпром добыча Ямбург". Проблема обеспечения товарных характеристик газа заключается в достижении необходимой степени осушки в условиях падения пластового давления. На данном этапе увеличивается влагосодержание газа, и требуются изменения в технологическом процессе, чтобы сохранить значения температуры точки росы, относительно требований, указанных для товарного газа. От технологической гибкости установки осушки и сохранения требуемого качества подготовки природного газа зависит нормальная работа всей цепочки технологических процессов, начиная от добычи и заканчивая подачей газа потребителям.

Цель данной работы – технологическим способом обеспечить в период падающей добычи качество подготовки газа в соответствии со Стандартом Газпрома.

В рамках достижения данной цели планируется решить несколько задач:

1. Изучить технологию подготовки газа на УКПГ-4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения;
2. Предложить способ повышения эффективности технологии подготовки газа на УКПГ-4;
3. Провести сравнительный анализ действующей и модернизированной технологии осушки методом технологического моделирования в программном комплексе Unisim Design;
4. Оценить технологическую и экономическую эффективность модернизированной технологии.

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

Защищаемые положения: реализация технологии двухступенчатой осушки позволит повысить эффективность абсорбционной осушки природного газа за счёт сокращения расхода ДЭГа и его уноса в процессе осушки и регенерации.

Практическая значимость: применение технологии двухступенчатой осушки позволит сократить затраты на закупку ДЭГа и затраты на электроэнергию.

Обозначения и сокращения

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

ТТР – температура точки росы;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный аппарат;

МКН – мультикасетная насадка;

УОК – узел отключающих кранов;

ГФУ – горизонтальная факельная установка;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ОПФ – основные производственные фонды;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СКЗ – средства коллективной защиты;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

ЧС – чрезвычайная ситуация

1 Физико-химические основы процесса осушки газа методом абсорбции

1.1 Физико-химическая сущность процесса абсорбции

Абсорбция представляет собой процесс, в процессе которого жидкость, называемая абсорбентом, поглощает компоненты газовой смеси. Для успешной абсорбции необходимо, чтобы парциальное давление компонентов в газовой смеси было выше, чем в жидком абсорбенте. Такая разница в давлении между газом и жидкостью ведет к перемещению компонентов из газовой фазы в жидкую [2,3].

Абсорбция имеет два вида: физическую и химическую. Физическая абсорбция основана на растворимости компонентов в абсорбентах, в то время как химическая происходит благодаря химическому взаимодействию между компонентами и активной частью абсорбента. Скорость физической абсорбции зависит от концентрации компонентов и их размеров, и определяется диффузионными процессами в абсорбенте. Скорость химической абсорбции также зависит от скорости диффузии, а также от скорости химической реакции между компонентами и абсорбентом. [3].

При выборе абсорбента для разделения газов учитываются такие параметры, как состав газа, давление и температура процесса и производительность установки. Также, выбор абсорбента зависит от его селективности, поглотительной способности, коррозионной активности, стоимости, токсичности и других факторов [3].

Абсорбция широко используется в нефтегазовой промышленности для разделения, очистки и осушки углеводородных газов. Осуществление абсорбции позволяет извлекать из природных и попутных нефтяных газов компоненты, такие как этан, пропан, бутан и компоненты бензина.

Для разделения углеводородных газов применяются различные абсорбенты, такие как бензиновые или керосиновые фракции, газовый

конденсат, а для осушки используются диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ).

Абсорбция – это процесс, в котором участвуют две фазы – газовая и жидкая – и происходит их диффузия. Движущей силой процесса абсорбции является разность парциальных давлений поглощаемого компонента в газовой и жидких фазах, который стремится перейти в ту фазу, где его концентрация меньше, чем это требуется по условию равновесия [3].

Когда описывается процесс абсорбции, парциальное давление поглощаемого компонента в газовой фазе обозначается как p_r , а парциальное давление в газовой фазе, находящейся в равновесии с абсорбентом, обозначается как p_p . Процесс абсорбции происходит, когда $p_r > p_p$, и компонент газа переходит в жидкость. Если же $p_r < p_p$, то происходит процесс десорбции и поглощенные компоненты газа переходят из жидкой фазы в газовую [3].

Скорость передачи компонента из газовой фазы в жидкую зависит от разницы в парциальном давлении. Когда система приближается к равновесию, движущая сила уменьшается, что приводит к замедлению скорости перехода компонента.

Также возможно выразить движущую силу через разницу концентраций компонента в газовой (1) или жидкой (2) фазе, поскольку парциальное давление компонента зависит от его концентрации [3].

$$\Delta y = y - y_p \quad (1)$$

$$\Delta x = x_p - x \quad (2)$$

Абсорбция и десорбция – это процессы, связанные с поглощением и выделением вещества M в единицу времени. Эффективность этих процессов зависит от нескольких факторов, включая поверхность контакта между газовой и жидкой фазами F , движущую силу процесса и коэффициент пропорциональности K . Коэффициент пропорциональности K зависит от гидродинамического режима и физико-химических свойств системы. Это

означает, что он может изменяться в зависимости от условий процесса. Уравнение массопередачи для процесса абсорбции позволяет описать этот процесс математически. Оно может быть записано в виде [3, 4]:

$$M = K_p F(p_r - p_p) = K_y F(y - y_p) = K_x F(x_p - x) \quad (3)$$

или

$$K_p(p_r - p_p) = K_y(y - y_p) = K_x(x_p - x) \quad (4)$$

Коэффициент K , используемый при абсорбции, определяет количество вещества, которое может быть передано через единицу поверхности контакта между фазами в единицу времени при движущей силе, равной единице. Он называется коэффициентом массопередачи и является количественной мерой эффективности процесса [3].

При процессе абсорбции выделяется теплота, приближенно равная теплоте конденсации и пропорциональная количеству поглощенных компонентов, а при десорбции - поглощается теплота, приближенно равная теплоте испарения.

Процесс абсорбции осуществляется в массообменных аппаратах, которые называются абсорберами, а процесс десорбции – в десорберах. Абсорбент с поглощенными компонентами из газовой фазы называется насыщенным, и затем направляется на регенерацию, т.е. на десорбцию из него поглощенных компонентов. Регенерированный абсорбент вновь направляется на стадию абсорбции. И, таким образом, осуществляется единый замкнутый производственный процесс, состоящий из технологических циклов абсорбции и десорбции.

1.2 Абсорберы, их виды и конструкция

1.2.1 Конструкции абсорберов

Для проведения процессов массообмена, таких как абсорбция, используются массообменные аппараты – технологические устройства,

предназначенные для контактирования двух или трех фаз с целью перераспределения компонентов между ними. При абсорбции массопередача осуществляется через поверхность контакта газа и жидкости, и поэтому в абсорберах создается поверхность соприкосновения между ними [4].

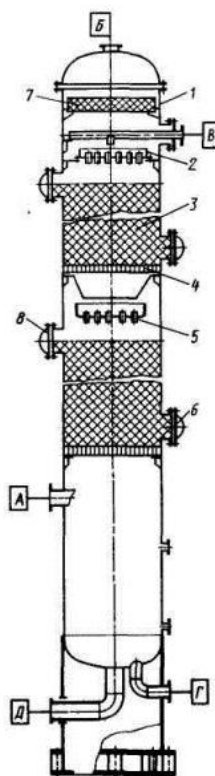
Абсорбер – это устройство, которое используется для очистки газа от избыточной влаги. Он состоит из трех секций: сепарационной, массообменной и фильтрующей. Сепарационная секция расположена на нижнем уровне и предназначена для предварительной сепарации газа. Здесь капельная жидкость выделяется из газа, который затем направляется в массообменную секцию. Для формирования массообменной секции могут использоваться тарелки или структурированная насадка в зависимости от условий осушки и состава газа. Массообменная секция расположена на среднем уровне и используется для абсорбционной осушки газа. В верхнюю часть этой секции подается осушитель природного газа (ОПГ), это может быть ДЭГ (диэтиленгликоль) или ТЭГ (триэтиленгликоль). В результате массообмена газ осушается, а ДЭГ насыщается влагой. Фильтрующая секция расположена на верхнем уровне и используется для очистки газа от ДЭГ, уносимого из абсорбционной секции. Здесь унесенный гликоль отделяется от газа [5].

Обычно для осушки углеводородных газов методом абсорбции применяют колонные аппараты с различными конструкциями тарелок или насадками внутри [6].

1.2.2 Насадочные абсорберы

Насадочные колонны, оснащены насадками – разнообразными твердыми телами. Основной функцией насадок является создание развитой поверхности межфазового контакта, за счет распределения жидкой пленки по поверхности [7].

Рисунок 1 демонстрирует конструкцию и расположение элементов насадочной колонны.



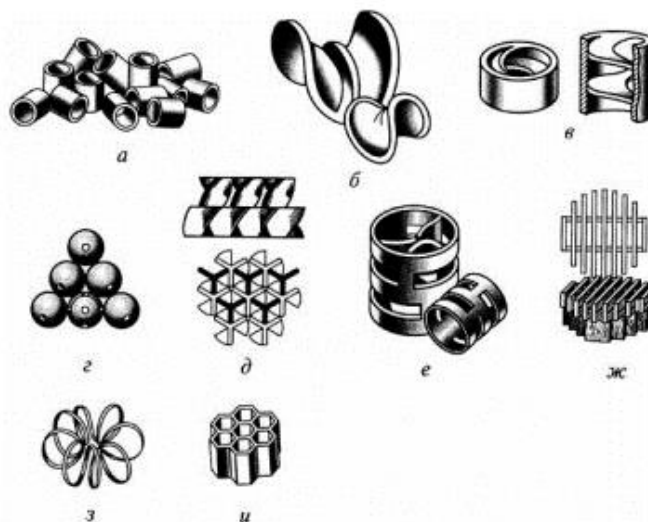
1 – корпус, 2 – распределительная тарелка; 3 – насадки; 4 – опорные пункты;
 5 – перераспределительная решетка; 6, 8 – люки; 7 – отбойное устройство
 Рисунок 1 – Насадочный абсорбер [8]

В колонне для насадки предусмотрены опорные решетки, через которые проходит газ и сток жидкости. Распределитель обеспечивает равномерное орошение насадки, и жидкость стекает вниз по поверхности тонкой пленкой. Однако равномерного распределения жидкости по всей высоте насадки по сечению колонны обычно не достигается, что объясняется пристеночным эффектом. Чтобы обеспечить более равномерное распределение жидкой фазы в колонне, ее склонность распределяться от центра к стенкам нивелируется путем деления насадки на секции высотой 4–5 диаметров каждая (не более 3–4 м), между которыми устанавливаются перераспределители жидкости. Они направляют жидкость от периферии колонны к ее центру [7,8].

Существуют два типа насадок в зависимости от способа укладки ее элементов в аппарате – упорядоченные (регулярные) и неупорядоченные (нерегулярные). Упорядоченная насадка имеет правильное расположение элементов, что обеспечивает их более эффективное смачивание. Неупорядоченная насадка имеет хаотический слой элементов, которые могут

быть загружены в аппарат в навал. Такая насадка в сравнении с упорядоченной имеет меньшую удельную поверхность, но является более удобной в загрузке [6].

Рисунок 2 демонстрирует наиболее часто используемые варианты насадок.



а – кольца Рашига; б – седла Берля; в – кольца с перегородками; г – шары;
д – пропеллерная насадка; е – кольца Паля; ж – хордовая насадка;
з – спирали; и – керамические блоки

Рисунок 2 – Варианты насадок [8]

Насадочные массообменные аппараты являются простыми в использовании и обладают низким гидравлическим сопротивлением, что делает их идеальным выбором для процессов абсорбции [8].

Большинство насадочных аппаратов являются противоточными и имеют потоковую структуру, близкую к модели идеального вытеснения (МИВ), что обеспечивает максимальную эффективность процесса массопередачи [8].

Один из недостатков насадочных колонн состоит в их большом объеме по сравнению с тарельчатыми колоннами, вызванном значительно меньшей площадью смачиваемой поверхности насадки. Это объясняется тем, что тарельчатая колонна обладает большей площадью контакта между фазами газа и жидкости на тарелках, чем насадочная колонна [8].

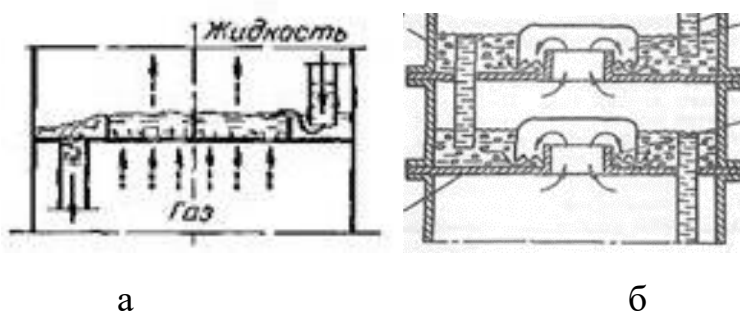
Вторым недостатком насадочных аппаратов является плохая смачиваемость насадки при низкой плотности орошения. Поэтому насадочные колонны не используются при небольшом расходе жидкой фазы [8].

Существенным недостатком насадочных колонн является сложность отвода тепла, особенно в случае абсорбции, сопровождающейся экзотермическим эффектом. Это приводит к тому, что приходится либо отказываться от использования насадочных аппаратов, либо применять рециркуляцию абсорбента, что существенно усложняет абсорбционную установку [6].

1.2.3 Тарельчатые абсорберы

Тарельчатые абсорберы – это устройства, которые используются для обеспечения контакта между газом и жидкостью. Они состоят из колонны, которая оснащена тарельчатыми контактными устройствами. Эти устройства позволяют газу разбиваться на струи и пузырьки, которые проходят через слой жидкости, находящейся на тарелках [7]. Тарелки могут быть разделены на три основные группы.

Первая группа – это тарелки перекрестного типа, где движение газа и жидкости осуществляется перекрестным образом. Эти тарелки оснащены специальными переливными устройствами для перемещения жидкости с одной тарелки на другую, при этом газ не проходит через переливы (рисунок 3).



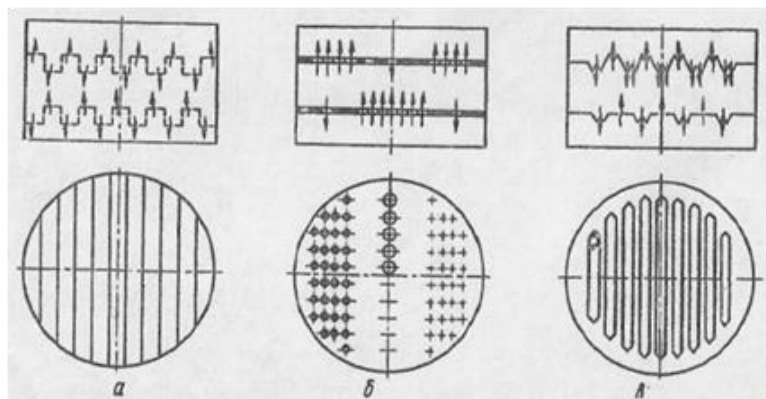
а

б

а – ситчатые; б – колпачковая

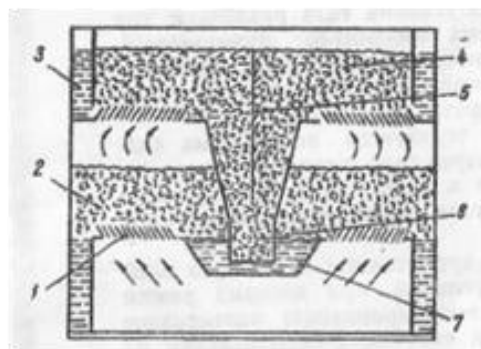
Рисунок 3 – Тарелки, выполненные в перекрестном стиле [7]

Существуют тарелки провального (беспереливного) типа, где отсутствуют переливные устройства, что означает, что газ и жидкость проходят через одни и те же отверстия. На таких тарелках происходит контакт газа и жидкости при полном перемешивании жидкости (рисунок 4).



а – ступенчатая тарелка с круглыми отверстиями одинаковой перфорации; б – тарелки с различной перфорацией; в – щелевая тарелка
Рисунок 4 – Провальные тарелки с упорядоченным переливом жидкости [7]

Тарелки прямоточного типа, имеют однонаправленное движение газа и жидкости. В этом случае газ выходит из отверстий на тарелке в направлении движения жидкости. Это способствует уменьшению продольного перемешивания жидкости и снижению гидравлического градиента (рисунок 5).



1 – штампованная решетка; 2,4 – барботажные слои; 3 – боковой перелив; 5 – перегородка; 6 – центральный перелив; 7 – поддон
Рисунок 5 – Схема двухпоточной прямоточной тарелки с переливами [7]

Тарельчатые абсорберы имеют ряд преимуществ, таких как создание эффективного контакта между фазами и возможность работы при низком расходе жидкости. Также в таких абсорберах можно организовать отвод теплоты, установив на тарелки змеевики или используя выносные

холодильники, через которые проходит жидкость. Тарельчатые абсорберы более подходят для работы с загрязненными средами, чем насадочные абсорберы [7].

Основными недостатками тарельчатых абсорберов являются сложность конструкции и высокое гидравлическое сопротивление, которое сопряжено с большим расходом энергии при перемещении больших объемов газа через абсорбер. Из-за этого такие абсорберы используются преимущественно в тех случаях, когда абсорбция производится под повышенным давлением, что не существенно для высокого гидравлического сопротивления [7].

Используя передовой опыт модернизации абсорберов, авторы статей [9,10] определили основное направление развития эффективной эксплуатации оборудования. Абсорберы, оснащенные регулярными насадками, являются наиболее перспективным конструктивным решением, которое обеспечивает максимальную эффективность при подготовке газа к транспортировке. Рисунок 6 демонстрирует насадочный элемент регулярной насадки для теплообменных аппаратов.

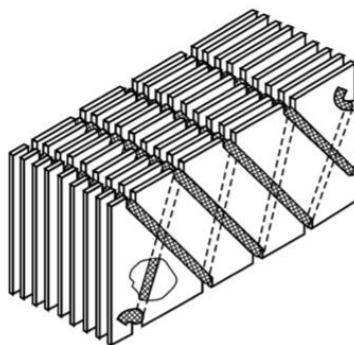


Рисунок 6 – Регулярная насадка для теплообменных аппаратов [9]

Регулярная насадка для теплообменных аппаратов имеет конструкцию, состоящую из плоских, параллельных листов, расположенных в пакете с жгутом из вязаного рукава. Выступы на листах выполнены под углом 25–45° относительно вертикали и уложены на лист по винтовой спирали со смещением витков относительно друг друга. Кроме того, листы в пакете уложены таким образом, что выступы на поверхности листов, обращенных

друг к другу, находятся в противоположных направлениях. Листы могут быть перфорированными и рифлеными.

Принцип работы регулярной насадки заключается в следующем: жидкая фаза направляется на верхний торец насадки и распределяется в виде тонкой пленки по поверхности листов, где происходит её взаимодействие с восходящим потоком пара (газа). Выступы, выполненные в виде гибкого жгута из вязаного рукава, являются турбулизаторами жидкой пленки, что способствует увеличению контакта фаз путем интенсивного перемешивания.

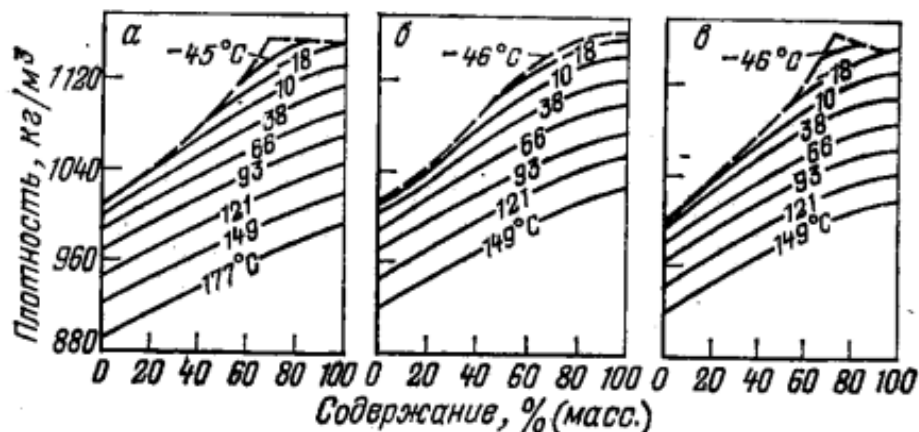
1.3 Характеристика гликолей

Для абсорбционной осушки углеводородных газов в настоящее время наиболее распространены ДЭГ и ТЭГ. Эти вещества - прозрачные, бесцветные (если они химически чистые) или слабо окрашенные в желтый цвет, гигроскопические жидкости, не имеющие запаха и обладающие сладким вкусом. Физические свойства химически чистых гликолей приведены в таблице 1. В практике установок абсорбционной осушки газов в качестве осушителей используются только высококонцентрированные (98,0–99,3 %) растворы ДЭГа и ТЭГа.

Таблица 1 – Физические свойства гликолей [4]

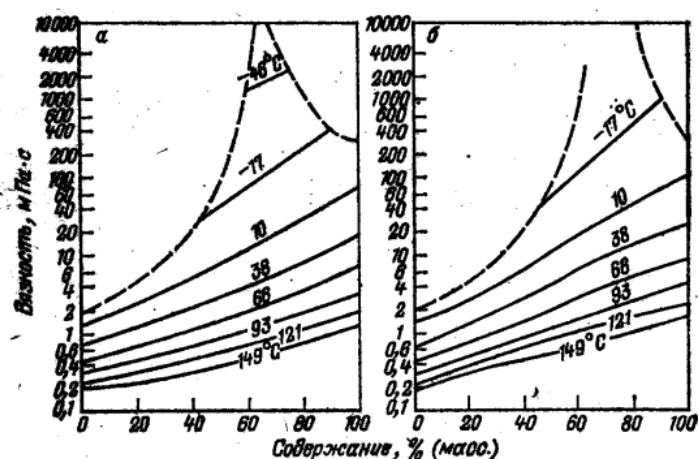
Показатели	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Формула	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18
Плотность, кг/м ³	1116	1118	1126
Температура кипения, °С			
при 101,3 кПа	197,3	244,8	278,3
при 6,66 кПа	123	164	198
при 1,33 кПа	91	128	162
Температура начала разложения, °С	164	164	206
Теплота растворения воды при 30 °С, кДж/кг	111,9	134,9	210,0
Критическая температура, °С	376	410	440
Критическое давление, МПа	8,26	5,10	3,72
Вязкость при 20 °С, мПа·с	20,9	35,7	47,8

Как показывают рисунки 7 и 8, повышение температуры и уменьшение содержания гликоля в растворе приводят к снижению вязкости и плотности водных растворов гликолей.



а – ЭГ, б – ДЭГ, в – ТЭГ

Рисунок 7 – Плотность водных растворов этиленгликоля, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля при разных температурах [4]



а – ДЭГ, б – ТЭГ

Рисунок 8 – Вязкость водных растворов диэтиленгликоля и триэтиленгликоля [4]

Из анализа и обобщения литературных данных можно выделить следующие требования к абсорбентам [11]:

- температура помутнения и застывания должна быть ниже самой низкой рабочей температуры в системе на несколько градусов, иначе может возникнуть проблема застывания абсорбента при охлаждении;

– содержание сернистых соединений в абсорбентах должно быть исключено, так как они могут разлагаться в условиях высоких температур в отпарных колоннах и десорбере;

– наличие смолы и механических примесей в установках снижает эффективность работы оборудования, контактных устройств и коммуникаций, поскольку они осаждаются на их поверхностях;

– абсорбенты с узким интервалом кипения (не больше 100 °С, предпочтительнее 50–70 °С) являются желательными, поскольку это обеспечивает стабильность состава и постоянную поглотительную емкость в течение продолжительного периода эксплуатации;

– минимальное содержание непредельных углеводородов желательно, так как при нагреве и воздействии кислорода воздуха они могут полимеризоваться;

– отношение плотности к молекулярной массе является основным показателем, определяющим массовый расход циркулирующего абсорбента. Большая плотность абсорбента облегчает его сепарацию, что означает меньшее количество уносимых капель и тумана из газовой фазы;

– эффективные абсорбенты должны быть избирательными по отношению к целевым компонентам, извлекаемым из газа;

– потери абсорбента в паровой фазе прямо зависят от давления насыщенных паров, поэтому значения давления должны быть минимальными, чтобы избежать конденсации части абсорбента при его транспортировке и снижения эффективности работы газотранспортных систем из-за уноса большего количества абсорбента с отработанным газом;

– эффективные абсорбенты должны обладать низкой вязкостью при рабочих давлениях и температурах, чтобы обеспечить хорошую перекачиваемость и эффективный массообмен в абсорбере;

– абсорбенты должны быть устойчивыми к образованию пены и эмульсии, так как это также влияет на потери абсорбента и перепад давления

в колонне. Кроме того, они должны быть дешевыми и возможно производиться из продукции разрабатываемого месторождения.

1.4 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки [11]

Эксплуатационные показатели установок абсорбционной осушки газа зависят от двух типов факторов: первичных и вторичных. Первичные факторы включают в себя давление, температуру, состав сырьевого газа на входе в установку абсорбционной осушки газа и концентрацию осушающего раствора в регенерированном состоянии. Эти факторы определяют уровень влагосодержания газа до и после прохождения через абсорбер. Вторичные факторы включают степень избыточности абсорбента, эффективность работы оборудования и наличие загрязняющих примесей в газе, таких как пыль, механические примеси, минеральные соли и другие.

1.4.1 Влияние давления

Основным фактором, влияющим на процесс, является давление. При уменьшении давления увеличивается равновесная влагоемкость газа, что приводит к увеличению количества влаги, извлекаемой из газа в абсорбере.

При одинаковых концентрациях гликоля в регенерированном и насыщенном растворах удельный расход ДЭГа практически линейно зависит от количества извлекаемой влаги из газа. Необходима более глубокая осушка газа при снижении давления процесса, чтобы фактическая точка росы газа соответствовала точке росы газа при заданном давлении.

1.4.2 Влияние температуры

Температура процесса абсорбционной осушки газа является ключевым фактором, определяющим технико-экономические показатели процесса. Чем

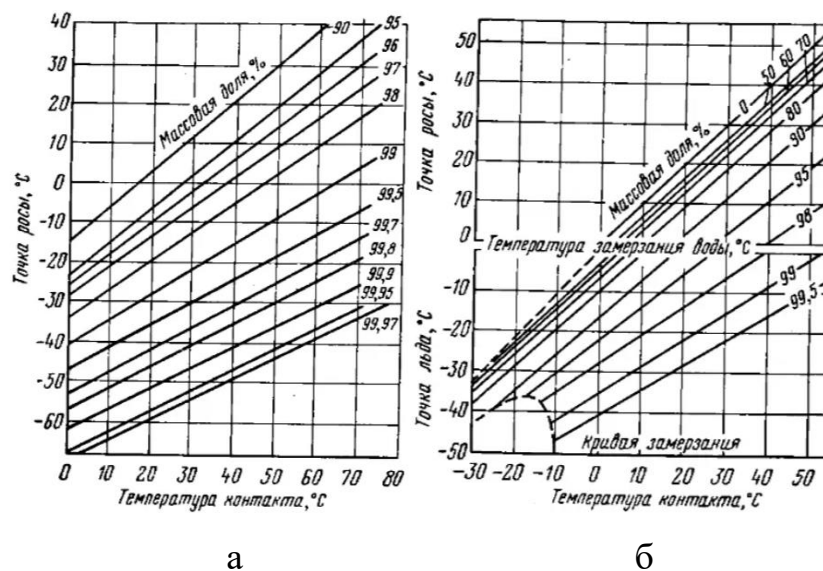
ниже температура газа при прочих равных условиях, тем меньше его равновесная влагоемкость, что позволяет использовать меньше абсорбента для извлечения влаги из газа. Однако, температура также ограничивается вязкостью раствора, и наибольшее снижение точки росы достигается при использовании растворов с вязкостью не более 80–90 сП. При увеличении вязкости раствора происходит снижение интенсивности массообмена между газом и осушителем, что может существенно повлиять на металло- и энергоемкость блока регенерации установок осушки газа.

Необходимо, чтобы температура абсорбента на входе в колонну не превышала температуру газа на 6–8 °С, чтобы избежать потерь. Избыточное охлаждение газа и конденсация тяжелых углеводородов могут привести к захлебыванию тарелок, увеличению перепада давления в колонне и возможному вспениванию абсорбента. Если осушаемый газ имеет низкую температуру, то можно использовать теплообменник газ-гликоль для охлаждения регенерированного раствора гликоля сырьевым газом.

1.4.3 Влияние концентрации гликоля

Концентрация гликоля, который поступает в абсорбер, оказывает наибольшее влияние на депрессию точки росы осушаемого газа, и эта точка росы является минимально возможной на выходе из абсорбера [12].

При использовании более высокой концентрации регенерированного раствора гликоля будет происходить меньший расход и, как следствие, будет достигнута более низкая точка росы осушенного газа, так как создается большая разница между давлениями упругости паров воды в газе и в гликоле. При выборе концентрации на выходе необходимо убедиться, что на входе в абсорбер ДНП воды над раствором было не ниже, чем в газе, поступающем на осушку.



а – ТЭГ, б – ДЭГ

Рисунок 9 – Равновесная точка росы газа по воде над растворами ТЭГ и ДЭГ при различных температурах контакта [12]

1.3.4 Влияние солей и механических примесей

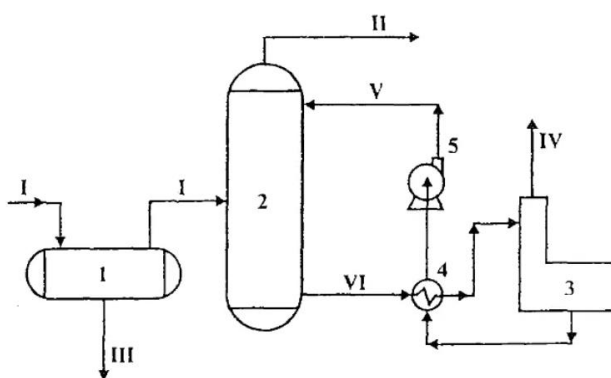
Наличие солей в воде и механических примесей как в газе, так и в воде отрицательно влияет на качество процессов адсорбции и десорбции, так как они могут забить каналы прохода газа и жидкости, вызвать коррозию оборудования и создать проблемы с его работой.

Когда влажный газ контактирует с диэтиленгликолем (ДЭГ), некоторые из растворенных солей могут перейти в ДЭГ и попасть в систему регенерации. При повышенной температуре в процессе регенерации соли могут откладываться на установках системы.

Все это может привести к нестабильной работе аппаратов, сокращению межремонтного периода и дополнительным эксплуатационным расходам.

2 Технологический процесс абсорбционной осушки природного газа

На рисунке 10 изображена принципиальная технологическая схема установки гликолевой осушки газа. От добываемого потока флюида в сепараторе 1 отделяется жидкая фаза. Это смесь пластовой воды, раствора ингибитора гидратообразования (если он был введен в скважину) и газового конденсата. При использовании абсорбционной технологии осушаемый газ поступает в нижнюю часть абсорбера 2, а сверху в колонну подается раствор абсорбента из регенератора 3.



I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль; VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля;

4 – рекуперативный теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос

Рисунок 10 – Схема стандартной установки гликолевой осушки газа [13, 14]

Массообмен между потоками газа и абсорбента происходит на контактных устройствах, которые могут быть тарельчатого или насадочного типа. Согласно теории абсорбции, движущей силой процесса является разница концентраций влаги в газовой и жидкой фазах. Насыщенный влагой абсорбент собирается с нижней части абсорбера 2 и передается в верхнюю часть регенератора (десорбера) 3 через теплообменный аппарат рекуперативного типа 4. Перед этим абсорбент предварительно подогревается горячим потоком регенерированного абсорбента, прежде чем поступить в регенератор. В регенераторе 3 происходит десорбция влаги, растворенной в абсорбенте. Для этого абсорбент нагревается в испарителе и подвергается действию десорбирующего агента, который может быть частично осушенным газом.

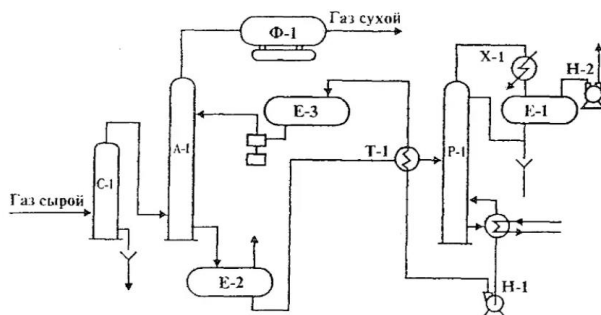
Регенерация абсорбента может быть выполнена при давлении, близком к атмосферному, или под вакуумом в пределах 200–500 мм рт.ст. Концентрация гликоля варьируется в зависимости от техники и технологии регенерации, а также от типа абсорбента, и может достигать 97,50–99,95% [13, 14].

2.1 Технологические схемы абсорбционной осушки газа на начальном этапе разработки

Рисунки 11 и 12 демонстрируют базовую технологическую схему абсорбционной обработки природного газа на начальном этапе разработки северных месторождений. Газ, добываемый из кустов газовых скважин, поступает на УКПГ, где на нескольких высокопроизводительных технологических линиях он обрабатывается через раздаточный коллектор (систему переключающей арматуры, гребенку и т.п.). Каждая из технологических линий включает входной (первичный) сепаратор, абсорбер, фильтр для улавливания мелкодисперсного гликоля из осушенного газа, и систему циркуляции ДЭГа. В некоторых случаях эти три аппарата могут быть объединены в один многофункциональный аппарат (МФА), как показано на рисунке 12. Регенерация насыщенного ДЭГа и станция охлаждения (СОГ) с АВО и холодильными агрегатами на пропановом цикле для охлаждения осушенного газа до температуры грунта также являются общими для всех технологических линий. Это делается с целью минимизации экологических последствий и повышения надежности систем транспорта газа, если это необходимо.

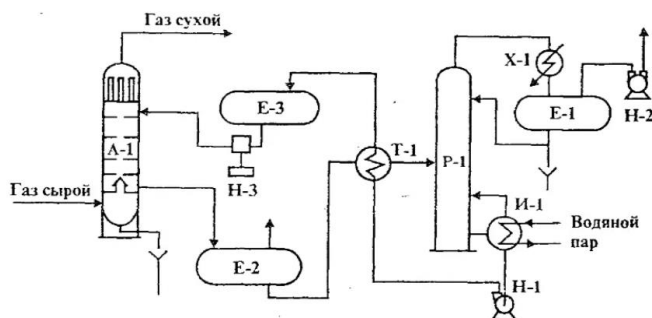
Если давление в абсорберах становится ниже, чем в магистральном газопроводе, то необходимо включить дополнительную дожимную компрессорную станцию (ДКС) со своей собственной системой воздушного охлаждения в «хвосте» технологического процесса. При завершении разработки месторождения вводится в действие еще одна ДКС в «голове»

процесса, чтобы обеспечить работу абсорберов в соответствии с проектным режимом при рабочем давлении приблизительно 4–5 МПа [14].



С-1 – сепаратор; А-1 – абсорбер; Р-1 – колонна регенерации; Ф-1 – фильтр; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 – конденсатор; И-1 – подогреватель; Е-1, Е-2 – емкости

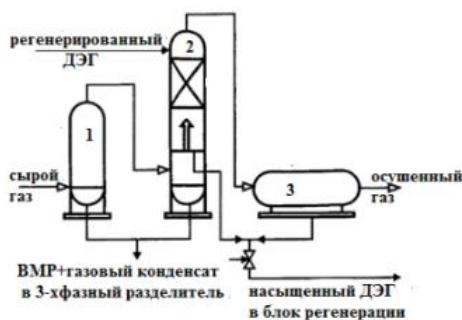
Рисунок 11 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа для северных месторождений [14]



А-1 – многофункциональный аппарат; Р-1 – колонна регенерации; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 – конденсатор; И-1 – испаритель; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы

Рисунок 12 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА) для северных месторождений [14]

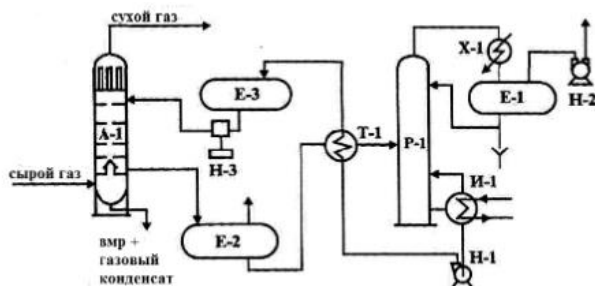
В [13] описываются крупнейшие установки абсорбционной осушки природного газа, которые используются на Медвежьем, Уренгойском и Ямбургском газоконденсатных месторождениях. Рисунок 13 демонстрирует принципиальную технологическую схему абсорбционной осушки газа на УКПГ месторождения Медвежье. Здесь было впервые применено оборудование, которое может обрабатывать 3–5 миллионов кубометров газа в день.



1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – фильтр-сепаратор

Рисунок 13 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на месторождении Медвежье [13]

В период падающего пластового давления перед установками подготовки газа в эксплуатацию введены дожимные компрессорные станции (ДКС) с узлом предварительной очистки (сепарации) газа. После ДКС установлены аппараты воздушного охлаждения (АВО) для снижения температуры сжатого газа, поступающего на осушку в УКПГ. Опыт эксплуатации УКПГ месторождения Медвежье был использован при обустройстве таких северных месторождений газа, как Уренгойское и Ямбургское. На рисунке 14 представлена основная технологическая схема абсорбционной осушки газа на Уренгойском месторождении.



А-1 – многофункциональный аппарат; Р-1 – колонна регенерации; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 – конденсатор; И-1 – испаритель; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы

Рисунок 14 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на Уренгойском ГКМ с многофункциональным аппаратом [13]

Подготовка газа на УКПГ требует изменений в технологии в период падающего пластового давления при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, чтобы поддерживать основные рабочие

параметры процесса осушки газа. С этой целью в этот период вводят дожимные компрессорные станции (ДКС), компримирующие газ до давления транспорта в магистральном газопроводе. Место расположения ДКС на УКПГ в технологическом процессе различно. На месторождении Медвежье и Ямбургское они установлены перед установками подготовки газа, а на Уренгойском до и после.

При эксплуатации УКПГ в период снижения пластового давления имеются следующие особенности:

- при снижении давления в пласте начальное насыщение газа водой увеличивается;

- вместе с газом из пласта выносятся больше капельной жидкой фазы;

- газоперекачивающие агрегаты перед абсорберами повышают температуру осушаемого газа, особенно в летний период;

- в газовом потоке после ДКС может присутствовать компрессорное масло, унесенное в результате утечек;

- эффективность процесса абсорбции (поглощение влаги гликолем) ухудшается из-за снижения давления и повышения температуры газа.

- снижение давления и повышение температуры при сохранении производительности абсорбера приводят к увеличению объема обрабатываемого газа за счет уменьшения его плотности. Это может вызвать увеличение скоростей в сечении аппаратов сверх допустимых значений, что ведет к увеличению гидравлического сопротивления и увеличенному уносу гликоля с осушенным газом.

В этом контексте целесообразно рассмотреть предложения по модернизации технологического процесса в условиях падения давления и добычи газа. Они направлены на улучшение качества подготовки природного газа и снижение потерь газа и гликоля.

4.4 Обсуждение результатов модернизации

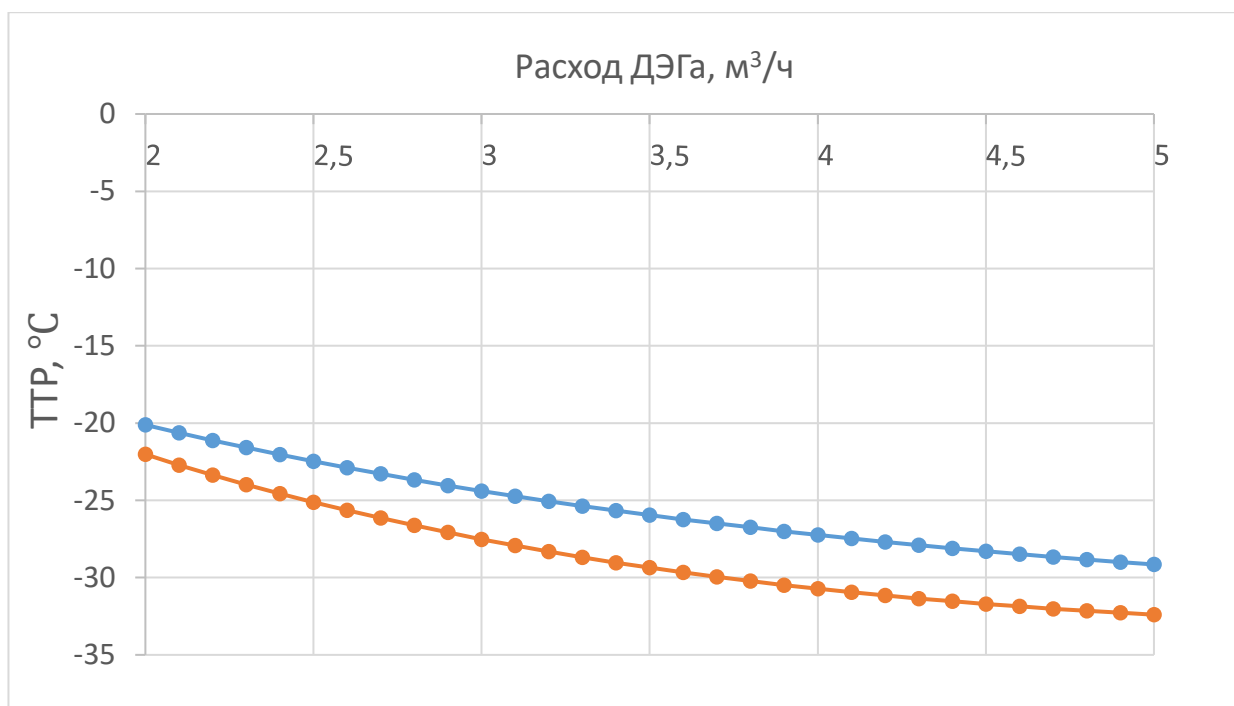
Совершенствование технологии подготовки основано на использовании двухступенчатой абсорбционной осушки газа диэтиленгликолем для газа с низким давлением.

Предлагаемая технология осушки природного газа включает абсорбцию влаги в двух абсорберах и некоторые особенности циркуляции гликоля. Регенерированный ДЭГ высокой концентрации подается в абсорбер А-2, а использованный раствор ДЭГ после абсорбера А-2 поступает в абсорбер А-1. Отработанный насыщенный ДЭГ после А-1 направляется на установку регенерации. Технологический режим обеих колонн соответствует режиму абсорбционной колонны действующей технологии.

Оценка эффективности модернизации технологии будет определяться путем учета таких характеристик процесса, которые изменяются с уменьшением расхода ДЭГа: температура точки росы подготовленного газа, потери осушаемого реагента с газом в процессе осушки и выпаренного в процессе регенерации, потери газа, захваченного гликолем – оценивается по содержанию метана в потоке НДЭГ.

При анализе изменений характеристик продукта и параметров технологического процесса производились изменения только одного значения во всей модели – расход регенерированного ДЭГа, подаваемого в абсорбер: от X до X м³/ч. Уже при расходе ниже X м³/ч достаточно сложно поддерживать требуемые значения точки росы по воде.

Как уже было отмечено, с изменением технологии подготовки температура точки росы подготовленного газа по воде снижается на X–X °С (рисунок 28).



синий – по исходной схеме; оранжевый – по модернизированной схеме

Рисунок 28 – Зависимость ТТР по воде подготовленного газа от расхода ДЭГа

Минимальная депрессия точки росы на всем интервале исследуемого участка составляет X °C при расходе X м³/ч. В результате изменения технологии подготовки, расход ДЭГа, необходим для достижения действующей температуры точки росы на промысле в минус X °C, снизится на X м³/ч с X м³/ч до X м³/ч. В дальнейшем приведены результаты модернизации и проведен сравнительный анализ.

В результате изменения технологии подготовки состав и товарные характеристики подготовленного газа изменились следующим образом (таблица 6).

В результате модернизации удалось достичь снижения температуры точки росы подготовленного газа по воде, при котором будет обеспечиваться требуемое качество подготовки. При этом, снижение на минус X °C достигается без изменения параметров технологического режима и набора аппаратов. В процессе анализа полученных данных были замечены некоторые особенности подготовки. Факт снижения температуры точки росы,

осушенного при изменении технологии его подготовки имеет под собой весомый аргумент в виде снижения содержания влаги в потоке осушенного газа. В результате модернизации содержание влаги в потоке осушенного газа снижается на 10 %.

Таблица 6 – Состав сырого и сухого газа

Компоненты газа	До подготовки	Действующая технология, кг/ч	Предложенная технология, кг/ч
		В результате подготовки	В результате подготовки
CH ₄			
C ₂ H ₆			
C ₃ H ₈			
C ₄ H ₁₀			
CO ₂			
N ₂			
He			
H ₂			
Вода			
ДЭГ			
Метанол			
Давление сырьевого потока, кПа			

В таблице 7 представлено сравнение технологических параметров работы действующей и предлагаемой установки, полученных в результате моделирования в среде Unisim Design.

Таблица 7 – Характеристика технологий подготовки газа

Параметр	Действующая технология	Предложенная технология
Расход ДЭГ, м ³ /ч		
ТТР, °С		
Унос газа с гликолем, кг/ч		
Потери ДЭГа в процессе осушки, кг/ч		
Потери ДЭГа в процессе регенерации		
Потребляемая мощность при регенерации, кДж/ч		
Потребляемая мощность при прокачке гликоля в цикле, кДж/ч		

Данные, представленные в таблице, показывают, что введение двухстадийной осушки позволяет сократить количество регенерированного ДЭГа, подаваемого на абсорбцию на 25%. В связи со снижением необходимого расхода ДЭГа в процессе абсорбции, энергетические затраты: на регенерацию снизились на 12,72 %; на прокачку гликоля в системе осушки на 28,27 %. За счет снижения нагрузки на насос повышается надежность его работы, а также срок эксплуатации.

Другим положительным моментом, выявленным при замене одноколонной технологии подготовки на двухколонную является снижение потерь газа (метана), захваченного гликолем на 15 %. Потери гликоля в процессе осушки снижаются на 9,12 %, а в процессе регенерации – на 15 %.

Эти усовершенствования произведены при сохранении условий абсорбции и регенерации.

Экономическая эффективность от внедрения данных вариантов рассмотрена в следующем разделе.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучаемому:

Группа	ФИО
2БМ14	Варламову Арсену Эдуардовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по технологическому усовершенствованию процесса подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 32359-2013
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ-213 от 24.07.2009 (в редакции от 26.03.2022 №67-ФЗ) 2. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 27.12.2019) “О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы”

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование, почему модернизация технологии абсорбционной подготовки природного газа является перспективной на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат, связанных с внедрением двухступенчатой абсорбционной осушки природного газа
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности реализации двухступенчатой абсорбционной осушки природного газа

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В выпускной квалификационной работе рассматривается повышение эффективности абсорбционной осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении в период падающей добычи. В данном периоде возникают определенные проблемы, связанные главным образом с падением пластового давления и увеличением влагосодержания добываемого газа. При этом увеличиваются технологические и экономические затраты всего процесса добычи и подготовки газа.

Предлагается внедрение в технологическую схему второй ступени абсорбционной осушки газа, которая повышает качество подготовки газа, сократить расход абсорбента и затраты на диэтиленгликоль.

В рамках данного раздела будет проведен расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения. Количество абсорбента, действующей УКПГ и УКПГ с внедренной предлагаемой технологий приведен в таблица 8.

Таблица 8 – Расход абсорбента

УКПГ	Количество, т/год
Действующая	26280
Предлагаемая	19710

Внедрение в технологическую схему второй ступени осушки газа сокращает расход диэтиленгликоля на 6570 т/год в зависимости от состава газа. Среднерыночная стоимость 1 т диэтиленгликоля составляет 50000 руб.

Тогда доход дополнительный предприятия за счет экономии диэтиленгликол за 1 год составит:

$$P_{rt} = \frac{6570 \cdot 50000}{1000} = 325800 \text{ тыс. руб.} \quad (9)$$

5.1 Капитальные вложения

Для реализации технологического предложения необходимо внедрить в систему подготовки следующие аппараты: абсорбционная колонна, насос, теплообменник. Также для сообщения между аппаратами следует проложить технологические трубопроводы. Все внедрения планируется произвести единовременно в 2023 году. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ).

Таблица 9 – Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, руб.
Абсорбционная колонна	190 000 000
Насос	100 000
Промысловый трубопровод	3 660 000
Прочие КВ	19 376 000
Природоохранные мероприятия	9 688 000
Всего	222 824 000

5.2 Амортизационные отчисления

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

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} * 100\% \quad (10)$$

где N_A – норма доходности, %

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

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [19]. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %
Трубопровод местный для газа	7	14,3
Насосы и компрессоры прочие	5	20,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Установка по очистке газа	15	6,7

Суммарные амортизационные отчисления составят 14,66 млн руб./год.

5.3 Заработная плата

Объем отчислений в фонд заработной платы определяется типом и временем работы эксплуатируемого оборудования. Так, для стабильного обслуживания оборудования, требуется 6 операторов по добыче нефти и газа, которые будут работать в две смены по 12 часов в день. Соответственно, за 350 рабочих дней в году будет 700 смен.

$$ЗП = N_{\text{раб}} \cdot \text{Ставка} \cdot РК \cdot 12 = 6 \cdot 50000 \cdot 1,8 \cdot 12 = 6,48 \text{ млн руб/год} \quad (11)$$

Кроме основной заработной платы производится отчисления в пользу сотрудников в фонды: социального страхования – 2,9 %; обязательного медицинского страхования – 5,1 %, пенсионный – 22%, а также страхование от несчастных случаев в размере 7,4 % + 14,9 % (ставка в отношении опасного производственного объекта). Сумма страховых выплат получается равной:

$$6,48 \cdot (0,029 + 0,051 + 0,22 + 0,085) = 2,49 \text{ млн руб/год} \quad (12)$$

5.4 Эксплуатационные затраты

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

Для абсорбера принимается норма расхода смазочного масла, равная 300 г/маш-ч. Тогда за смену использование масла составит 3,6 кг/маш-см. Цена

одного килограмма масла принимается 500 руб. Следовательно общие годовые затраты на масло будут равны:

$$Q_M = q_M \cdot n_{CM} \cdot Z \quad (13)$$

где q_M – использование масла за смену;

n_{CM} – количество смен в году;

Z – цена одного килограмма масла, руб.

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

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

$$Q_M = \frac{\left(\frac{P_{\%}}{100} \cdot C_{абс} + C_{тек}\right)}{2} = 965 \text{ тыс. руб./г} \quad (14)$$

Таким образом, общие годовые затраты на эксплуатацию внедряемого оборудования составят 123,43 млн руб.

5.4 Налоговые отчисления

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

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

5.5 Определение экономической эффективности проекта

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

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

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (15)$$

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

r – ставка дисконтирования, %

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

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

С учетом капитальных вложений, равных 193,76 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 316,48 млн. руб. На конец второго года эксплуатации внедренного оборудования он достигнет положительного значения (96,78 млн руб.). Таким образом, проект является окупаемым.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} = 1,57 \quad (16)$$

где I – объем вложенных в производство инвестиций, руб.

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

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

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для

данного проекта ВНД равна 84,23%, что превышает принятую ставку дисконтирования более чем в пять раз. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект. Результаты расчета прибыли и экономической эффективности представлен в таблице 11 и 12.

Для исследования устойчивости проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на ДЭГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 29 и 30 представлены результаты изменений.

Таблица 11 – Расчет прибыли

Показатели	Ед. изм.	Значения по годам			
		2023	2024	2025	2026
Амортизация	млн. руб.	14,6	14,6	14,6	14,6
Выручка	млн. руб.	328,5	328,5	328,5	328,5
Капитальные вложения	млн. руб.	193,7	0,0	0,0	0,0
Текущие затраты (экспл. затраты)	млн. руб.	123,4	123,4	123,4	123,4
Валовая прибыль	млн. руб.	205,0	205,0	205,0	205,0
Налог на прибыль	млн. руб.	41,0	41,0	41,0	41,0
Чистая прибыль	млн. руб.	164,0	164,0	164,0	164,0

Таблица 12 – Экономическая эффективность

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2023	2024	2025	2026
Денежный поток	млн. руб.	521,1	178,7	178,7	178,7	178,7
Чистый дисконтированный доход	млн. руб.	316,4	-38,3	96,7	214,2	316,4
Внутренняя норма доходности	%	84,2				
Срок окупаемости	годы	1,57				

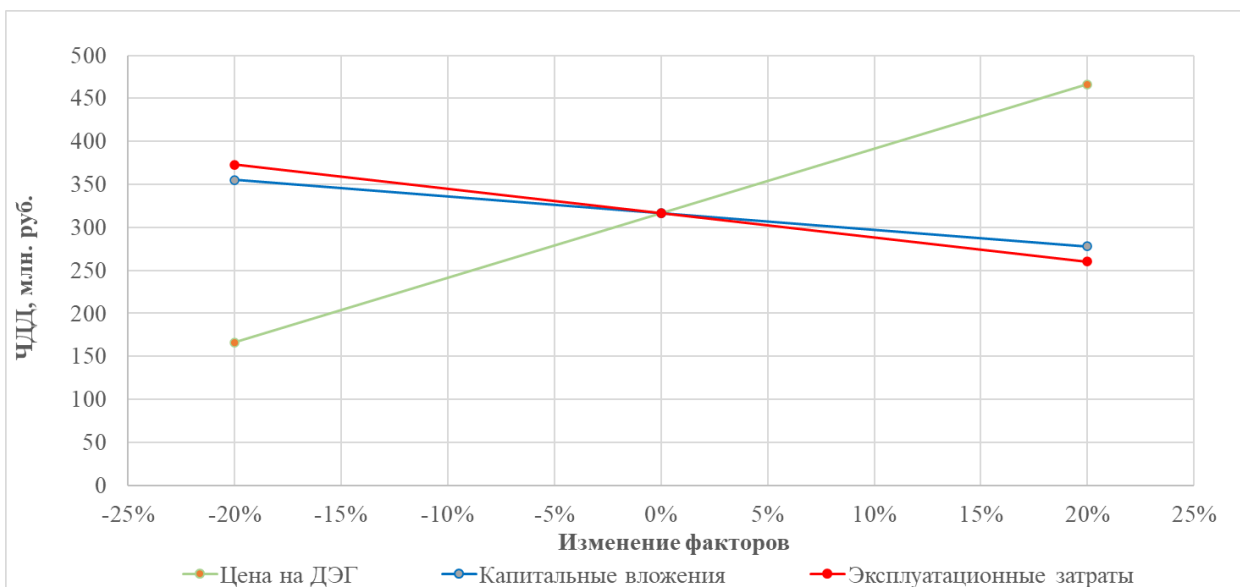


Рисунок 29 – Зависимость ЧДД от цены на ДЭГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

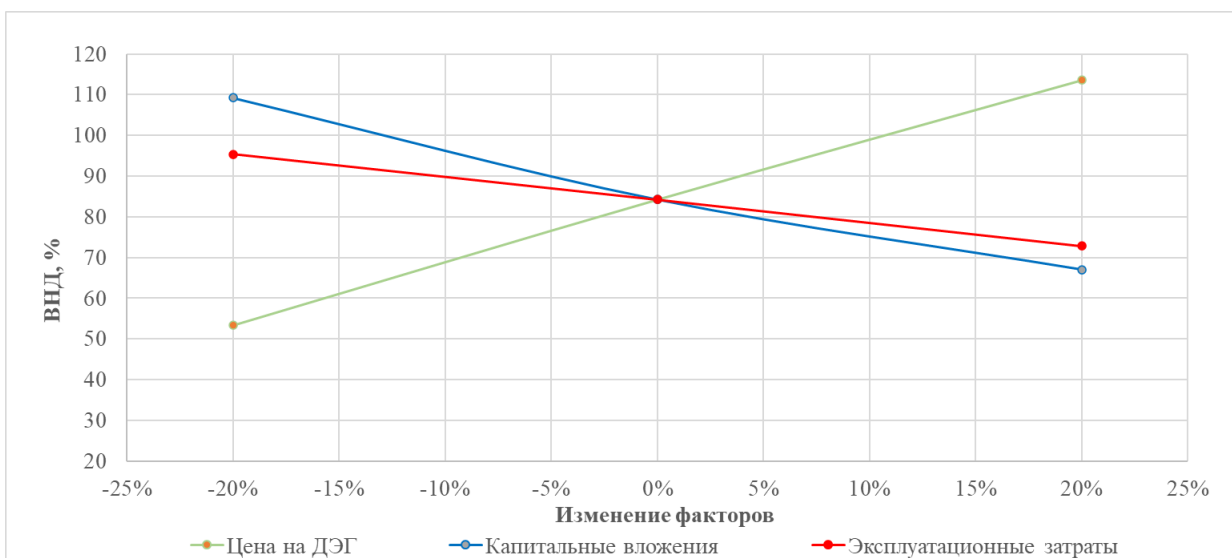


Рисунок 30 – ВНД от цены на ДЭГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Вывод по разделу

Согласно проведенным расчетам можно резюмировать следующее:

1. Наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывает цена на ДЭГ.

2. Технологическое решение является рентабельным, поскольку при любом из рассматриваемых сценариев значение ВНД не опускалось ниже принятых 15%. Минимальное значение было получено при уменьшении цены на ДЭГ и составило 53,30 %.

3. Высокое значение ВНД при текущих условиях (84,23 %) характеризует проект как надежный для вложений.

4. Показатель ЧДД достигает нуля в начале второго года внедрения технологии: общий срок окупаемости составил 1,57 года.

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

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа 2БМ14		ФИО Варламову Арсену Эдуардовичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования</i> является природный газ, процесс абсорбционной осушки газа с помощью гликоля, процесс регенерации гликоля.</p> <p><i>Областью применения</i> является подготовка газа к транспортировке на установках комплексной подготовки газа.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> является производственное помещение.</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 20/15/2,5 метров.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования:</i> абсорбционная колонна, сепаратор, аппарат воздушного холодильника, задвижки и краны.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль целостности и работоспособности оборудования, отбор проб, периодическое техническое обслуживание, регулирование параметров рабочего процесса.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</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>Рассмотрены нормы трудового законодательства Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Коллективный договор ООО «Газпром добыча Ямбург» на 2013–2015 годы (ред. от 20.12.2018). – 2018. – 120 с.</p> <p>ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. Рассмотрена обеспечение безопасности рабочего место для работ сидя ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень локальной вибрации; – загрязненность воздушной среды; – отсутствие или недостаток необходимого естественного или искусственного освещения;

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенные значения напряжений электрической сети; – взрыво- и пожароопасность; – отравление токсичными веществами <p>Индивидуальные (специальная защита органов дыхания, слуха, рук, ног, головы и глаз) и коллективные (отдельное вентиляционное оборудование, автоматизированные системы контроля загрязнения воздушной среды, автоматизированные системы пожарной сигнализации) средства защиты.</p> <p>Расчет воздухообмена для очистки воздуха</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на селитебную зоны: 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>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: взрыв легковоспламеняющихся жидкостей, пожар, утечка токсичных и взрывоопасных веществ, авария, заморозки, эпидемия;</p> <p>Наиболее вероятная ЧС: утечка токсичных и взрыво- и пожароопасных веществ.</p>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович		

6 Социальная ответственность

В рамках данного проекта проводится оценка эффективности установки абсорбционной осушки газа. Объектом исследования является технология подготовки газа к транспортировке на базе установки комплексной подготовки газа УКПГ-4 Ямбургского НГКМ. Установка предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа СТО Газпром 089-2010 [18].

Благодаря более эффективной подготовке газа, потребление сырья и воздействие на окружающую среду снижаются за счет уменьшения выбросов и сокращения энергозатрат. Улучшение процесса осушки газа также позволяет снизить количество аварий и чрезвычайных ситуаций при транспортировке его к потребителям.

Основная политика газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий ПАО «Газпром» состоит в обеспечении безопасности и защите здоровья своих сотрудников, а также в снижении вредного воздействия на окружающую среду и минимизации техногенного воздействия на нее. Согласно указанной политике, любые проектные решения, принимаемые предприятием, должны соответствовать российским законам, нормам и правилам в области охраны окружающей среды [20].

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Установка комплексной подготовки газа №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения находится в Ямало-Ненецком автономном округе, который относится к районам Крайнего Севера. Основной метод работы персонала промысла – вахтовый. Из-за этого правовое и

организационное обеспечение учитывает дополнительные условия и проблемы, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации объектов промысла.

6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Организация трудового процесса регламентируется положениями главы 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и главы 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» Трудового кодекса РФ [21], а также дополнительными Федеральными законами и постановлениями Правительства Российской Федерации.

Существуют определенные особенности, которые различают законодательное регулирование трудовой деятельности вахтовым методом и условиях Крайнего Севера, такие как: длительность рабочего времени и времени отдыха, оплата труда, региональные надбавки и надбавки за стаж, социальные гарантии и вопросы охраны труда. Более подробно на эти особенности затрагиваются в Коллективном договоре ООО «Газпром добыча Ямбург» [22].

Статьей 96 Трудового Кодекса РФ регулируется работа в ночное время, которое определено как период с 22 часов до 6 часов. В соответствии с этой статьей, продолжительность смены в ночное время должна быть сокращена на один час без необходимости дополнительной отработки. Тем не менее, Коллективным договором установлено равенство продолжительности работы в ночное и дневное время для определенных видов работ, при выполнении которых продолжительность работы в ночное время не сокращается на один час.

Согласно статье 109 Трудового Кодекса РФ, для работников, выполняющих работу на открытом воздухе в холодное время года,

установлены специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые засчитываются в рабочее время.

6.1.2 Требования к компоновке рабочей зоны

Работа технолога по добыче нефти и газа заключается в управлении соответствующими параметрами на всех участках и установках газового промысла с пульта оператора.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора, используемое оператором на работе и при проведении ежедневного осмотра установок и отбора проб. При расположении элементов рабочего места следует обеспечивать защиту оператора от вредных и опасных производственных факторов и предусматривать возможность быстрого выхода из пультового помещения в случае чрезвычайной ситуации [23].

При размещении органов управления необходимо выполнять требования:

- органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля;
- наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля;
- органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз;

- расположение функционально идентичных органов управления должно быть единообразным на всех панелях рабочего места;
- расположение органов управления должно обеспечивать равномерность нагрузки обеих рук и ног человека-оператора [23].

Нормы ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» определяют границы зон досягаемости моторного поля (рисунок 31) [24].

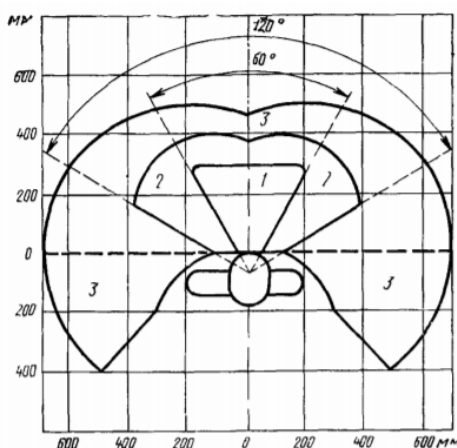


Рисунок 31 – Зоны для выполнения ручных операций и размещения органов управления [24]

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

Кроме того, должна обеспечиваться эргономичная конструкция различных управляющих механизмов пульта: выключатели и переключатели поворотные [25], клавишные и кнопочные [26], и типа «Тумблер» [27].

6.2 Производственная безопасность

Оператор по добыче нефти и газа отвечает за контроль технологического процесса и эксплуатацию оборудования подготовки природного газа. Эта работа выполняется как на пульте управления, так и в цеху, где находится

данное оборудование. Соответственно, в соответствии с «ГОСТ 12.0.003-215 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.» [28], можно выделить различные факторы, которые могут оказывать вредное воздействие на оператора, как показано в таблице 13.

Таблица 13 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [28])	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности [59]
Повышенный уровень вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования [60]
Загрязненность воздушной среды рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [61]
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [62]
Повышенные значения напряжений электрической сети	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [63] ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [64]
Взрыво- и пожароопасность		+	ФЗ от 22.07.2013 г. №123, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [65]

6.2.1 Повышенный уровень шума

Шум представляет собой колебания звуков в пределах зоны слышимости, которые могут негативно повлиять на здоровье и безопасность работника [29]. Существует множество источников шума, но основными можно назвать: движение газа сквозь узкие сечения и отводы газопроводов, функционирование насосов и турбодетандеров, а также шумные вентиляционные системы в каждом помещении.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты, увеличение риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы [29].

Уровень звука на рабочих местах, который соответствует нормативам, составляет 80 дБА. Если уровень шума находится в диапазоне от 80 до 85 дБА и выше, то работодателю необходимо сократить негативное воздействие, применяя различные меры, такие как уменьшение шумовых показателей оборудования, информирование персонала о минимальных значениях шума, предотвращение нахождения лишних работников в зоне работы оборудования, использование защитных экранов и покрытий, способных поглощать звуки, а также предоставление СИЗ органов слуха для сотрудников [36].

6.2.2 Повышенный уровень вибрации

Повышенная вибрация может быть вызвана насосами и разнообразным компрессорным оборудованием. Работники, водящие автотранспортные средства, а также использующиеся для металло- и деревообработки устройства могут также испытывать повышенную вибрацию. Это воздействие может привести к ухудшению условий работы и здоровья работников, вплоть до того, что они могут столкнуться с профессиональными заболеваниями и поражениями нервной, зрительной, и вестибулярной систем.

Чтобы машина была безопасна в отношении вибрации, ее эквивалентное скорректированное виброускорение не должно превышать установленных норм - $2,0 \text{ м/с}^2$ для локальной вибрации и $0,56 \text{ м/с}^2$ для общей вибрации в любом режиме работы и условиях применения [36]. Следовательно,

работодатель несет ответственность за соблюдение гигиенических нормативов по вибрации на рабочих местах. Для этого он должен применять различные меры, направленные на снижение вибрационной нагрузки, в том числе использование машин с пониженной виброактивностью и их правильное размещение, применение материалов и конструкций, которые препятствуют распространению вибрации, обучение сотрудников правильному использованию машин (если у них нет медицинских противопоказаний), контроль за вибрацией на рабочих местах и за использованием средств виброзащиты [30].

6.2.3 Загрязненность воздушной среды рабочей зоны

Технологические установки, используемые для подготовки газа, содержат природный газ в своих полостях. Это вещество в больших концентрациях может оказывать токсическое воздействие на нервную систему и вызывать головную боль и удушье. Кроме того, в производстве применяются другие вредные вещества, например диэтиленгликоль, метанол и одорант. Метанол, даже в небольших количествах, может вызывать повреждение многих внутренних органов и потерю зрения, а его большое количество может привести к летальному исходу. Диэтиленгликоль также является токсичным и может вызвать острое отравление, а также действовать на почки и печень, если он попадет в организм [37]. Меркаптаны, используемые в качестве одорантов, могут вызывать головную боль и тошноту при малых концентрациях, а при больших – судороги и остановку дыхания.

Для снижения негативного воздействия указанных веществ используются СИЗ, такие как противогазы, газоанализаторы и СКЗ, включая активную вентиляцию и проветривание помещений перед работой и их осмотром. Также проводятся инструктажи по работе с отравляющими веществами и газоопасными работами. При работе с жидкими веществами сотрудники должны использовать резиновые перчатки и сапоги, а также

защитные очки. Для обнаружения содержания газа в воздухе рабочей зоны и отличия метанола от этилового спирта природный газ и метанол дополняются одорантом [5].

Таблица 14 – Свойства сырья и полупродуктов производства

Наименование вещества	Химическая формула	Агрегатно состояние	Класс опасности [61]	ПДК, мг/м ³
Газ природный (метан)	CH ₄	Газ	4	7000
Метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	Жидкость	3	5
Диэтиленгликоль (ДЭГ)	C ₄ H ₁₀ O ₃	Жидкость	3	10
Одорант	C ₂ H ₆ S	Жидкость	0	1

6.2.4 Расчет системы воздухообмена

Произведем расчет системы воздухообмена в операторской пульты управления. Размеры помещения 20/15/2,5 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле 1:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \quad (17)$$

где L , м³/ч – потребный воздухообмен; G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; X_B , мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88; X_H , мг/м³ – максимально возможная концентрация той же вредности населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Принимается также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 2:

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad (18)$$

где V – внутренний объем помещения, м³. Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO₂).

Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его.

Предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м³.

Количество CO_2 , выделяемое всеми работниками определяется по формуле 3:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{CO_2}, \quad (19)$$

где $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт; g_{CO_2} – количество углекислоты, выделяющийся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO_2 , выделяемое 3 работниками:

$$G = 3 \cdot 35 = 105 \text{ г/ч}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 105}{9000 - 650} = 12,57 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{12,57}{20 \cdot 15 \cdot 2,5} = 0,017 \text{ ч}^{-1}$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в операторской пульты управления, которая будет обеспечивать воздухообмен 12,57 м³/ч. Кратность воздухообмена при этом 0,017 ч⁻¹.

6.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение является вредным фактором, влияющим на здоровье глаз и способность к работе, которое может даже привести к слепоте. На промысле основной метод освещения - общее освещение.

Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%. За обеспечение оптимального уровня освещенности на рабочих местах в

производственных помещениях отвечают различные средства, такие как источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки [32].

Таблица 15 – Рекомендуемые световые отдачи приборов общего освещения [32]

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

6.2.6 Электробезопасность

Любое электрическое устройство, начиная от простой настольной лампы и заканчивая насосами, работающими на высоких напряжениях, может стать источником опасности при неправильной эксплуатации. Воздействие электрического тока может привести к таким негативным последствиям, как термические ожоги, электролитическое разложение органических жидкостей и биологические сдвигания мышц в различных частях тела, включая легкие и сердце.

Таблица 16 – Максимальные значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме электроустановки [33]

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

Существуют определенные меры, которые обеспечивают защиту персонала от электротравм. В первую очередь, это специальная одежда, которая предотвращает накопление статического электрического заряда. Другие способы включают обеспечение изоляции и заземления токоведущих частей, а также размещение информационных табличек, указывающих на класс электробезопасности помещения и оборудования, а также на список людей, допущенных к работе с электрооборудованием.

6.2.7 Взрывопожароопасность

Природный газ способен вызывать возгорание, если его концентрация в воздухе находится в диапазоне от 4% до 16%. Опасная концентрация газа для взрыва – 9,5%. ДЭГ, используемый в аппаратах для осушки, является взрывопожароопасным при концентрациях от 1,7% до 10,6%, которые способствуют распространению пламени [5]. Тепловой импульс является опасным фактором огневого шара паровоздушной смеси углеводородов, который может привести к ожогам разной степени тяжести, вплоть до летального исхода. Кроме того, при горении природного газа могут образовываться продукты, которые могут привести к удушью.

Для предотвращения возгораний используются основные методы – герметичная конструкция всех резервуаров и емкостей, активная вентиляция помещений и цехов и использование инструмента, изготовленного из меди, чтобы предотвратить появление искр. Для пожаротушения применяются вода, пар, углекислый газ, песок и химические порошки. На территории промысла располагаются огнетушители, пожарные щиты, гидранты и емкости с песком. Для обеспечения безопасности каждый работник дополнительно оснащается средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Влияние производства на атмосферу

Большинство загрязнений окружающей среды, связанных с технологическим процессом, оказывается в атмосфере. Это могут быть продукты горения газа, используемого для производственных нужд, выбрасываемые в результате утилизации промышленных стоков или регенерации метанола путем искусственного испарения. Некоторые вещества также выбрасываются в атмосферу при регенерации осушителя, а неисправности арматуры и фланцев могут привести к утечкам природного газа. Кроме того, при плановой остановке промысла для проверки работы и герметичности технологических емкостей и аппаратов может возникнуть необходимость сброса газов в атмосферу.

Таблица 17 – Выбросы в атмосферу [5, 36]

Наименование выброса	Суммарный выброс, т/год	Метод ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Значения критерия качества воздуха (по ОБУВ), мг/м ³
Углерод оксид	2620,3724460	Рассеивание	Периодический	5,0
Метан	887,5850150	Рассеивание	Регулярный	50,0
Азот диоксид	498,003873	Рассеивание	Периодический	0,20
Азот оксид	485,553960	Рассеивание	Периодический	0,40
Метанол	12,905372	Рассеивание	Постоянный	1,0
Углерод (сажа)	9,891414	Рассеивание	Постоянный	0,150
ДЭГ	4,020172	Рассеивание	Постоянный	0,20
Диметилбензол	2,3137500	Рассеивание	Несколько раз в год	20,0
Уайт-спирит	2,2362500	Рассеивание	Несколько раз в год	1,00
Бутилацетат	1,6125000	Рассеивание	Несколько раз в год	0,10
Метилбензол	1,2050000	Рассеивание	Несколько раз в год	0,6
Керосин	0,9045000	Рассеивание	Несколько раз в год	1,20

Чтобы предотвратить высокие выбросы, используются герметичные технологические процессы и оборудование, которое работает при давлении, превышающем максимальное рабочее. Защита нижней части атмосферы от загрязнения достигается за счет геометрических параметров свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, где вредные выбросы рассеиваются в верхних слоях атмосферы [5].

6.3.2 Влияние производства на гидросферу

Основными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные хозяйственные и бытовые отходы, а также промышленные стоки, включающие метанол и ДЭГ, образующиеся на большинстве этапов подготовки газа. Чтобы предотвратить отрицательное воздействие этих сточных вод на окружающую среду, они проходят очистку и повторное использование на биологических установках и производственных очистных сооружениях.

6.3.3 Влияние производства на литосферу

Почва может накапливать вредные и токсичные вещества, которые способствуют загрязнению поверхностных вод и нарушению растительного покрова. Восстановление поврежденной почвы и растительности естественным путем происходит медленно, поэтому предусмотрена равномерная рекультивация нарушенных земель. Бытовые и производственные отходы сортируются и утилизируются на специализированных полигонах. Хранение опасных химических веществ, таких как ГСМ и лакокрасочные жидкости, осуществляется в специальных емкостях, находящихся на бетонированных площадках.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Из-за своих специфических особенностей любое промышленное производство неразрывно связано с возможностью возникновения чрезвычайных ситуаций и происшествий. Эти ситуации могут быть причинены различными факторами: природными явлениями (например, землетрясениями или вулканической активностью), техногенными проблемами (вроде пожаров или обрушений зданий), экологическими проблемами (такими как опустынивание), биологическими факторами (например, эпидемиями) и социальными проблемами (терроризмом, войнами), а также антропогенными причинами [38].

6.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве

Среди возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти в процессе подготовки газа на промысле, возможны следующие:

1. Возгорание или взрыв легковоспламеняющихся и горючих веществ, которыми пользуются на производстве, таких как метанол, ДЭГ, топливо для автомобилей и др., а также природный газ в достаточной концентрации для воспламенения.
2. Утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ из-за неисправностей в ЗРА, фланцевых соединениях и сварных стыках, что приводит к потере полезных продуктов и материалов.
3. Аварии на электроэнергетических сетях, что может привести к длительному перерыву электроснабжения.
4. Заморозки и снежные бури, которые могут затруднить процесс подготовки газа.
5. Эпидемиологические вспышки опасных инфекционных заболеваний.

6.4.2 Предупреждение чрезвычайных ситуаций и порядок действий в случае ее возникновения

Чрезвычайная ситуация, которая происходит чаще всего на производстве – это утечка токсичных и взрывопожароопасных продукций. Если данную проблему не устранили вовремя, то последствия могут быть экономическими затратами и загрязнением рабочих поверхностей цеха. Главные проблемы, вызванные данной ситуацией – загрязнение атмосферы рабочей зоны, возможное отравление персонала и повреждение технологических установок при регулировании параметров. Для предотвращения такой ситуации предпринимаются следующие меры:

- Проверка герметичности всех технологических установок;
- Комплексный сброс всех отходов производства: газообразные отходы – через свечу рассеивания, жидкие – через ГФУ;
- Установка датчиков загазованности в помещениях, где может скопиться токсичные и взрывопожароопасные продукты;
- Естественная и активная вентиляция помещений;
- Использование взрывобезопасной электро- и осветительной аппаратуры.

При обнаружении утечки рабочий персонал должен выполнять следующие действия:

1. Сообщить об аварии на главный пульт промысла;
2. Запустить автоматический алгоритм АО цеха;
3. Сообщить о ЧС должностным лицам в соответствии со схемой оповещения;
4. Эвакуировать персонал из зоны действия опасного фактора;
5. Произвести работы по локализации и ликвидации аварии;
6. Восстановить оборудование в нормальный режим работы.

Вывод по разделу

Один из ключевых факторов, обеспечивающих успешное развитие производства и создание положительного отношения сотрудников к работодателю – это безопасность на производстве и здоровье персонала. Нарушения правил и норм безопасности могут привести к негативным последствиям, поэтому необходимо продолжать повышать значимость сохранения жизни и здоровья работников на производстве.

Несмотря на большое число выбросов в атмосферу и воздействие на экологию в целом, природный газ считается наиболее безвредным из ископаемых видов топлива. Для уменьшения отрицательных последствий его использования можно осуществлять адсорбцию оксидов азота и углерода, чтобы использовать их в чистом виде в других промышленных областях.

Заключение

В выпускной квалификационной работе проведен анализ технологии подготовки газа на УКПГ-4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, которое находится на стадии падающей добычи. В данном периоде разработки происходит снижение пластовых давлений и увеличение содержания влаги в газе. Появляются осложнения связанные с подготовкой газа до требуемых показателей для безопасного транспорта к потребителю. Повышенное содержание воды в осушенном газе может привести к образованию гидратов, что в свою очередь может снизить пропускную способность газопровода.

В теоретической части рассмотрены физико – химические основы процесса осушки газа методом абсорбции, а также технологический процесс абсорбционной осушки природного газа на различных этапах разработки месторождений. Были рассмотрены различные виды абсорберов и их конструкции, а также характеристика гликолей и факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки.

В характеристике объекта исследования – Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения – дано описание его геологических особенностей, а также обозначены основные продуктивные пласты, состав и характеристики пластового газа.

На основе фактических данным и технологического регламента установки комплексной подготовки газа №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения в программном комплексе Unisin Design была построена модель, отражающая основные элементы и особенности установок, включенных в процессы осушки газа и регенерации гликоля. На основе анализа модели действующей установки определили, что температура точки росы осушенного газа, равная минус X °С, достигается при действующем расходе ДЭГа X м³/ч.

Реализация рассмотренной ранее модернизации абсорбционной подготовки газа позволило повысить технологическую эффективность процесса. Внедрение двухколонной системы подготовки газа сокращает расход ДЭГа, при котором сохраняется качество осушки до $X \text{ м}^3/\text{ч}$. В связи со снижением необходимого расхода ДЭГа в процессе абсорбции, энергетические затраты: на регенерацию снизились на 12,72 %; на прокачку гликоля в системе осушки на 28,27 %. Потери гликоля в процессе осушки снижаются на 9,12 %, а в процессе регенерации – на 15 %.

Данный факт непосредственно сказался на экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Данные по показателю ВНД (84,23%) показывают, что проект надежен для вложений и обеспечивает высокую прибыльность. Показатель ЧДД также свидетельствует о выгодности проекта с его общим сроком окупаемости менее чем за два года. Основываясь на этих факторах, можно заключить, что предложенное технологическое решение по модернизации абсорбционной подготовки газа на УКПГ-4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения является экономически выгодным и рекомендуется к реализации.

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

Список публикаций

1. Варламов, А. Э. Перспективы развития малых нефтегазодобывающих компаний на примере ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» / А. Э. Варламов, А. Е. Петров, Т. С. Глызина; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н. М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л. Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2022. — Т. 2. — [С. 297-298].

Список использованных источников

1. Вишневер В.Я. Сущность и основные тенденции развития мирового газового рынка [Текст] / В. Я. Вишневер // Экономические науки. – 2010. – №10. – С. 279 – 282.
2. Александров И.А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. Методы расчета и основы конструирования / И.А. Александров // Издательство «Химия», М., 1971 г. 296 с.
3. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 667 с.
4. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов. / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М.: Изд. «Химия», 1984. – 192 с. – Текст: непосредственный.
6. Аппаратура процессов разделения: учеб. пособие/ Е. А. Дмитриев, Р. Б. Комляшев, Е. П. Моргунова, А. М. Трушин, А. В. Вешняков, Л. С. Сальникова. – М.: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2016. –104 с.
7. Баранов Д.А. Процессы и аппараты: Учебник для студ. учреждений сред. проф. Образования / Д.А. Баранов, А.М. Кутепов. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 304 с.
8. Ветошкин А.Г. Процессы инженерной защиты окружающей среды (теоретические основы). Учебное пособие. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2004. – 325 с.
9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 2016. – 12 с.
10. Салихов З.С., Шиняев С.Д., Ершов А.А., Зиазов Р.Н. Итоги сравнительных испытаний при модернизации абсорберов осушки газа регулярными насадками на газовых промыслах ЯНГКМ // Научно-технический журнал наука и техника в газовой промышленности №2, 2009, – с 11–16. – Текст непосредственный.

11. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата. / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009. – 596 с. – Текст: непосредственный.
12. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Норман, США, 1972. / Д.М. Кемпбел; пер. с англ. С.Ф. Гудков – М.: «Недра», 1977. – 349 с.
13. Мельников В.Б. Промысловый сбор и переработка газа и газового конденсата: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 464 с.
14. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с. – Текст: непосредственный.
15. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, ВНИИГАЗ, ТюменНИИГипроГазом г. Москва, 1997 – 343 с. – Текст непосредственный.
16. Будник, В.А. Работа в среде «Honeywell UniSim Design». / В.А. Будник – Салават, 2010 – 80 с. – Текст: непосредственный.
17. О.Ю. Манихин, Анализ работы технологического оборудования установки комплексной подготовки газа при смене абсорбента диэтиленгликоля на триэтиленгликоль / авторы-сост.: О.Ю. Манихин, В.В. Шалай // Научная электронная библиотека – 2020. [Электронный ресурс] URL:<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=42917080> (дата обращения 15.05.2023)
18. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2010. – 20 с.
19. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»

20. Социальная ответственность. Газпром добыча Ямбург. – Текст: электронный // ООО «Газпром добыча Ямбург» – URL: <https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/social/> (дата обращения: 15.05.2023).

21. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). – Текст: электронный // ЗАО «Консультант Плюс» — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения 15.05.2023).

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

23. ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования от 22 декабря 1976. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012834> (дата обращения 16.05.2023).

24. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования от 26 апреля 1978. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 16.05.2023).

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

26. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования от 04 июля 1977. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный

фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012836> (дата обращения 16.05.2023).

27. ГОСТ 22615-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели типа «Тумблер». Общие эргономические требования от 04 июля 1977. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012837> (дата обращения 16.05.2023).

28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с поправками) от 9 июня 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 16.05.2023).

29. 59) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) от 29 декабря 2014. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 16.05.2023).

30. ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования от 12 декабря 2007. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения 16.05.2023).

31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) от 29 сентября 1988. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 17.05.2023).

32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменениями N 1, 2) от 07 ноября 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд

правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 17.05.2023).

33. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) от 119 30 июля 1988. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 17.05.2023).

34. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля от 17 сентября 1984. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051575> (дата обращения 17.05.2023).

35. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон N 123–ФЗ. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (дата обращения 18.05.2023).

36. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" от 28 января 2021. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 18.05.2023).

37. ГОСТ 10136-2019. Диэтиленгликоль. Технические условия (с Поправкой). – М.: Изд-во стандартов, 01.05.2020. – 19 с.

38. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97) от 02 ноября 1995. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и

нормативнотехнических документов: [сайт] – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/1200001514> (дата обращения 18.05.2023).

Приложение

(справочное)

Раздел 1

Physical and chemical fundamentals of gas dehydration by absorption method

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Варламов Арсен Эдуардович		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

1 Physical and chemical fundamentals of gas dehydration by absorption method

1.1 Physical and chemical essence of absorption process

Absorption is a process that separates gas mixtures by selectively absorbing certain components with a liquid absorbent. This process occurs when the partial pressure of the component in the gas mixture is higher than that of the liquid absorbent that comes into contact with the gas. This means that the gas and absorbent must not be in a state of equilibrium. The driving force for absorption is the difference in partial pressure between the gas and liquid phases. The stronger the driving force, the more efficiently the component will be absorbed from the gas phase into the liquid phase.

Absorption can be categorized into two types based on their properties: physical and chemical absorption (chemisorption). Physical absorption relies on the solubility of components in the absorbent, whereas chemical absorption operates on the chemical interaction between the extracted components and the absorbent's active components. The velocity of physical absorption is controlled by diffusion processes, while the rate of chemisorption relies on both diffusion speed and chemical reaction [1].

The selection of an absorbent takes into consideration the composition of the gas mixture being separated, the process's pressure and temperature, and the unit's performance. Various factors such as selectivity, absorption capacity, corrosiveness, cost, toxicity, and others also play a role in selecting an appropriate absorbent.

In the oil and gas sector, absorption is employed to separate, dry, and purify hydrocarbon gases. The extraction of ethane, propane, butane, and gasoline components from natural and associated petroleum gases is carried out through absorption.

When separating hydrocarbon gases, gasoline or kerosene fractions have traditionally been used as absorbents, but gas condensate is also a recent option. For

drying applications, diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol (TEG) are commonly used.

The process of absorption involves two phases: gas and liquid, and it functions as a diffusion process. The driving force behind absorption is the discrepancy in partial pressure of the component in the gas and liquid phases. The component will gravitate towards the phase where its concentration is insufficient for equilibrium.

The gas phase's partial pressure of the absorbed component is known as p_r , and the gas phase's partial pressure of the same component in equilibrium with the absorbent is known as p_r . Absorption occurs when $p_r > p_r$, indicating that the gas component moves into the liquid phase. When $p_r < p_r$, the absorbed gas component moves from the absorbent to the gas phase, resulting in desorption. The larger the difference between p_r and p_r , the greater the component transfer from the gas phase to the liquid phase.

As the system approaches equilibrium, the driving force decreases, and the component transfer rate from gas to liquid slows down.

Since the component's partial pressure is proportional to its concentration, the absorption or desorption process's driving force can also be expressed as the discrepancy in the component's gas (1) or liquid (2) phase concentration [1].

$$\Delta y = y - y_p \quad (1)$$

$$\Delta x = x_p - x \quad (2)$$

The quantity of substance M that is absorbed or released during the absorption or desorption process, respectively, is directly linked to the process's driving force, the contact surface area of the gas-liquid phases F, and the proportionality coefficient K. K depends on the system's physicochemical properties and hydrodynamic conditions. The equation for mass transfer during absorption is given as follows:

$$M = K_p F (p_r - p_p) = K_y F (y - y_p) = K_x F (x_p - x) \quad (3)$$

or

$$K_p (p_r - p_p) = K_y (y - y_p) = K_x (x_p - x) \quad (4)$$

The coefficient K is called the mass transfer coefficient during absorption and characterizes the mass of substance transferred per unit time through unit contact surface area of the phases at a driving force equal to one.

While undergoing absorption, a release of heat occurs, which is approximately equal to the heat of condensation and is proportional to the amount of absorbed components. Conversely, during desorption, heat is absorbed, which is approximately equal to the heat of vaporization.

The absorption process is carried out in mass transfer equipment called absorbers, while the desorption process is carried out in desorbers. The absorbent with absorbed components from the gas phase is called saturated and is then sent for regeneration, that is to say desorption of the absorbed components. The regenerated absorbent is then directed back to the absorption stage. Thus, a single closed production process consisting of absorption and desorption cycles is carried out.

1.2 Absorbers, their types and construction

1.2.1 Absorber constructions

The absorption process is carried out in mass transfer apparatuses - technological devices designed to carry out mass transfer processes. They implement the contact of two or three phases to redistribute components between the phases. The mass transfer process during absorption occurs at the interface between the gas and the liquid, so the absorbers must have a developed interface area between the gas and liquid [6].

An absorber is typically comprised of three functional sections [9]:

- the bottom section, which serves for the preliminary separation of gas (separation section);
- the middle section, where absorption drying of gas occurs (mass transfer section);

– the upper section, which is responsible for purifying gas from DEG that may have been carried over from the absorption section (filter section).

The separation section of the absorber is responsible for separating droplet liquid from gas through the use of cyclone elements. The separated gas enters the mass transfer part. This section can be formed with plates or structured packing. The choice of section type is determined for each specific drying condition and gas composition. An natural gas dryer (NGD) is introduced into the top of the mass transfer section against the gas flow. Mass transfer happens where the flowing streams come into contact, leading to the drying of gas and the saturation of DEG with moisture. The saturated DEG then undergoes regeneration through heat exchanger systems. The filter section separates any glycol that was carried over from the gas.

As a rule, column apparatuses equipped with plates of different constructions or filled with packing are used for hydrocarbon gas absorption drying.

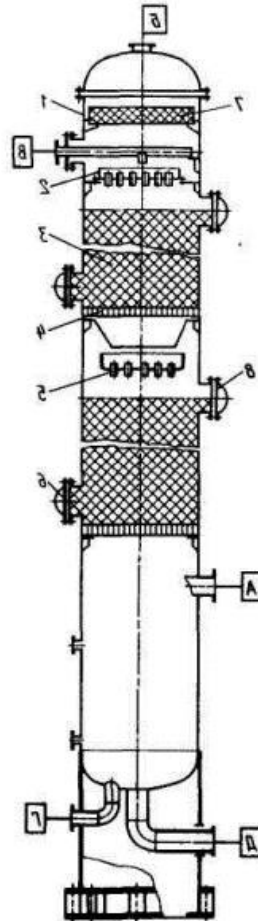
1.2.2 Packing absorbers

Packing absorbers are column apparatuses filled with packing materials - solid bodies of different shapes. The main purpose of packing is to distribute the liquid film over the entire surface to create a developed interfacial surface area.

The device of a packing column and the location of its structural elements are shown in Figure 6.

Packing elements in a packed column are placed on support grids that include slots or openings for the flow of gas and liquid. A distributor is employed to evenly distribute the liquid across the packing surface, creating a thin film. However, achieving even liquid distribution across the column's cross-sectional height is typically challenging due to the wall effect. Due to the wall effect, liquid often spreads from the center of the column towards its walls, resulting in almost complete displacement from the absorption point to the column's periphery at a distance equivalent to four to five column diameters. Therefore, the column's packing is

frequently loaded in sections that are four to five diameters high (but no more than 3-4 meters in each section). Redistributors are installed between these sections (packing layers) to direct the liquid from the column's periphery to its axis [11, 12].

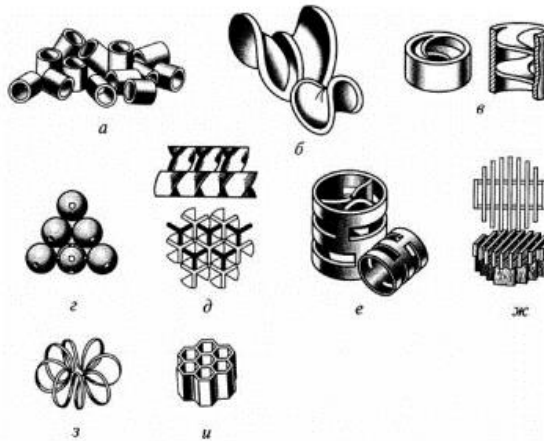


1 - housing, 2 - distributor plate; 3 - packing elements; 4 - support points; 5 - redistributor grid; 6, 8 - hatches; 7 - mist eliminator

Figure 6 – Construction of a packing absorber [1]

Depending on the arrangement of the packing elements in the apparatus, ordered (regular) and disordered (irregular) packings are distinguished. An ordered packing is a packing in which the elements are arranged correctly, providing better wetting. A packing layer is disordered if the packing elements are arranged randomly, which occurs when the packing is loaded into the apparatus in bulk. Such a packing, under other equal conditions, has a lower specific surface area than an ordered one, but it is easier to load.

Some common types of packings are shown in Figure 7.



a - Raschig rings; b - Berl saddles; c - Pall rings with partitions; d - balls; e - propeller packing; f - Pall rings; g - chord packing; h - spirals; i - ceramic blocks
 Figure 7 – Packing elements [1]

The main advantages of packing mass transfer apparatuses include simplicity of design and low hydraulic resistance. It is precisely the low hydraulic resistance in the gas phase that determines the predominant use of packing apparatuses in absorption processes.

Packing apparatuses, for the most part, are countercurrent with a flow structure close to the ideal displacement model, providing the greatest driving force for mass transfer.

One of the disadvantages of packing columns is their large equipment volume compared to tray columns. This is due to significantly less wetted surface area of the packing compared to the gas-liquid contact surface area on the tray.

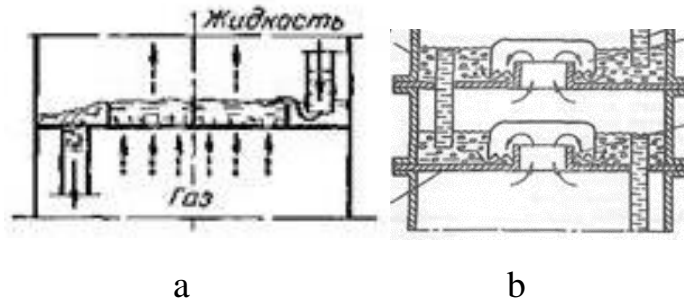
The second disadvantage of packing apparatuses is poor wetting ability of the packing at low spray densities. Therefore, packing columns are not used at low liquid phase flow rates.

The difficulty in heat removal in packing columns is also a significant disadvantage. During absorption accompanied by a significant exothermic effect, either the use of packing apparatuses must be abandoned, or recirculation of the absorbent must be organized, which significantly complicates the absorption unit.

1.2.3 Absorbers that feature trays

Tray absorbers are column devices that incorporate trays for contact. These trays break up gas into jets and bubbles, creating an extensive contact area with liquid through which the gas bubbles up [2]. The trays may be classified into three main groups.

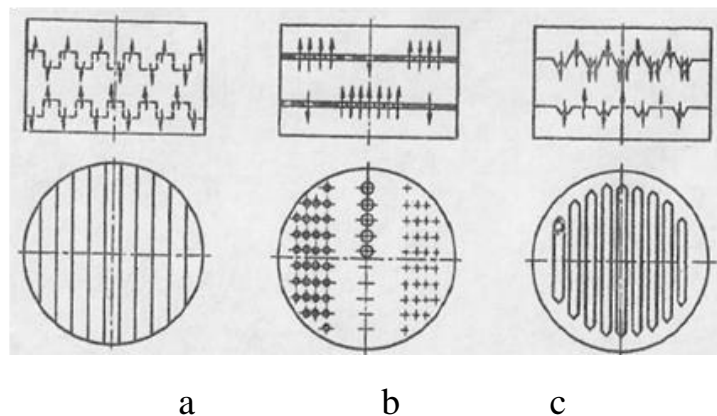
Cross-type trays use cross-flow to move both gas and liquid. These trays feature specialty overflow devices that facilitate liquid flow from one tray to the next, however, gas does not pass through these overflows (Figure 8).



a – sieve, b – bubble-cap

Figure 8 – Cross-type trays illustrated as a design [2].

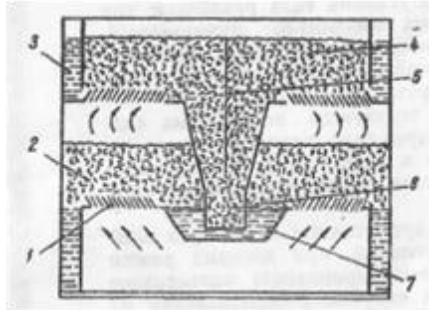
Downcomer (non-overflow) trays are also available, which lack overflow devices, allowing gas and liquid to pass through the same holes. These trays achieve gas-liquid contact through complete mixing of the liquid (Figure 9).



a - stepped tray with round holes of equal perforation;
b - trays with different perforation; c - slotted tray

Figure 9 – Downcomer trays with regulated liquid overflow [2]

Another type of tray is the one-way gas and liquid flow (straight-through) tray. Here, gas exits the holes on the tray in the same direction as the liquid flow, reducing longitudinal liquid mixing while promoting liquid flow, resulting in a reduced hydraulic gradient [11] (Figure 10).



1 - stamped grid; 2,4 - bubbling layers; 3 - side overflow; 5 - partition; 6 - central overflow; 7 - drip tray

Figure 10 – Scheme of a two-pass straight-through tray with overflows [2]

The advantages of tray absorbers include good phase contact and the ability to operate at any, including low, liquid flow rates. Tray absorbers can also be used for heat removal. For this purpose, coils are installed on the trays, through which a cooling agent flows, or external chillers are used, through which the liquid flows from the upper tray to the lower tray. Tray absorbers are more suitable than packed columns for working with fouled trays.

The main disadvantages of tray absorbers are the complexity of construction and high hydraulic resistance, which is associated with significant energy consumption for gas movement through the apparatus when passing large gas volumes. Therefore, tray absorbers are mainly used in cases where absorption is carried out at high pressure, since high hydraulic resistance is not significant under these conditions.

An article based on years of experience upgrading absorbers identified the most promising design solution for efficient gas preparation in transportation. Absorbers equipped with regular nozzles provide maximum efficiency, and Figure 11 displays an example of a nozzle element with a regular nozzle for heat and mass transfer applications.

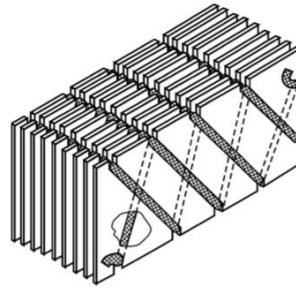


Figure 13 - Standard nozzle used in apparatuses for heat and mass transfer [3]

A regular nozzle consists of several flat, parallel sheets that are stacked with protrusions set at an angle of 25-45° relative to the vertical. These sheets have a knitted sleeve design that helically spirals around it. The coils of the knitted sleeves are offset from each other, and the protrusions present on the surfaces of the sheets are oriented in opposite directions. The sheets may have perforations and be rippled, and the nozzle operates by allowing a liquid phase to be introduced at the nozzle's upper end, where it flows down sheets in the form of a thin film. The film interacts with a rising gas (vapor) stream, and the flexible sleeve-shaped protrusions condense and turbulize the liquid film. This promotes greater contact between phases, resulting in increased renewal and phase contact.

1.3 Characteristics of glycols

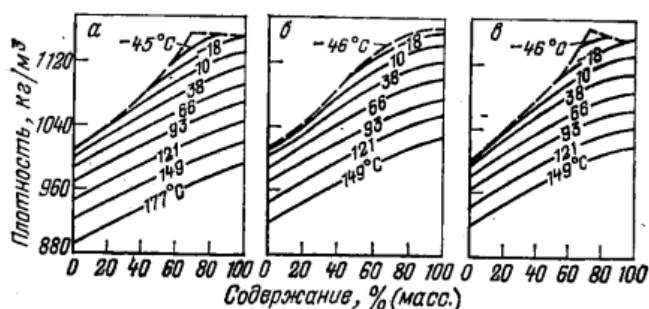
Currently, for the absorption dehydration of hydrocarbon gases, diethylene and triethylene glycols are mainly used. Glycols are transparent colorless (chemically pure) or slightly yellowish hygroscopic liquids that have no odor and have a sweet taste. Table 1 shows some physical properties of chemically pure glycols. In practice, only highly concentrated solutions of DEG and TEG are used as dehumidifiers in gas absorption dehydration schemes.

Table 1 - Physical properties of glycols [3]

Indicators	Ethylene glycol	Diethylene glycol	Triethylene glycol
Formula	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Molecular weight	62,07	106,12	150,18
Density, kg/m^3	1116	1118	1126
Boiling point, °C			
at 101.3 kPa	197,3	244,8	278,3
at 6.66 kPa	123	164	198
at 1.33 kPa	91	128	162

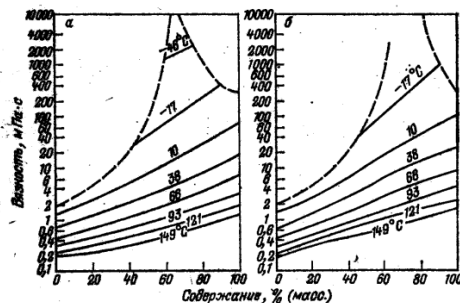
Onset of decomposition temperature, °C	164	164	206
Heat of dissolution in water at 30 °C, kJ/kg	111,9	134,9	210,0
Critical temperature, °C	376	410	440
Critical pressure, MPa	8,26	5,10	3,72
Viscosity at 20 °C, mPa·s	20,9	35,7	47,8

The viscosity and density of aqueous glycol solutions decrease with increasing temperature and decreasing glycol concentration in the solution (Figure 1 and 2).



a – EG, b – DEG, c – TEG

Figure 1 - The density of water solutions of ethylene glycol, diethylene glycol, and triethylene glycol at various temperatures [4]



a – DEG, b - TEG

Figure 2 - The viscosity of water solutions of diethylene glycol and triethylene glycol [4]

Based on the analysis and generalization of literature data, the following requirements for absorbents can be formulated:

- the cloud point and freezing point of the absorbent should be at several degrees below the minimum operating temperature of the system to prevent freezing during cooling;

- absorbents should be free from sulfur compounds that can decompose under high-temperature conditions in reboilers and desorbers;

- the presence of resin and mechanical impurities can reduce the operational efficiency of the equipment, contact devices, and pipelines;

- it is preferable for absorbents to have narrow boiling ranges, with a range no greater than 100°C, and ideally, 50–70°C. This parameter helps maintain the composition's stability and ensures that the absorbent can provide a consistent absorption capacity over long-term operation.;

- the content of non-paraffinic hydrocarbons should be reduced since it can cause the polymerization of the absorbent under heat and oxygen exposure in the air;

- the density-to-molecular-weight ratio is a significant indicator as it determines the mass-specific flow rate of the circulating absorbent. Higher absorbent density makes separation from the gas phase easier, thereby minimizing droplet and mist entrainment;

- absorbents should have high selectivity for the target components extracted from the gas;

- absorbent losses in the vapor phase are proportional to the pressure of saturated vapors. Greater entrainment of absorbent with the exhaust gas could lead to its condensation during gas transport, reducing the efficiency of gas transportation systems. As such, the pressure of saturated vapors must be relatively low;

- absorbents should have low viscosity at operating temperatures and pressures for easy pumpability and effective mass transfer within the absorber;

- they should be stable against foam and emulsion formation, which affect absorbent losses and pressure drop in the column. Additionally, absorbents should be affordable and preferably produced from the developing field's production.

1.4 Parameters that impact the process of gas absorption drying

The performance of gas absorption drying units is influenced by both primary and secondary factors. Primary factors such as pressure, temperature, raw gas composition at the GPU inlet, and absorbent concentration in the regenerated

solution determine the gas's moisture content before and after passing through the absorber. Secondary factors for gas drying units include the degree of absorbent saturation, equipment efficiency, and the presence of impurities such as dust, mechanical impurities, and mineral salts in the gas.

1.4.1 The influence of pressure

The process's main factor is pressure. Decreasing the pressure leads to an increase in the equilibrium moisture capacity of the gas and, consequently, more moisture extracted from the gas in the absorber.

At equivalent concentrations of glycol in the regenerated and saturated solutions, the specific diethylene glycol (DEG) consumption is almost linearly dependent on the extracted moisture amount from the gas. A more comprehensive gas drying process is required to ensure the actual gas dew point corresponds to the dew point anticipated for the given pressure due to reduced process pressure.

1.4.2 The effects of temperature

The temperature of the gas absorption drying process is a critical factor that determines the technical and economic aspects of the process. If gas temperature decreases under equal conditions, its equilibrium moisture capacity also drops. This eventually leads to a reduced specific consumption of absorbent, resulting in lower metal and energy consumption for the gas drying unit's regeneration block. However, the allowable contact temperature is restricted by the solution's viscosity. The maximum depression of the dew point occurs when the solution has a viscosity of less than 80-90 cP during gas drying. If the solution viscosity increases above these ranges, the mass transfer process between the absorbent and gas decreases, and the drying becomes less intense.

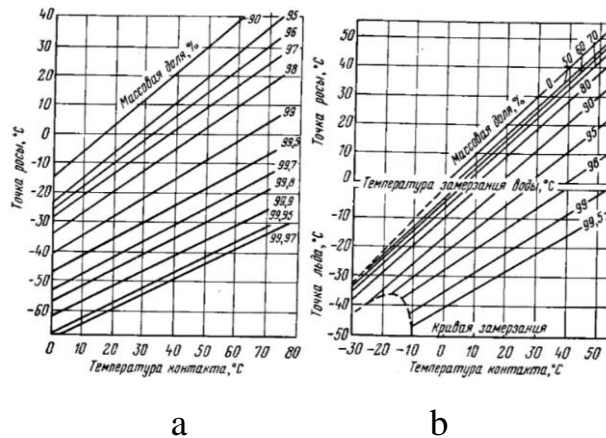
To prevent excessive losses, the absorbent temperature at the inlet of the column should not exceed the gas temperature by more than 6-8°C. When glycol

temperature is lower than the gas temperature, the hydrocarbons can condense and part of the gas is cooled, resulting in absorbent foaming, tray blockage, and increased pressure drop in the column. When drying gas with low temperatures, a gas-glycol heat exchanger can be installed to cool the regenerated glycol solution using raw gas.

1.4.3 The influence of absorbent concentration

The concentration of the absorbent in the absorber is the primary determinant of the degree of depression of the gas dew point during the drying process (Figure 5). The gas dew point is minimized when the absorbent concentration is high.

Regenerated glycol solution with higher concentrations results in lower glycol consumption and lower dew point for the dried gas. This is attributed to the higher difference between the water vapor pressure in the gas stream and the glycol solution. However, when selecting the solution concentration at the outlet, one should ensure that the water dew point above the solution surface is not lower than the dew point in the gas being dried.



a – TEG, b – DEG

Figure 5 - Different contact temperatures result in varying equilibrium dew points of gas for water vapor above solutions of TEG and DEG [4]

1.3.4 The impact of salts and mechanical impurities

Gas containing salts and mechanical impurities adversely affects the adsorption and desorption processes. Salts can obstruct channels, settle on contact elements, and accelerate equipment corrosion.

When this gas interacts with diethylene glycol (DEG), some of the salts dissolve, resulting in their entrainment into the regeneration system. High regeneration temperatures cause salt deposits on the system equipment, causing instability in the dehydration and desorption units.

These issues result in a decreased inter-repair period and increased operational costs.

List of References

1. Haque, Md. E. Ethylene glycol regeneration plan: a systematic approach to troubleshoot the common problems / Md. E. Haque // Journal of Chemical Engineering. – 2012. – Vol. 27. – P. 21-26.
2. Kong, ZY. A parametric study of different recycling configurations for the natural gas dehydration process via absorption using triethylene glycol / ZY. Kong // Process Integration and Optimization for Sustainability. – 2018. – Vol. 2, №. 4. – P. 447-460.
3. Anyadiegwu, C. I. C. Natural gas dehydration using triethylene glycol (TEG) / C.I.C. Anyadiegwu, A. Kerunwa, P. Oviawe // Petroleum & Coal. – 2014. – Vol. 56, №. 4.
4. Ebeling, H. O. Method of low temperature regeneration of glycol used for dehydrating natural gas: pat. 5536303 USA. – 1996.