

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы Оценка эффективности применения щелочного метода очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении (Ненецкий АО)

УДК 622.279.8:546.221.1(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Гомбоева Анна Баировна		07.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		07.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		07.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		07.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		07.06.2021

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование,

		приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Гомбоевой Анне Баировне

Тема работы:

Оценка эффективности применения щелочного метода очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении (Ненецкий АО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.04.2021, №97-4/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Нормативная и проектная документация, публикации в периодических изданиях, материалы научно-исследовательских работ, информация с официального сайта компании.
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследовать современные тенденции развития нефтегазовой отрасли, связанные с уменьшением выбросов попутного нефтяного газа.</p> <p>Изучить методы очистки попутного газа от сероводорода и рассмотреть существующих абсорбционных установок с учетом их назначения, конструкции и принципа действия.</p> <p>Проанализировать мероприятия по очистке ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском месторождении.</p> <p>Рассмотреть перспективы оптимизации процесса переработки ПНГ Южно-Хыльчуйского месторождения.</p> <p>Провести моделирование абсорбера с применением щелочного агента для Южно-Хыльчуйского месторождения.</p> <p>Рассчитать экономическую эффективность совершенствования процесса очистки ПНГ для рассматриваемого случая.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Презентация Power Point Presentation</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н., доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н., профессор ООД ШБИП

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

На русском языке:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение. 2. Обзор литературы. 3. Процессы очистки попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении. 4. Обоснование внедрения дополнительной ступени очистки попутного нефтяного газа щелочным раствором на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 6. Социальная ответственность. 7. Заключение.
На английском языке:
Methods of associated gas sweetening

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.03.2021 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И. В.	д.э.н		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Гомбоева А. Б.		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Гомбоевой Анне Баировне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «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>	<i>Оценка затрат на модернизацию процесса утилизации попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчюском газонефтяном месторождении.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>График выполнения работ</i>
2. <i>График динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Гомбоева А. Б.		15.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Гомбоевой Анне Баировне

ШКОЛА	ИШПР	Отделение	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема дипломной работы: «Оценка эффективности применения щелочного метода очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода на Южно-Хыльчуйском нефтегазовом месторождении (Ненецкий АО)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Объектом исследования является установка очистки ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении. Область применения: нефтепромыслы, которые добывают ПНГ с повышенным содержанием сероводорода в нем.

<p>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>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>Выявлены следующие вредные и опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 6. Взрывопожароопасность; 7. Вредные химические и токсичные вещества.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>Рассмотрены следующие вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газовых компонентов в атмосферу); 2. анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в

<ul style="list-style-type: none"> разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>сточные воды);</p> <p>3. анализ воздействия объекта на литосферу (механическое разрушение почв и разлитие химических агентов).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены следующие вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.21
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И.	д.т.н.		26.02.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Гомбоева А.Б.		26.02.21

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 с., 19 рис., 22 табл., 52 источников, 2 прил.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ (ПНГ), абсорбция сероводорода, кислый газ, абсорбционная установка, очистка ПНГ, утилизация ПНГ, гидроксид натрия, углекислый газ.

Объектом исследования является Южно-Хыльчуйское газонефтяное месторождение. Предметом исследования является установка очистки ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении.

Цель работы – обоснование предложения по совершенствованию процесса очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора на Южно-Хыльчуйском нефтегазовом месторождении посредством внедрения дополнительной ступени очистки.

В процессе исследования были проведены: исследования современных тенденций развития нефтегазовой отрасли, связанных с уменьшением выбросов попутного нефтяного газа; изучения существующих методов очистки ПНГ от сероводорода; анализ мероприятий по очистке ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском месторождении, разбор существующей перспективы оптимизации процесса переработки Южно-Хыльчуйского месторождения; математическое моделирование абсорбера с применением щелочного агента для Южно-Хыльчуйского месторождения.

Научная новизна

На основании проведенного исследования физико-химических свойств добываемого попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчуйском месторождении и анализа существующих методов очистки на месторождениях углеводородов была предложена очистка попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора.

Практическая значимость

На основе проведенных модельных расчетов обоснована технологическая и экономическая эффективность технического решения по

совершенствованию процесса очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора на Южно-Хыльчуйском нефтегазовом месторождении посредством внедрения дополнительной ступени очистки, при этом для доочистки ПНГ Южно-Хыльчуйского месторождения щелочным раствором необходимый диаметр абсорбера равен 1,7 м, высота активной части абсорбера достигает 2,6 м, расход абсорбента составляет 14,76 м³/ч, скорость очистки равна 0,3 м/ч. Обоснована возможности применения данного метода очистки ПНГ на месторождениях с повышенным содержанием сероводорода. Использование гидроксида натрия в качестве абсорбента может улучшить экономическую и экологическую составляющие проектов нефтегазовых компаний.

Область применения: нефтепромыслы, занимающиеся добычей ПНГ с повышенным содержанием сероводорода в нем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ГНМ – газонефтяное месторождение

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ДЭА – диэтанолламин

КТК – катализаторный комплекс

МЭА – моноэтанолламин

НГК – нефтегазоносный комплекс

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

ПНГ – попутный нефтяной газ

СУГ – сжиженный углеводородный газ

УВ – углеводород

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ВВЕДЕНИЕ.....	17
1	ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	20
1.1	Тенденции развития нефтегазовой отрасли в контексте безуглеродной стратегической задачи	20
1.2	Существующие методы очистки попутного нефтяного газа от сероводорода	25
1.3	Хемосорбция сероводорода из попутного нефтяного газа.....	27
1.4	Абсорбер: назначение, конструкция, принцип действия.....	33
2	ПРОЦЕССЫ ОЧИСТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЮЖНО-ХЫЛЬЧУЮСКОМ ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	40
2.1	Общая характеристика Южно-Хыльчююского газонефтяного месторождения	40
2.2	Анализ материалов нормативной документации и технологической схемы очистки попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчююском газонефтяном месторождении.....	44
2.2.1	Нормативная документация для очищенного попутного нефтяного газа	44
2.2.2	Описание установки очистки газа на Южно-Хыльчююском месторождении	45
2.3	Описание выполняемых операций технологического процесса по очистке попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчююском газонефтяном месторождении.....	48
2.4	Перспективы оптимизации процесса переработки попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчююском газонефтяном месторождении	49
2.5	Анализ эффективности абсорбентов для очистки попутного газа от сероводорода в случае его дальнейшей переработки	53

3	ОБОСНОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТУПЕНИ ОЧИСТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ЩЕЛОЧНЫМ РАСТВОРОМ НА ЮЖНО-ХЫЛЬЧУЮСКОМ ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	55
3.1	Исходные данные для расчета параметров абсорбционной колонны с щелочным абсорбером.....	55
3.2	Технологический расчет насадочного абсорбера.....	57
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1	Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ	67
4.2	Расчет сметной стоимости работ	69
4.2.1	Расчет сметной стоимости монтажа сероочистных установок	69
4.2.2	Расчет сметной стоимости строительства газопровода	71
4.2.3	Расчет текущих затрат на производстве	72
4.3	Расчет экономической эффективности проекта по переработке нефтяного газа газонефтяного Южно-Хыльчюуского месторождения	73
4.4	Выводы к главе.....	76
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.2	Производственная безопасность	81
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	82
5.2.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	89
5.3	Экологическая безопасность	90
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
5.5	Выводы к главе.....	93
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	96
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
	Приложение А	102
	Приложение Б.....	103

1 ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ – это газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промышленной подготовки [1]. Попутный нефтяной газ в отличие от природного содержит в своем составе кроме метана и этана большую долю пропанов, бутанов и паров более тяжелых углеводородов. Попутный газ содержит такие неуглеводородные компоненты в различных соотношениях в зависимости от месторождения, как сероводород и меркаптаны, двуокись углерода, азот, гелий и аргон.

Меркаптаны, сероводород и негорючие инертные газы, содержащиеся в попутном нефтяном газе (ПНГ), относятся к нежелательным химическим примесям. Серосодержащие соединения увеличивают скорость процесса коррозии и являются токсичными, в то же время инертные газы отрицательно влияют на теплоту сгорания добываемого попутного нефтяного газа.

В настоящее время существует значительное количество методов очистки нефтяного газа от химических примесей, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Выбор того или иного способа зависит от следующих условий: основные параметры сырьевого газа, его компонентный состав, необходимая степень очистки, область применения товарного газа, имеющиеся энергетические ресурсы и другое. Правильный выбор технологии приводит к улучшению качества газа, минимизирует влияние на экологию и экономии ресурсов, что в свою очередь увеличивает прибыль добывающей компании. Таким образом, тема исследования процессов очистки попутного газа не теряет своей актуальности.

Целью работы является обоснование предложения по совершенствованию процесса очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора на Южно-Хыльчюском

нефтегазовом месторождении посредством внедрения дополнительной ступени очистки.

В ходе проведения исследования были поставлены следующие задачи.

– Исследовать современные тенденции развития нефтегазовой отрасли, связанные с уменьшением выбросов попутного нефтяного газа.

– Изучить методы очистки попутного газа от сероводорода и рассмотреть существующих абсорбционных установок с учетом их назначения, конструкции и принципа действия.

– Проанализировать мероприятия по очистке ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском месторождении.

– Рассмотреть перспективы оптимизации процесса переработки ПНГ Южно-Хыльчуйского месторождения.

– Провести моделирование абсорбера с применением щелочного агента для Южно-Хыльчуйского месторождения.

– Рассчитать экономическую эффективность совершенствования процесса очистки ПНГ для рассматриваемого случая.

Научная новизна

На основании проведенного исследования физико-химических свойств добываемого попутного нефтяного газа на Южно-Хыльчуйском месторождении и анализа существующих методов очистки на месторождениях углеводородов была предложена очистка попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора.

Практическая значимость

На основе проведенных модельных расчетов обоснована технологическая и экономическая эффективность технического решения по совершенствованию процесса очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора на Южно-Хыльчуйском нефтегазовом месторождении посредством внедрения дополнительной ступени очистки, при этом для доочистки ПНГ Южно-Хыльчуйского месторождения

щелочным раствором необходимый диаметр абсорбера равен 1,7 м, высота активной части абсорбера достигает 2,6 м, расход абсорбента составляет 14,76 м³/ч, скорость очистки равна 0,3 м/ч. Обоснована возможности применения данного метода очистки ПНГ на месторождениях с повышенным содержанием сероводорода. Использование гидроксида натрия в качестве абсорбента может улучшить экономическую и экологическую составляющие проектов нефтегазовых компаний.

Информационной базой для выполнения работы послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции, годовые отчеты компании «Лукойл-КОМИ», «Лукойл», «Роснефть» и «Газпром».

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Тенденции развития нефтегазовой отрасли в контексте безуглеродной стратегической задачи

Для перехода к устойчивому развитию и усовершенствования промышленности в стране необходимо не только использование новых инновационных технологий, но и рациональное потребление существующих ресурсов, в том числе и углеводородных. ПНГ в России до недавнего времени в основном сжигался на факелах нефтепромыслов, так как рассматривался как побочный продукт нефтедобычи, а не ценное углеводородное сырье. Увеличение объемов переработки ПНГ улучшит экологическую и экономическую составляющие нефтегазовой промышленности, приведет к развитию газонефтехимической отрасли и выполнению государственных задач по уменьшению сжигания ПНГ на факелах.

В 2012 году Россия занимала первое место в мире по количеству сжигаемого ПНГ, общий объем которого за год составил 17,1 млрд м³, прежде всего за счет разработки месторождений Восточной Сибири, где недостаточно развита производственная и транспортная инфраструктура. При этом ХМАО-Югра занимал лидирующие позиции в 2011 году. В этих двух регионах сжигалось около 70% от всего объема факельной утилизации ПНГ в России.

Россия занимает 4 место в мире по количеству выбросов углекислого газа (CO₂) от сжигания топлива, при этом 75% выбросов приходится именно на нефтегазовую отрасль. За последние 4 года показатель выбросов CO₂ только растет (рисунок 1) [2]. Один из путей сокращения прямых выбросов парниковых газов в России – это снижение уровня ПНГ.



Рисунок 1 – Выбросы углекислого газа в атмосферу от сжигания топлива в России

На данный момент в России наблюдается тенденция уменьшения уровня утилизации ПНГ. За период с 2017 года по 2019 год в целом по отрасли уровень рационального использования ПНГ уменьшился на 5,2%. Причиной такого спада могло послужить отсутствие необходимой инфраструктуры для переработки ПНГ на месторождениях, разработка которых только началась.

В связи с началом эксплуатации большого количества новых месторождений компанией ПАО «НК «Роснефть» и неготовностью проектов по переработке ПНГ на новых объектах, показатель использования ПНГ значительно снизился. Так как ПАО «НК «Роснефть» является крупнейшей нефтяной компанией в России, то и отрицательные показатели переработки ПНГ существенно отразились на общих показателях по стране. Среди остальных крупнейших нефтяных компаний России в основном идет рост доли использования ПНГ (рисунок 2).

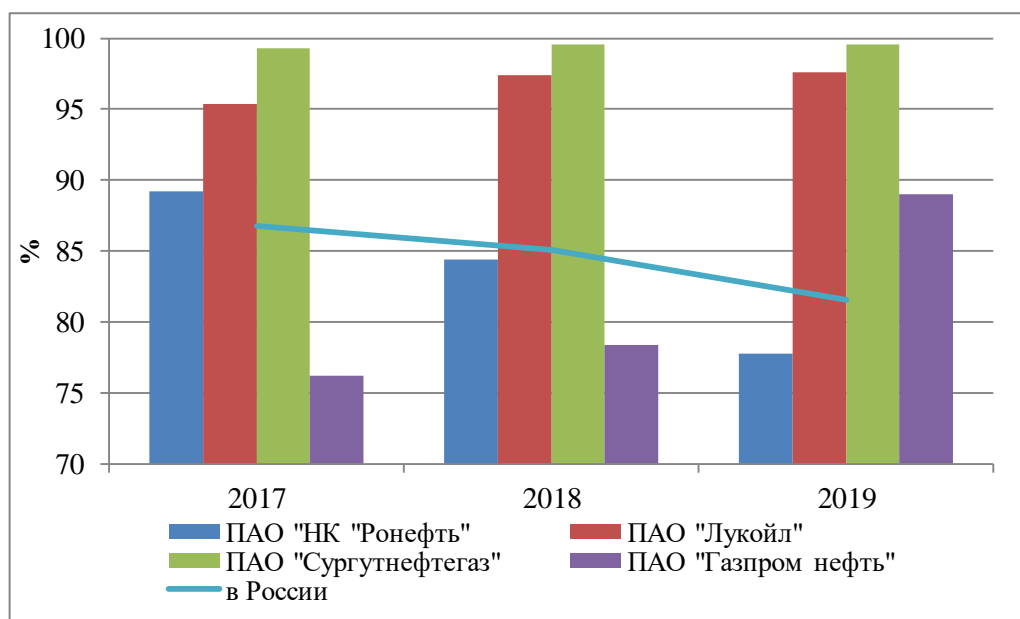


Рисунок 2 – Процентная доля использования попутного нефтяного газа для крупнейших нефтяных компаний России

Увеличение принятия мер нефтяными компаниями по снижению уровня сжигания ПНГ произошло после принятия Постановлений Правительства в 2009 г. (№ 7) и 2012 г. (№ 1148), в рамках которых определены 95%-е нормативы использования и соответствующие санкции – штрафы за сверхнормативное сжигание [3].

Специфика добычи ПНГ заключается в том, что он является побочным продуктом добычи нефти. Отсутствие инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки являются основной причиной нерационального использования ПНГ.

В тоже время ПНГ является важным сырьем для энергетики и химической промышленности. На данный момент ПНГ используют тремя наиболее распространенными способами (рисунок 3). Во-первых, для хранения попутного газа как ресурса в будущем или увеличения нефтеотдачи возможна его закачка в нефтеносный пласт.

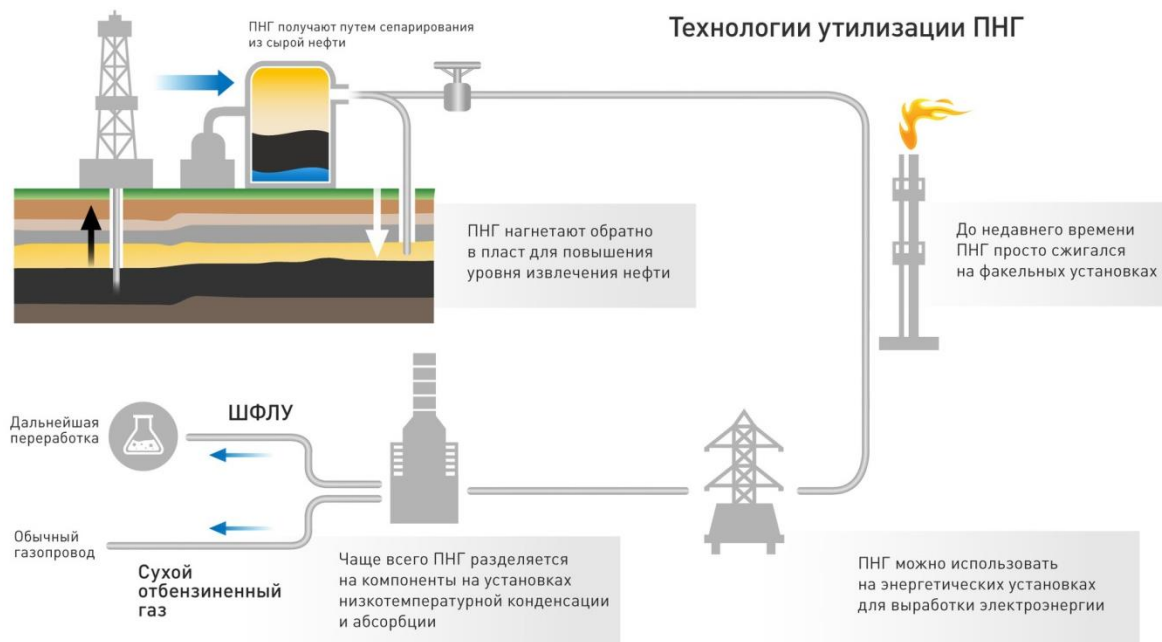


Рисунок 3 – Способы использования ПНГ [4]

Во-вторых, возможно использование ПНГ в качестве топлива для генерации электричества и других нужд предприятия на местах нефтедобычи. Данный способ использования попутного газа считается одним из способов его сжигания, но более рациональным, так как в этом случае выделяемая энергия уходит на генерацию электричества.

В-третьих, существует возможность использования ПНГ в качестве сырья в газонефтехимической промышленности. В результате переработки попутного газа можно получить ценные продукты, из-за чего данный способ считается самым рациональным. Продуктами многостадийной переработки ПНГ являются: полиэтилен, полипропилен, полистирол, поливинилхлорид, синтетические каучуки и другие. Полученные материалы применяются для создания широкого спектра товаров, которые повсеместно присутствуют в современной жизни человека и являются важной частью развития экономики. Стоит отметить, в результате переработки ПНГ возможно также выделить сухой отбензиненный газ, который является аналогом природного газа и может быть использован уже в качестве более эффективного топлива, чем ПНГ [5].

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ добыча растворенного газа в России в 2018 г. составила 47,3 млрд м³. По итогам 2018 г. средний по стране коэффициент использования ПНГ составил 84,4 % при том, что государством установлена норма в 95 % [6]. По итогам 2019 г. уже 80,9 % (таблица 1).

Таблица 1 – Коэффициент использования ПНГ в период с 2012 по 2019 год

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Коэффициент использования ПНГ, %	75,9	79,5	85,5	87,6	87,5	86,6	84,4	80,9

Согласно исследованию отраслевого информационно-аналитического центра Рурес, занимающегося вопросами нефтехимии и газопереработки, повышение уровня утилизации ПНГ в России происходит в основном за счет использования ПНГ в качестве топлива для получения электричества в пределах промысла, что считается самым недорогим способом рациональной утилизации ПНГ.

Акцентированно стимулируя сегмент переработки ПНГ, государство может получить определенные выгоды.

Во-первых, это отсутствие технологических ограничений при вводе в эксплуатацию новых месторождений, как находящихся на больших расстояниях от основной газовой инфраструктуры, так и имеющих сложный состав газа.

Во-вторых, увеличение общей прибыли от добычи углеводородов (УВ) для нефтегазовых компаний, что позволяет повышать инвестиции для новых проектов.

В-третьих, в случае отсутствия наращивания объемов добычи УВ (что с учетом спроса на рынке соответствует ситуации в настоящий момент) данное развитие переработки ПНГ увеличит производство продукции, которая является более привлекательной для экспорта, как на зарубежных рынках, так и внутри страны.

Помимо этого, в случае развития сегмента химической переработки ПНГ существует возможность роста инвестиций в основной капитал. Создание мощностей для переработки попутного газа повысит количество рабочих мест в регионах, увеличит спрос на высокотехнологичную продукцию российского химического машиностроения, металлургии и т. п [7].

1.2 Существующие методы очистки попутного нефтяного газа от сероводорода

Сероводород (H_2S) – это газ с запахом тухлого яйца, не имеющий цвета, плотность которого равна $1,36 \text{ кг/м}^3$. Сероводороду присуща высокая коррозионная агрессивность, а в присутствии влаги коррозионное действие сероводорода в газе усиливается

Коррозионное действие сероводорода фиксируется при процентной доле $0,025 \%$ и выше, эта доля является «порогом» коррозионной концентрации H_2S , ниже которого присутствие сероводорода считается «следом». Тем не менее, в некоторых условиях (высокое давление, присутствие воды, кислорода) коррозия может происходить и при содержании сероводорода менее $0,025 \%$ [8].

Очистка углеводородных газов от кислых компонентов проводится с помощью:

- адсорбции;
- абсорбции;
- каталитических методов;
- микробиологических методов
- мембранных методов [9].

По типу применяемого абсорбента абсорбционные методы разделяют на химическую абсорбцию (хемосорбцию), физическую абсорбцию, комбинированную и окислительную.

Хемосорбционные методы основываются на химической реакции сероводорода с активным компонентом абсорбента. В данных процессах

активным компонентом обычно являются амины. Химическая абсорбция отличается повышенной избирательностью к кислым примесям и дает возможность получать высокую степень очистки от сероводорода.

Методы физической абсорбции базируются на физическом растворении извлекаемых примесей в различных абсорбентах. Благодаря процессу физической абсорбции возможно извлечение одновременно сероводорода, меркаптанов, сероуглерода и серооксида углерода, что не свойственно для хемосорбционного процесса.

Также существуют комбинированные процессы, в которых в качестве поглотителя используют абсорбенты смешанного действия.

При необратимом превращении сероводорода в элементарную серу процесс очистки ПНГ считается окислительным. В качестве абсорбента в данном случае выступает водно-щелочной раствор катализатора. Примером катализатором окисления является горячий раствор мышьяковых солей щелочных металлов или комплексное соединение хлорида железа с динатриевой солью этилендиаминтетрауксусной кислоты.

Процессы адсорбционной очистки газа основываются на избирательном извлечении сероводорода твердыми поглотителями, которые называются адсорбентами. В процессе очистки сероводород либо удерживается физическими силами взаимодействия, либо вступает в химическую реакцию с адсорбентом. Первый процесс относится к физической адсорбции, а второй – к химической адсорбции. Физическая адсорбция характеризуется простотой регенерации отработанного поглотителя и часто применяется в процессах промышленной очистки газов от сероводорода, сероорганических соединений и диоксида углерода. Химическая адсорбция редко эксплуатируется в промышленности в связи со сложностью регенерации отработанного реагента. Чаще всего применяется такие адсорбенты, как синтетические цеолиты и активированные угли.

К отрицательным сторонам метода адсорбционной очистки газа относится полупериодичность процесса и относительно большие

эксплуатационные затраты, поэтому данный метод применяют в основном для тонкой очистки газа от остатков кислых примесей, в том числе и сероводорода, после первичной очистки абсорбционным методом.

Каталитические процессы основаны на окислении и восстановлении сероводорода в присутствии катализаторов из кобальта, никеля и других. Этот процесс используют при наличии соединений в газе, которые плохо удаляются при абсорбции или адсорбции.

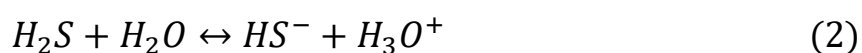
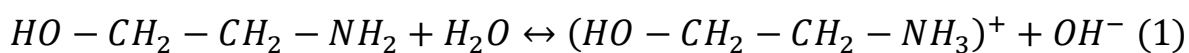
К новым направлениям процессов очистки газов от сероводорода на сегодняшний день относится метод, который основывается на применении окисляющих микроорганизмов – тионовых бактерий, разрушающих серосодержащие соединения. Серосодержащие соединения, в том числе и сероводород, окисляются большей частью фототрофных бактерий, многие из них в свою очередь относятся к автотрофам [8].

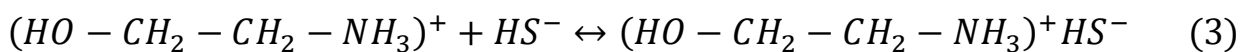
Также существует мембранный метод очистки газа, относящийся к перспективным направлениям. Данный метод основывается на различной проницаемости газов. В основном для очистки ПНГ мембраны изготавливают из силиконового каучука и стекловидной ацетата целлюлозы.

1.3 Хемосорбция сероводорода из попутного нефтяного газа

Наиболее широкое применение для очистки ПНГ от сероводорода и других кислых примесей нашли хемосорбционные процессы. Среди них наиболее значимыми считаются процессы с аминными абсорбентами. Каждый из них имеет как известные недостатки, так и достоинства.

В случае моноэтанолминового хемосорбента используют водный раствор моноэтаноламина (МЭА) с массовым содержанием 15-30%. С применением ингибиторов коррозии повышенной эффективности возможно использование более высокую концентрацию МЭА в растворе. Реакция сероводорода с МЭА протекает следующим образом:





Моноэтаноламин и диэтаноламин могут вступать в реакции с двуокисью углерода с образованием уретанов, в случае третичных аминов данного процесса не происходит.

К преимуществам первичных аминов можно отнести:

- простота регенерации абсорбента;
- химическая стабильность МЭА;
- меньшая доля поглощения углеводородов по сравнению с другими аминами.

Недостатками моноэтаноламинового поглотителя являются:

- большие потери абсорбента в результате его испарения;
- отсутствие селективности к сероводороду при наличии двуокиси углерода;
- образование необратимых химических соединений кислорода, сероуглерода, оксид-сульфид углерода с МЭА;
- невысокие показатели эффективности по отношению к меркаптанам;
- вспениваемость поглотителя при наличии ингибиторов коррозии, жидких углеводородов и мехпримесей.

Абсорбент на основе вторичных аминов не имеет ряда недостатков, которые характерны для поглотителя с МЭА. К примеру, данный абсорбент применим для очистки газа, который содержит сероуглерод и оксид-сульфид углерода, поскольку в результате реакции образуются соединения, гидролизующиеся при повышении температуры с выделением двуокиси углерода и сероводорода.

Уравнения реакции диэтаноламина (ДЭА) с сероводородом подобны с приведенными ранее уравнениями для моноэтаноламинов (уравнения (1), (2) и (3)). По сравнению с МЭА процесс абсорбции протекает быстрее при применении ДЭА абсорбента.

К положительным качествам вторичного амина можно отнести:

- химическая стабильность поглотителя в условиях очистки газа;
- гидролизация большей части продуктов реакции абсорбента с сероуглеродом и сульфид-оксид углеродом;
- относительно легкая регенерация ДЭА и низкое давление насыщенных паров;
- пониженные показатели вспениваемости поглотителя, по сравнению с раствором МЭА.

К недостаткам ДЭА абсорбента относится меньшая поглотительная способность по сравнению с МЭА, а также высокий удельный расход раствора ДЭА.

Схема очистки газа аминовыми растворами представлена на рисунке 4. В абсорбер А-1 противотоком поступают исходный газ и абсорбент. С нижней части абсорбера А-1 подается насыщенный кислými примесями газ поглотитель на предварительный подогрев в теплообменник Т-2 регенерированным абсорбентом. После этого насыщенный аминový раствор поступает в верхнюю часть десорбера Д-1.

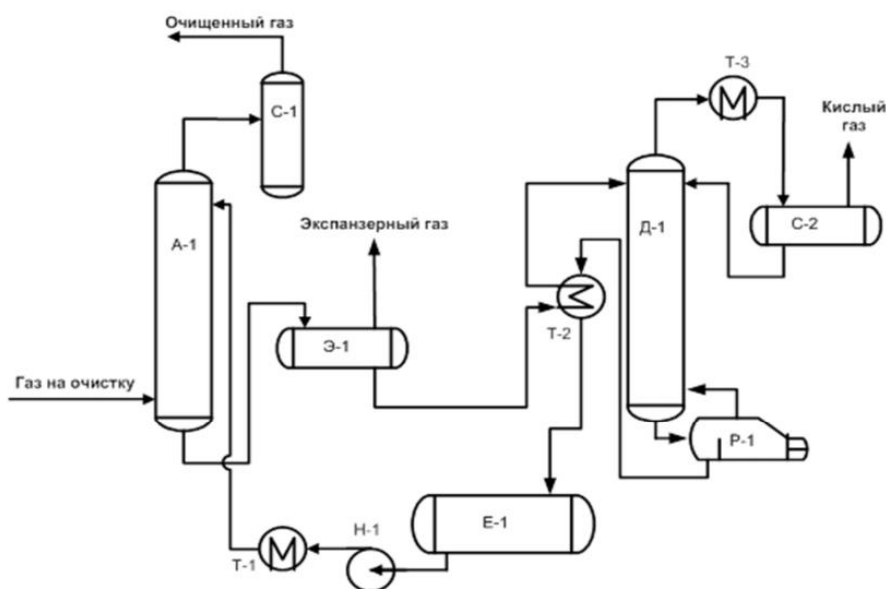


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема очистки газа растворами этаноламинов:

А-1 – абсорбер; Д-1 – десорбер; Э-1 – экспансер; Е-1 – емкость для регенерированного абсорбента; Т-1,2,3 – теплообменники; Н-1 – насос; Р-1 – ребойлер; С-1,2 – сепаратор [8]

Далее абсорбент дополнительно охлаждается в теплообменнике Т-1 водой или воздухом и подается в верхнюю часть абсорбера. Кислый газ, отделенный от раствора амина в десорбере Д-1, охлаждается в теплообменнике Т-3 для конденсации водяных паров. Конденсат-флегма из сепаратора С-2 возвращается обратно в десорбер для поддержания определенной концентрации этаноламинового раствора. Экспансер Э-1 устанавливается для выделения из насыщенного раствора аминов физически растворенные углеводороды путем снижения давления. Экспансерный газ очищается и компримируется для подачи в поток исходного газа или используется в качестве топливного [8].

Широкое применение в промышленности имеет схема с отдельными потоками подачи в абсорбер раствора с разной степенью регенерации. На рисунке 5 представлена принципиальная схема данной установки очистки газа.

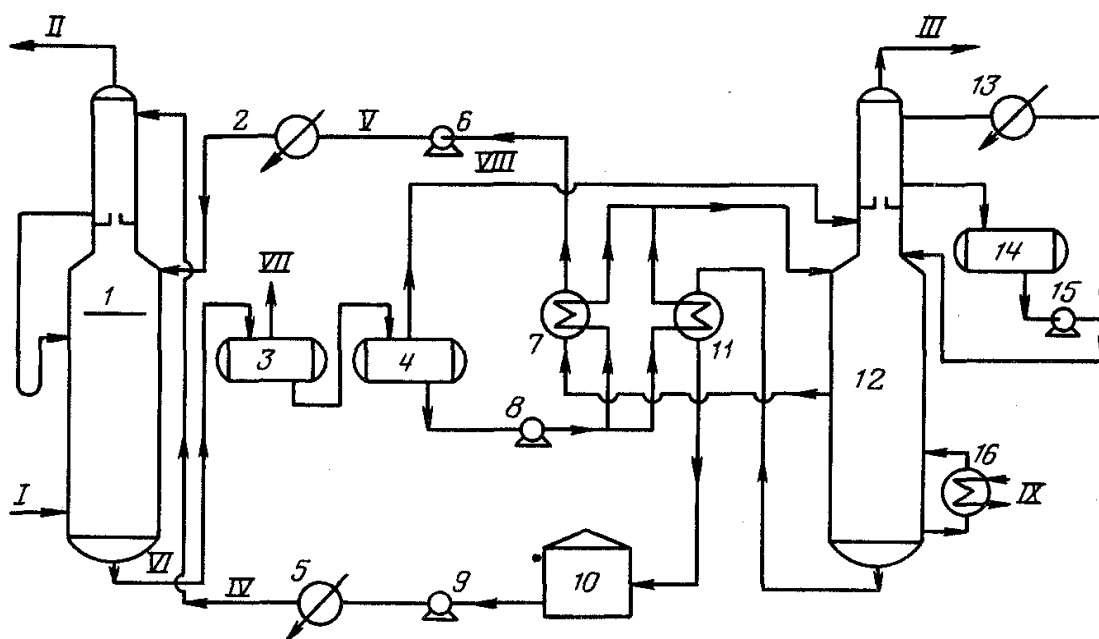


Рисунок 5 – Схема аминовой очистки газа с разветвленными потоками раствора разной степени регенерации:

I – газ на очистку; II – очищенный газ; III – кислый газ; IV – тонко регенерированный амин; V – грубо регенерированный амин; VI – насыщенный амин; VII, VIII – экспансерные газы; IX – водяной пар; 1 – абсорбер; 2, 5, 13 – холодильники; 3, 4 – экспансеры; 6, 8, 9, 15 – насосы; 7, 11 – теплообменники; 10 – емкость регенерированного амина; 12 – десорбер; 14 – рефлюксная емкость, 16 – кипятильник [10]

Из десорбера частично восстановленный аминовый раствор поступает в среднюю секцию абсорбера. В верхнюю часть абсорбера подается раствор, который был предварительно подвержен полной регенерации, что обеспечивает тонкую очистку газа. Такой способ уменьшает расход пара на регенерацию абсорбента на 10-15 % по сравнению с традиционной схемой.

В случае высокого содержания кислых примесей при очистке газа рационально производить двойное расширение насыщенного амина при разных давлениях.

После первой ступени очистки при давлении 1,5-2 МПа из абсорбента удаляется большая часть растворенных УВ, что в дальнейшем уменьшает их содержание ($< 2\%$) в кислом газе, что повышает качество получаемой серы. Выделенный из насыщенного раствора экспанзерный газ после очистки от сероводорода компримируется и перемешивается с исходным газом, либо применяется в качестве топливного газа.

После второй ступени, где давление, близкое к атмосферному, в отсутствие тепловой регенерации из аминового раствора выделяется кислый газ, который, после осушки и охлаждения, обычно отправляется на установку получения серы. Таким способом сокращается расход пара на регенерацию насыщенных растворов амина до 10%.

Также для подачи насыщенного раствора из второго экспанзера в десорбер устанавливается насос, который работает при относительно высокой температуре раствора и большой степени насыщения амина кислыми примесями [10].

Щелочная абсорбция сероводорода

Технологическая схема щелочной очистки ПНГ (процесс Серокс-Газ-1) представлена на рисунке 6

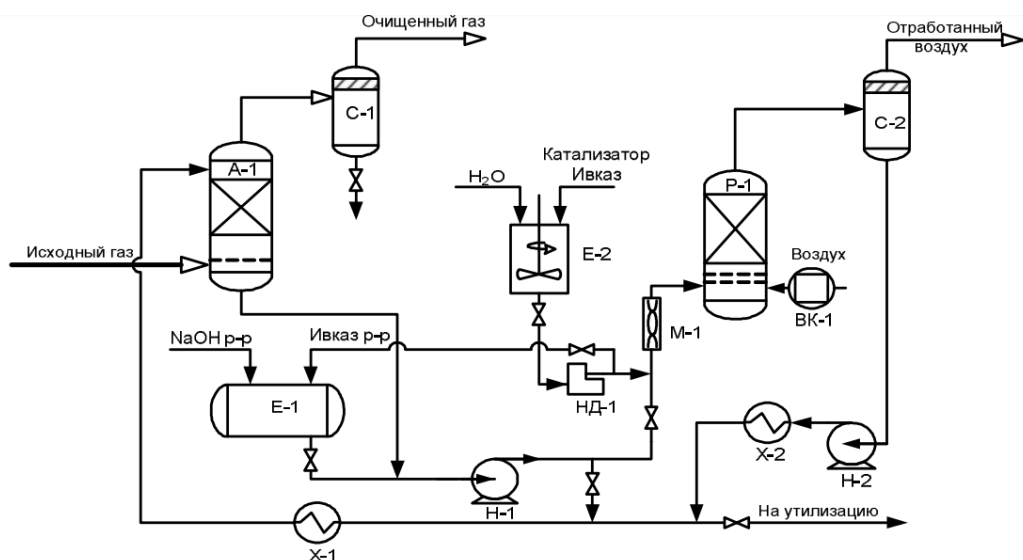
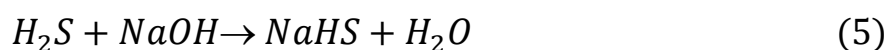
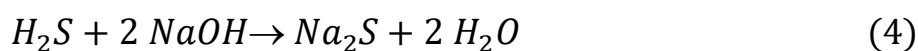


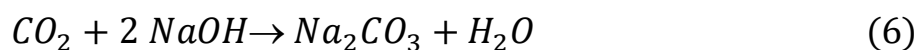
Рисунок 6 – Технологическая схема щелочной очистки ПНГ:

А-1 – абсорбер; С-1,2 – сепаратор; Е-1 – емкость для приготовления щелочного раствора; Н1,2 – насосы; Е-2 – емкость для приготовления КТК; ВК-1 – воздушный компрессор; Х-1,2 – холодильник; Р-1 – реактор; НД-1 – дозировочный насос; М-1 – смеситель [11]

Заранее сжатый до давления 0,2 МПа исходный газ подается через распределительное устройство в абсорбер А-1. В емкости Е-1 готовится щелочной раствор, который далее поступает в абсорбер для орошения. В абсорбере А-1 протекают реакции извлечения сероводорода с образованием гидросульфида и сульфида натрия:



Одновременно с этим протекают реакции извлечения диоксида углерода, но значительно медленнее:

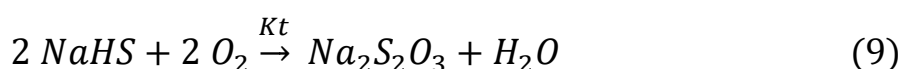
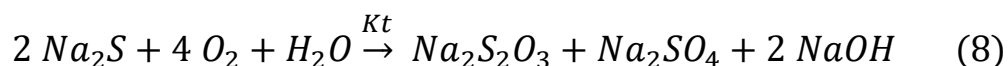


После очистки от сероводорода ПНГ из абсорбера А-1 поступает в сепаратор-каплеотбойник С-1, где удаляются унесенные капли абсорбента. Далее полученный газ из сепаратора-каплеотбойника направляется для потребления в качестве топливного газа.

Насыщенный щелочной раствор насосом Н-1 попадает через смеситель М-1 в регенератор Р-1. Из емкости Е-2 дозирующим насосом НД-1 в линию

подачи раствора катализаторного комплекса (КТК) поступает заданное количество катализатора ИВКАЗ с целью поддержания определенной концентрации в абсорбенте. Компрессором ВК-1 через распределительное устройство в регенератор Р-1 поступает заданный объем технологического воздуха.

При давлении 0,5 МПа, наличии катализатора ИКВАЗ и температуре 80⁰С в регенераторе протекают следующие реакции окисления гидросульфида и сульфида натрия до тиосульфата и сульфата натрия:



С верхней части регенератора Р-1 поступают восстановленный раствор щелочи и отработанный воздух и направляются в сепаратор С-2, где раствор абсорбента и отработанный воздух разделяются друг от друга. Далее отработанный воздух подается в печь на прокалку или в трубу рассеивания, а щелочной раствор через насос Н-2 поступает в холодильник Х-2 для охлаждения до температуры 30-50⁰С. Из холодильника Х-2 регенерированный абсорбент подается в абсорбер в А-1 для очистки газа, в это же время периодически выводится балансовое количество с дренажной водой на утилизацию. Длительность отработки раствора изменяется в зависимости от содержания диоксида углерода и сероводорода в газе.

Отработанный раствор, в составе которого есть нейтральные нетоксичные соли, утилизируется путем смешения с подтоварной водой, закачиваемой в систему поддержания пластового давления.

1.4 Абсорбер: назначение, конструкция, принцип действия

Абсорберы – специальные аппараты для процессов абсорбции.

Как и все процессы массопередачи, абсорбция производится на развитой поверхности раздела фаз. Для усиления абсорбционных процессов применяются аппараты с развитой поверхностью раздела газовой и жидкой фаз

(очищаемый газ и абсорбент). Абсорберы подразделяют на три основные группы в зависимости от диспергации абсорбента и пути образования поверхности контакта между фазами:

- 1) тарельчатые;
- 2) насадочные;
- 3) распыливающие [12].

Чаще всего в промышленности используют насадочные абсорберы. Данные абсорберы состоят из колонны и насадок – твердых тел с различными формами (рисунок 7). По сравнению с полыми распылителями, абсорбционные колонны с насадками отличаются лучшим контактом фаз – газа и раствора абсорбента. Благодаря этому уменьшаются габариты колонны, и улучшается процесс массопереноса.

В насадочном абсорбере на опорные решетки 2 устанавливается насадка 3. Решетки имеют щели или отверстия для стока жидкости и прохождения газа. Раствор абсорбента равномерно орошает насадку благодаря распределителю 4 и в виде тонкой пленки стекает вниз по поверхности насадки.

К главным преимуществам насадочных абсорберов можно отнести низкое гидравлическое сопротивление и простоту аппарата. С другой стороны, такие абсорберы имеют сложность в отводе теплоты, недостаточную смачиваемость насадки в условиях низкой плотности орошения, сравнивая с тарельчатыми аппаратами, большие габариты насадки в связи с ее небольшой эффективностью.

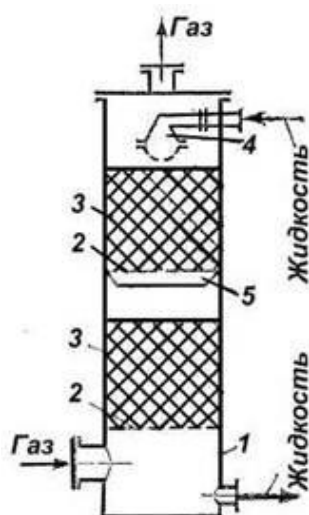


Рисунок 7 – Насадочный абсорбер:

- 1 – корпус; 2 – решётка; 3 – насадка; 4 – распределитель жидкости;
5 – направляющий конус [12]

Тарельчатый абсорбер представляет собой колонну с горизонтальными перегородками (тарелками) внутри, которые расположены на определенном расстоянии друг от друга по высоте. Тарелки необходимы для развития поверхности контакта фаз при многократном взаимодействии этих фаз и направленном движении жидкости и газа (раствор абсорбента течет сверху вниз, а газ идет снизу вверх).

В зависимости от конструкции тарелки, на ней можно создавать различные виды движения фаз, наиболее распространенными являются полное смешивание жидкости или перекрестный ток.

Тарелки разделяют на три следующие группы.

1. Тарелки перекрестного типа, движение газа и жидкости в которых осуществляется перекрестным током.
2. Тарелки беспереливного или провального типа, где переливные устройства не имеются. На подобных тарелках происходит полное смешивание жидкости.
3. Тарелки прямоточного типа, в которых движение газа и жидкости однонаправленное.

Тарельчатые абсорберы по способу слива жидкости с тарелок разделяют на колонны с тарелками, в которых отсутствуют сливные устройства, и на колонны с тарелками, имеющие сливные устройства.

На рисунке 8 представлена схема тарельчатого абсорбера с колпачковыми тарелками.

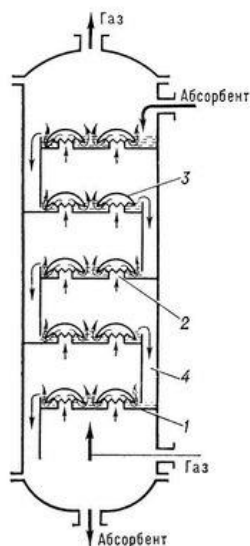


Рисунок 8 – Тарельчатый абсорбер

1 – тарелка; 2 – патрубок; 3 – колпачок; 4 – переливная трубка [13]

Рассмотрим принцип работы колонн с тарелками, основываясь на данном рисунке. На верхнюю тарелку поступает жидкость, которая протекает вдоль тарелок 1 через сливные устройства и удаляется из низа абсорбера. Переливные устройства устанавливаются на тарелках так, чтобы жидкость на ближайших по высоте колонны тарелках проходила по взаимоположенным направлениям. В нижнюю часть аппарата подают газ, который далее проходит через прорезы колпачков 3 (в других тарелках через щели и другие отверстия) и поступает в слой жидкости на тарелке. Толщина слоя зависит в основном от высоты сливного порога. После того, как газ проходит через все тарелки, он удаляется в верхней части абсорбера.

Распыливающие абсорберы образуют контакт между фазами путем разбрызгивания или распыливания жидкости в газовом потоке. Между собой данные абсорберы подразделяются на группы.

1. Механические распыливающие абсорберы. Распыление жидкости в колонне происходит вращающимися компонентами.
2. Полые распыливающие абсорберы. Разбрызгивание жидкости осуществляется через форсунки.
3. Скоростные прямоточные распыливающие абсорберы. Жидкость распыляется за счет кинетической энергии газового потока.

На рисунке 9 представлены полые колонны, которые относятся к полым распыливающим абсорберам.

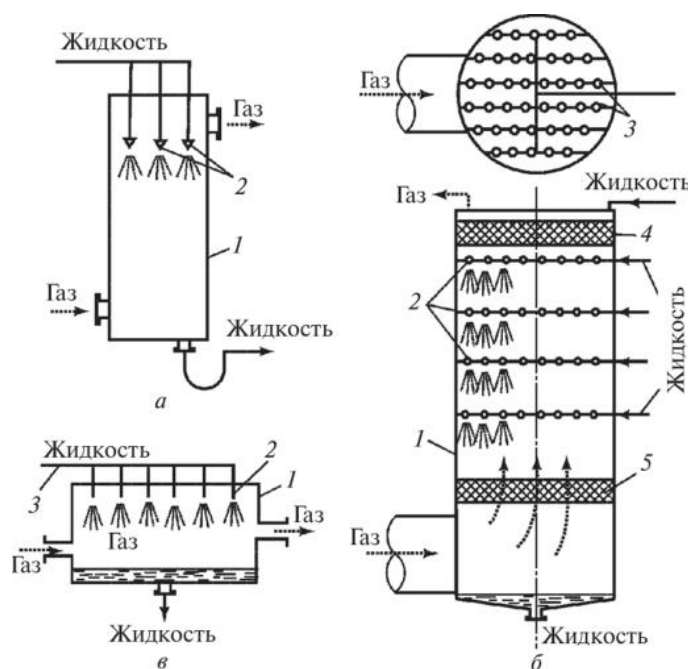


Рисунок 9 – Полые распыливающие абсорберы:

а – вертикальный с верхним распылением жидкости; *б* – вертикальный с распылением жидкости по высоте аппарата; *в* – горизонтальный с перекрестным током;

1 – корпус; *2* – форсунки; *3* – коллектор орошающей жидкости; *4* – брызгоотбойник; *5* – газораспределительная решетка форсунки [12]

Газ в колонне *1* движется снизу вверх, жидкость поступает через форсунки *2*, расположенные в верхней части абсорбера с направлением факела распыления сверху вниз. Данные абсорберы имеют небольшую эффективность, так как имеют неполное заполнение сечения колонны факелом распыляемой жидкости, а также из-за смешения газа по высоте абсорбера.

В скоростных прямоточных распыливающих абсорберах процесс очистки проходит при высоких скоростях газа (20...30 м/с и более). В процессе жидкость уходит с газом, газ очищается от нее в сепарационном пространстве. Примером такого аппарата является абсорбер Вентури, схема которого представлена на рисунке 10. Основной частью аппарата считается трубка Вентури. В конфузур 1 подается жидкость, которая течет тонким слоем и распыляется газовым потоком в горловине 2. Далее жидкость с потоком газа поступает в диффузор 3, где скорость газа уменьшается. При этом кинетическая энергия газа с минимальными потерями переходит в энергию давления. Сепаратор 4 служит для отделения капель жидкости от газа.

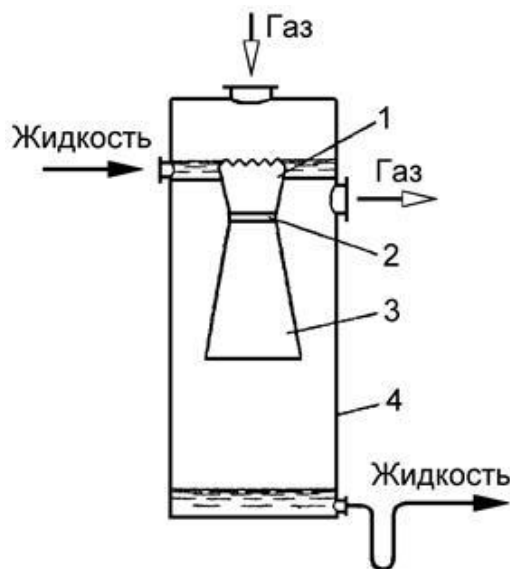


Рисунок 10 – абсорбер Вентури:
1 – конфузур; 2 – горловина; 3 – диффузор; 4 – сепаратор [12]

Механические распыливающие абсорберы отличаются тем, что жидкость распыляется благодаря вращающимся устройствам, то есть для развития поверхности контакта фаз используется внешняя энергия. Такой механический абсорбер изображен на рисунке 11, где распыление жидкости происходит путем вращения лопастей или дисков, установленных на горизонтальных валах 1.

В механических распыливающих абсорберах разбрызгивание жидкости производится с помощью вращающихся устройств, т.е. с подводом внешней

энергии для развития поверхности фазового контакта. На рисунке 11 представлен такой абсорбер, в котором разбрызгивание жидкости осуществляется с помощью лопастей или дисков 2, закрепленных на горизонтальных валах 1. Разбрызгиватели устанавливаются таким образом, чтобы газ двигался параллельно или перпендикулярно осям валов.

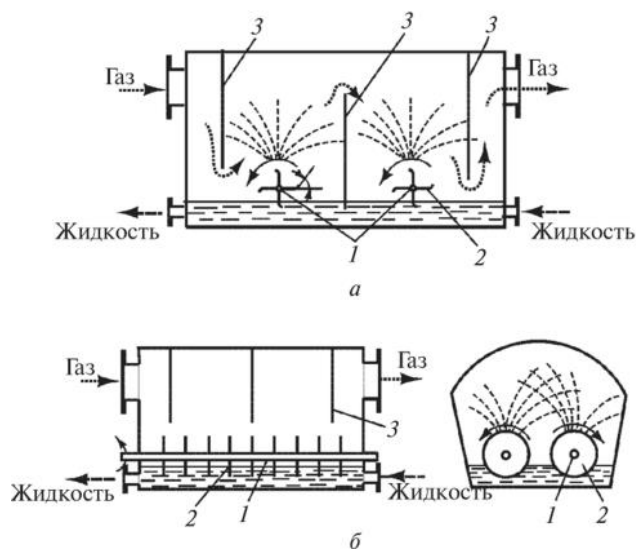


Рисунок 11 – Распыливающие абсорберы:
a – с разбрызгиванием жидкости валками лопастного типа;
б – с разбрызгиванием жидкости дисками; 1 – валы; 2 – разбрызгиватели;
 3 – перегородки [12]

Если сравнивать механические распыливающие абсорберы с другими типами, то данные аппараты будут эффективнее и компактнее. К их недостаткам можно отнести сложность конструкции и потребление большего количества энергии для процесса.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для реализации проекта по переработке ПНГ на Усинском ГПЗ необходимо:

- 1) Монтаж дополнительной установки доочистки газа от сероводорода.
- 2) Строительство газопровода от Южно-Хыльчуйского до Ярюейского месторождения.

4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

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

- подготовительные работы;
- монтажные работы;
- испытания и др.

В связи с вечномёрзлым грунтом на территории ХМАО-Югра строительство трубопровода будет производиться надземным способом на железобетонных опорах.

Для доочистки ПНГ от сероводорода будут использованы 2 модульные установки с объемным расходом 10000 м³/ч каждая. Выбранные установки приволжского завода газоочистного оборудования являются аналогами установок «Sulfurex» зарубежного производителя.

Внешний диаметр стального газопровода согласно ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные» будет равен 377 мм. Толщина стенок – 8 мм. Диаметр труб был подобран с учетом расхода газа и скорости газа в трубопроводе.

Работы по монтажу установок по очистке газа от сероводорода и работы по строительству газопровода будут проводиться параллельно.

В таблице 8 представлен календарный график выполнения строительных работ.

Таблица 8 – Календарный график выполнения строительных работ

№ п/п	Наименование операций	Начало работ	Окончание работ	Продолжительность работ, дней
1	Монтаж модульной установки для очистки газа от сероводорода	01.06.2021	02.06.2021	2
	Дефектоскопия сварных швов	03.06.2021	03.06.2021	1
	Гидроиспытание установок	04.06.2021	04.06.2021	1
2	Подготовительные работы строительства трубопровода:	01.06.2021	14.06.2021	14
	Перебазировка	01.06.2021	02.06.2021	2
	Завоз строительных материалов и оборудования	03.06.2021	08.06.2021	5
	Расчистка трассы	09.06.2021	14.06.2021	5
	Строительство временных дорог	15.06.2021	17.06.2021	3
3	Основные работы:	18.06.2021	01.08.2021	45
	Сварка трубопровода в нитку	18.06.2021	17.07.2021	30
	Установка опор, изоляция трубы и установка на опоры	18.07.2021	01.08.2021	15
4	Заключительные работы:	02.08.2021	11.08.2021	10
	Гидроиспытания трубопровода	02.08.2021	04.08.2021	3
	Дефектоскопия	05.08.2021	07.08.2021	3
	Вывоз оборудования и техники	08.08.2021	11.08.2021	4
	Итого:			69

Таким образом, общий срок выполнения строительных работ равен 69 дням.

В таблице 9 представлены данные по необходимому рабочему персоналу.

Таблица 9 – Рабочий персонал для строительных работ

Наименование профессии	Количество человек
Монтажник	3
Машинист подъемника	2
Сварщик	3
Линейный трубопроводчик	2
Изолировщик	2
Машинист крана-трубоукладчика	2

Продолжение таблицы 9 – Рабочий персонал для строительных работ

Наименование профессии	Количество человек
Машинист экскаватора	2
Машинист бульдозера	1
Дефектоскопист	1
Прораб	1
Мастер	2

Итого в работе будет задействован 21 человек.

4.2 Расчет сметной стоимости работ

4.2.1 Расчет сметной стоимости монтажа сероочистных установок

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы: амортизация основных фондов [28].

Расчет стоимости необходимых материалов для монтажа абсорберов по осушке газа представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет стоимости материалов на монтаж сероочистных установок

Наименование	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб/нат. ед.	Стоимость материалов, руб
Установка очистки газа от сероводорода	2 шт	6574300	13148600
Абсорбент (гидроксид натрия)	1,885 т	38000	71632
Электроэнергия	1600 кВт*ч	1,31	2096
Итого:			13222328

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

В таблице 11 приведены данные по расходам на оплату труда работникам, участвовавшим в монтаже абсорбционных установок.

Таблица 11 – Расчет заработной платы

Должность	Монтажник	Машинист подъемника	Сварщик
Количество работников	1	2	2
Разряд	5	4	5
Часовая тарифная ставка, руб.	116,9	109,1	101,3
Норма времени на проведение мероприятия, ч.	48	48	48
Районный коэффициент (0,7); руб. /час	81,83	76,37	70,91
Северная надбавка (0,8); руб. /час	93,52	87,28	81,04
Доплата за вредные условия труда (0,04); руб/час	7,95	7,42	6,89
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты (0,25); руб./час	29,23	27,28	25,33
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы, руб.	10,52	9,82	9,12
Итого, руб./час	339,95	317,27	294,59
Итого, руб. за работу 1-го работника	16317,6	15228,96	14140,32
Общая сумма ЗП, руб.	75056,16		

Итого общая сумма заработной платы работникам, которые будут задействованы в монтаже абсорбционных установок, равна 75056,16 рублей.

Затраты на страховые взносы представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет страховых взносов

	Монтажник	Машинист подъемника	Сварщик
ЗП, руб.	16317,6	15228,96	14140,32
Фонд социального страхования (2,9%)	473,21	441,64	410,07
Фонд обязательного медицинского страхования (5,1%)	832,2	776,68	721,16
Пенсионный фонд (22%)	3589,87	3350,37	3110,87
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4 %)	65,27	60,92	56,56
Всего, руб за 1-го работника	4960,55	4629,61	4298,66
Общая сумма, руб.	22817,09		

Общая сумма страховых взносов на 5 работников составила 22817,09 руб. Суммарная заработная плата работников с учетом страховых взносов равна 97873,25 рублей.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части [29].

В таблице 13 приведены расчеты амортизационных отчислений для абсорбционных установок очистки газа от сероводорода.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Балансовая стоимость, руб		Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 год, руб	Сумма амортизации, руб/час
	1 объекта	всего			
Абсорбционная установка	6574300	13148600	10	1314860	150
ИТОГО				1314860	150

Просуммируем все затраты на монтаж абсорбционных установок, чтобы получить итоговое значения всех расходов (таблица 14).

Таблица 14 – Затраты на замену абсорберов

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	13222328
2. Затраты на оплату труда	75056
3. Страховые взносы	22817
Итого основные расходы	13320201

Таким образом, затраты на монтаж абсорбционных установок для дополнительной очистки газа составили 13 320 201 рублей.

4.2.2 Расчет сметной стоимости строительства газопровода

Вычислим приблизительную сметную стоимость газопровода. Для этого воспользуемся данными по стоимости строительства 1 километра трубопровода. Расчеты приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Сметная стоимость строительства трубопровода

Диаметр трубы, мм	377
Стоимость земляных работ, руб.	385 295
Стоимость сварочно-монтажных работ, руб.	1 297 345
Стоимость труб, руб.	2 328 897
Стоимость материалов и деталей, руб.	48 571
Общая стоимость строительства, руб.	4 060 108
Сметная стоимость трубопровода, руб.	113 683 024
Стоимость трубопровода, включая НДС(18%), руб.	134145968,32

Приблизительная стоимость строительства трубопровода от Южно-Хыльчуйского месторождения до Ярюейского месторождения будет равна 134 145 968,32 рубля.

4.2.3 Расчет текущих затрат на производстве

Текущие затраты можно определить как затраты, понесенные для получения прибыли или для поддержания доходности компании. Выгода от этих затрат используется в текущем отчетном периоде. Текущие затраты состоят из расходов компании на повседневные нужды.

Примерами текущих затрат являются:

- Заработная плата и жалование;
- Годовое начисление износа основных средств;
- Плата за освещение, отопление, арендная плата и коммунальные сборы.

В таблице 16 приведены приблизительные значения текущих затрат в течение года.

Материальные затраты включают в себя потери абсорбента за год. Для обслуживания абсорбционных установок и участка трубопровода дополнительно понадобится 11 человек, в том числе операторы технологических установок, линейщики трубопроводные, мастера,

обслуживающий персонал. Также учтены затраты на электроэнергию, страховые взносы и амортизационные отчисления.

Таблица 16 – Учет текущих затрат

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	7163,2
2. Затраты на оплату труда	9892080
3. Страховые взносы	2967624
4. Амортизационные отчисления	67883964
5. Затраты на электроэнергию	394200
6. Прочие затраты	2864737,3
Итого текущие расходы	81154031,2

Таким образом, за 9 лет будет затрачено около 84 018 768,5 руб.

4.3 Расчет экономической эффективности проекта по переработке нефтяного газа газонефтяного Южно-Хыльчюуского месторождения

Экономическая эффективность данного проекта определяется повышением стоимости конечного продукта. Изначально реализация продукции происходила путем ее использования в Энергоцентре, где энергия вырабатывалась для промышленных нужд. В случае более глубокой переработки ПНГ и его подачи до Ярюейского месторождения, есть возможность получения сухого отбензиненного газа путем переработки на Усинском ГПЗ.

Расчет показателей эффективности представлен в таблице 16.

За рассмотренный период с 2021 по 2029 год разница выручки составила 2 062 727 501 руб.

В среднем за год выручка в случае дополнительной переработки будет больше около 229 млн. руб.

Прирост чистой прибыли за рассматриваемый период составит около 989 млн. рублей.

Таблица 17 – Расчет показателей эффективности

Показатель	Годы								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Планируемое количество добычи газа, млн м ³	161,037	177,816	169,323	157,879	165,503	177,208	159,523	174,787	165,543
Производство электрической энергии, млн кВт·ч	456,539	504,109	480,031	447,587	469,201	502,386	452,247	495,520	469,314
Цена реализации электрической энергии, млн кВт·ч, руб.	2741820	2824074	2908797	2996061	3085943	3178521	3273876	3372093	3473256
Выручка от реализации электрической энергии (с НДС), млн. руб.	1251,748	1423,641	1396,313	1340,998	1447,928	1596,844	1480,601	1670,940	1630,048
НДС, %	20								
Выручка от реализации электрической энергии без НДС, млн. руб.	1001,398	1138,913	1117,050	1072,798	1158,342	1277,476	1184,480	1336,752	1304,038
Цена реализации отбензиненного газа тыс.м ³ , руб.	9250,000	9527,500	9813,325	10107,725	10410,956	10723,285	11044,984	11376,333	11717,623
Выручка от реализации (с НДС), млн. руб.	1489,589	1694,144	1661,623	1595,798	1723,045	1900,257	1761,926	1988,431	1939,769
Выручка от реализации без НДС, млн. руб.	1191,671	1355,315	1329,298	1276,638	1378,436	1520,206	1409,541	1590,744	1551,815

Основываясь на рассчитанных данных, построим график для нахождения точки безубыточности модернизации.

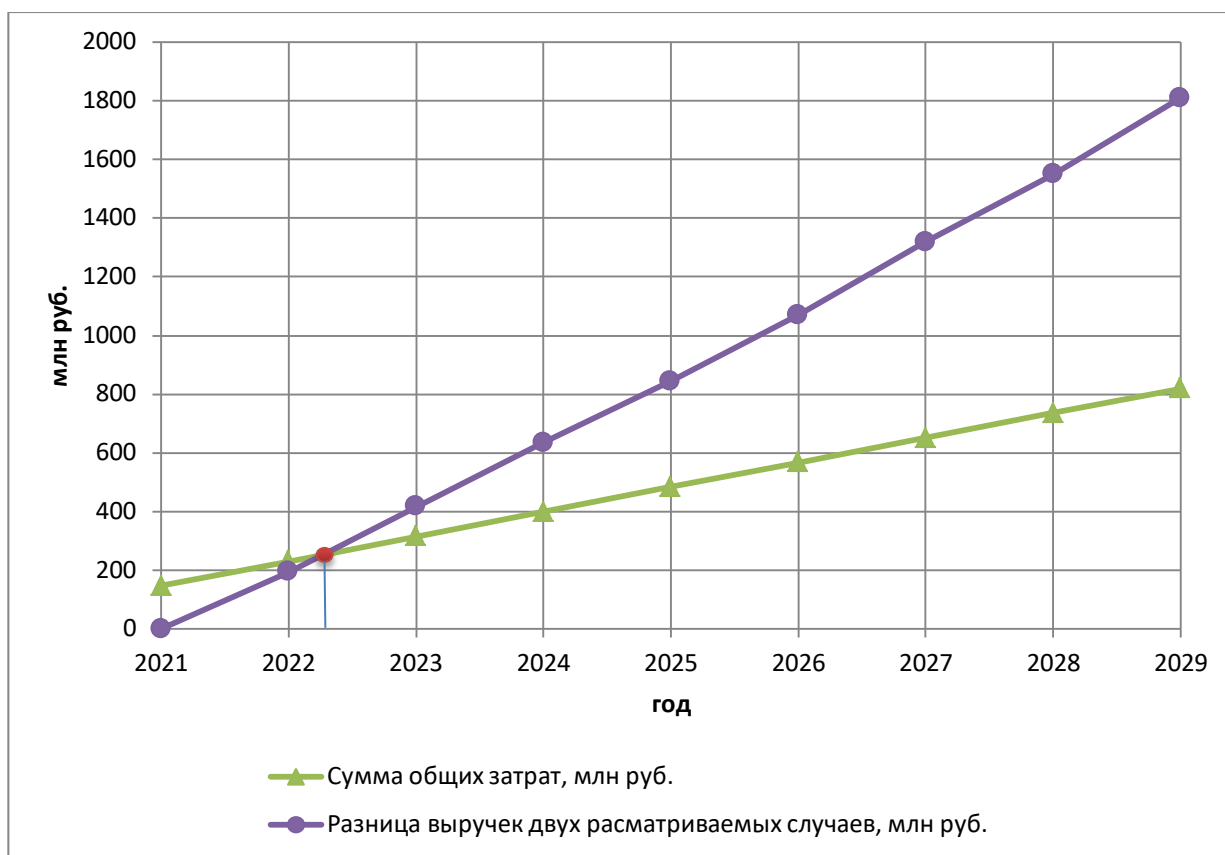


Рисунок 18 – Точка безубыточности для рассматриваемого варианта модернизации очистки попутного газа

По графику видно, что проект достигнет точки безубыточности уже во второй год реализации.

Исследуемый способ модернизации процесса очистки ПНГ на Южно-Хыльчуйском месторождении уменьшает количество выбросов углекислого газа в атмосферу. В связи со скорым введением углеродного налога и эмиссионных квот, данное решение будет иметь дополнительный экономический эффект по сравнению с текущим методом утилизации ПНГ.

4.4 Выводы к главе

В результате выполненной работы были получены следующие результаты:

- Общее время строительства займет 60 дней.
- Затраты на монтаж абсорбционной установки и строительство трубопровода составят 147 466 169,32 рубля.
- Прирост чистой прибыли за рассматриваемый период составит около 989 млн. рублей.
- Проект окупится на второй год его реализации.

Рассматриваемый вариант модернизации процесса утилизации ПНГ на Южно-Хыльчуйском месторождении можно считать экономически выгодным.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках ВКР было предложено усовершенствование процесса очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении посредством внедрения дополнительной ступени очистки.

В работе было выполнено математическое моделирование абсорбционной установки доочистки ПНГ, а также проведен экономический анализ эффективности предложенного варианта модернизации процесса очистки нефтяного газа на Южно-Хыльчуйском месторождении.

Объектом исследования является установка очистки ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском газонефтяном месторождении.

Данное исследование может быть рассмотрено в будущем нефтепромыслами, которые добывают ПНГ с повышенным содержанием сероводорода в нем.

В разделе «Социальная ответственность» будут проанализированы следующие возможные опасности для человечества, возникающие в результате эксплуатации абсорбционных установок:

- Вызванные наличием вредных и опасных производственных факторов;
- Экологические, приводящие к загрязнению окружающей среды производственными отходами, а также к истощению природных ресурсов при добыче сырья;
- Возникающие в результате чрезвычайных происшествий на производстве, инициированными крупными авариями, природными катаклизмами, военными действиями и т.п.

Полученное в результате анализа решение может в дальнейшем использоваться для защиты персонала и окружающей среды. Основной задачей на данный момент является повышение эффективности труда, поэтому оптимизация социальной составляющей только увеличивает свою актуальность. Это связано с увеличением объемов производства и

антропогенного влияния на окружающую среду, что увеличивает риск возникновения опасности для человечества.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В качестве правовой основы обеспечения безопасности выступает целый ряд нормативных правовых актов: федеральные законы, постановления Правительства РФ, указы Президента РФ, инструкции, приказы, директивы, наставления, а также правовые акты субъектов РФ и муниципальных образований, нормативные акты министерств и ведомств.

Основываясь на ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019), статья 219 «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда», каждый работник имеет право на [30]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

Весь персонал, задействованный в блоке очистки газа, имеет вахтовый метод работы.

Максимальная продолжительность ежедневной работы (смены) на вахте равна 12 часам.

Согласно статье 109 Трудового Кодекса РФ работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время [31].

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

По общим правилам при вахтовом методе продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального числа рабочих часов, установленного законодательством [32].

По результатам специальной оценки условий труда работникам определяются гарантии и компенсации за работу с вредными и (или) опасными условиями труда.

Гарантии и компенсации работникам, непосредственно занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, могут устанавливаться коллективным договором и локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Виды гарантий и компенсаций:

- Сокращенная продолжительность рабочего времени;
- Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск;
- Повышение оплаты труда;
- Досрочное назначение трудовой пенсии.

Также работникам вахтовым методом предлагается:

- Социальное обеспечение;
- Различные компенсации (проживание, еда);
- ДМС;

- Путевки в санатории и на курорты для восстановления сил и т.д.

Выполняются основные требования к правильному расположению и компоновке проектируемой рабочей зоны в производственных условиях для создания комфортной рабочей среды:

- Отсутствие лишних объектов и загромождение рабочего пространства.
- Нужные вещи находятся на расстоянии вытянутой руки. Достаточность места дает возможность двигаться без препятствий.
- Рабочее оборудование соответствует технике безопасности и является удобным.
- Уровень освещения, вибрации или шума, токсичность, температура и влажность соответствуют нормам.

Расстояния между оборудованием, аппаратами, которые расположены внутри одной технологической установки, принимаются с учетом условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности.

Предусматривается:

- Основные проходы по фронту обслуживания щитов управления – шириной не менее 2 м, компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные КИПиА – шириной не менее 1,5 м;
- Проходы между отдельно стоящими насосами – шириной не менее 0,8 м, между газовыми компрессорами – шириной не менее 1,5 м, между малогабаритными машинами – шириной не менее 1 м;
- Проходы у оконных проемов – шириной не менее 1 м;
- Территория наружных площадок для установки технологического оборудования, требующего постоянных рабочих мест, проектируется с бетонным покрытием.

5.2 Производственная безопасность

При разработке, монтаже и эксплуатации установки очистки газа на работника влияют различные вредные и опасные факторы. Для оценки этих факторов используется ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде таблицы 18.

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы [33]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
2. Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности
3. Повышенный уровень вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
6. Взрывопожароопасность		+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования
7. Вредные химические и токсичные вещества		+	ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим выявленные вредные и опасные факторы, а также рассмотрим источники возникновения данных факторов, их воздействие на организм человека и допустимые нормы.

Отклонение показателей микроклимата

Работники предприятия осуществляют рабочую деятельность на открытом воздухе и в производственных помещениях, поэтому на них осуществляется воздействие различных климатических и микроклиматических условий.

Согласно правилам и нормам СанПиН 2.2.4.548-96, все работники, выполняющие работы на открытом воздухе, обеспечены защитой от воздействия на них неблагоприятных климатических условий [34].

В роли средств индивидуальной защиты выступает спецодежда с высокими теплозащитными свойствами, воздухонепроницаемостью и др.

Для коллективной защиты применяется сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов, доставка к месту работы и с работы осуществляется в утепленном транспорте. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах соответствуют значениям, приведенным в таблицах 19, 20 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Оптимальные микроклиматические условия обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают

отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Таблица 19 – Величины допустимых показателей микроклимата [34]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Па (175 – 232)	17,0 – 18,9	21,1 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,1	0,3
Холодный	Пб (233 – 290)	15,0 – 16,9	19,1 – 22,0	14,0 – 23,0	15 – 75	0,2	0,4
Теплый	Па (175 – 232)	18,0 – 19,9	22,1 – 27,0	17,0 – 28,0	15 – 75	0,2	0,4
Теплый	Пб (233 – 290)	16,0 – 18,9	21,1 – 27,0	15,0 – 28,0	15 – 75	0,2	0,5

Допустимые микроклиматические условия не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Таблица 20 – Величины оптимальных показателей микроклимата [34]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па (175 – 232)	19 – 21	18 – 22	40 – 60	0,2
Холодный	Пб (233 – 290)	17 – 19	16 – 20	40 – 60	0,2
Теплый	Па (175 – 232)	20 – 22	19 – 23	40 – 60	0,2
Теплый	Пб (233 – 290)	19 – 21	18 – 22	40 – 60	0,2

Повышенный уровень шума и вибрации

Источниками шума и вибрации в производственных помещениях являются насосное оборудование, вентиляционные установки. Уровень шума

на рабочих местах в производственных помещениях, возникающих от этих источников, обычно значительно превышает допустимые значения. Поэтому при проектировании производственных процессов необходимым условием является определение ожидаемых уровней шума на рабочих местах с помощью акустического расчета и разработки на его основе средств и методов защиты от шума.

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.

Эквивалентный уровень шума согласно ГОСТ 12.1.003 – 2014 не превышает 80 дБА [35].

На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение безопасности при воздействии шума на работников. В первую очередь, он обеспечивает посредством принятия соответствующих мер соблюдение гигиенических нормативов и снижение риска, связанного с воздействием шума на работников.

Если особенности производств не позволяют работодателю снизить шум на всей или на частях рабочих мест до уровня ниже гигиенического норматива, то в качестве дополнительной меры защиты рассматривается возможность использования средств индивидуальной защиты от шума (защитные наушники и т.п.).

Вибрация приводит к преждевременному износу деталей, механизмов, может вызвать аварию, вредно действует на сердечно-сосудистую и нервную системы организма, вызывает снижение слуха и даже стойкую глухоту, является причиной снижения работоспособности, ослабления памяти, внимания.

Машина считается виброопасной если в любых режимах ее работы и любых условиях ее нормального применения максимальное поле

среднеквадратичного значения, скорректированного виброускорения не превышает $0,5 \text{ м/с}^2$ для локальной и 2 м/с^2 для общей вибрации.

Основным способом обеспечения вибробезопасности является создание и применение вибробезопасных машин. Помимо этого, на газодобывающих промыслах применяются следующие средства индивидуальной защиты: виброзащитные перчатки и рукавицы, а также виброизолирующая обувь. Коллективные средства защиты: применение демпфирующего покрытия, изоляторов, установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с СП 52.13330.2016.

В качестве источников искусственного освещения в производственном помещении применяются люминесцентные лампы.

Световая отдача приборов люминесцентными источниками света не менее 50 лм/Вт , при минимально допустимых индексах цветопередачи $R_a > 80$.

Согласно СП 52.13330.2016 требования к освещению помещений промышленных предприятий при зрительной работе малой точности представлены в таблице 21.

К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки.

Таблица 21 – Требования к освещению помещений промышленных предприятий [37]

Подразряд зрительной работы	Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
	Освещенность, лк			Сочетание нормируемых величин объединенного показателя дискомфорта UGR и коэффициента пульсации		КЕО, %			
	при системе комбинированного освещения		при системе общего освещения	UGR, не более	K _п , %, не более	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
	Все го	В том числе от общего							
а	400	200	300	25	20	3,0	1,0	1,8	0,6
б	-	-	200	25	20				
в	-	-	200	25	20				
г	-	-	200	25	20				

Анализ электробезопасности

Источником опасности может служить любой электрический прибор: от настольной лампы до насосов, работающих под высокими напряжениями при неправильной их эксплуатации.

Поражение электрическим током может привести к электрическим травмам (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей) или/и к электрическому удару (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Значения допустимых уровней напряженности электрических полей и магнитных полей представлены в таких документах, как ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.045-84, СанПиН 2.2.4.3359-16, СанПиН 2.5.2/2.2.4.1989-06 [38-40].

Уровни напряженности электрического (Е) и магнитного (Н) полей в рабочих зонах не превышают значений, представленных в таблице 22.

Таблица 22 – ПДУ напряженности электрического и магнитного полей

Параметр	Частота, МГц			
	0,03 – 3,0	3,0 – 30,0	30,0 – 50,0	50,0 – 300,0
Е, В/м	42	25	8,5	8,5
Н, А/м	4	–	0,25	–

Взрывопожароопасность

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан. Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % – горит в присутствии источника тепла.

Гидроксид натрия не подвержен самовозгоранию, горения не поддерживает. Емкости могут взрываться при нагревании.

Сероводород взрывоопасен в смеси с воздухом в диапазоне 4 – 45% об., легко воспламеняется, во время пожаров он горит синим пламенем.

Основные методы предотвращения возгораний – герметичная конструкция всех емкостей и резервуаров, а также активная вентиляция помещений и цехов; использование персоналом обмедненного инструмента, предотвращающего возникновение искр.

Для предотвращения взрыва осуществляется постоянный контроль давления по манометрам.

На площадке установки очистки ПНГ Южно-Хыльчуйского месторождения тушение пожаров обеспечивается автоматическими

установками пожаротушения тонкораспыленной водой, автоматическими модульными установками порошкового и газового пожаротушения и системой водяного пожаротушения от сети противопожарного водопровода.

Вредные химические и токсичные вещества

Вредными химическими и токсичными веществами на производстве являются:

- Сероводород – токсичный газ 3 класса опасности, действующий непосредственно на нервную систему. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) H_2S в воздухе в рабочей зоне – 10 мг/м^3 , в смеси с углеводородами – 3 мг/м^3 . Острое отравление наступает уже при концентрациях $0,2 - 0,3 \text{ мг/л}$, концентрация более 1 мг/л – смертельна для человека. Если содержится от $0,02\%$ H_2S , то ощущается головокружение, головная боль, тошнота и довольно скорое привыкание к запаху тухлых яиц.
- Гидроксид натрия – едкое и весьма токсичное вещество, обладающее ярко выраженными щелочными свойствами. Едкий натр относится к вредным веществам 2-го класса опасности. При попадании на кожу, слизистые оболочки и в глаза образуются серьезные химические ожоги. Попадание больших количеств едкого натра в глаза вызывает необратимые изменения зрительного нерва (атрофию) и, как следствие, потерю зрения. Предельно допустимая концентрация аэрозоля гидроксида натрия $NaOH$ в воздухе рабочей зоны составляет $0,5 \text{ мг/м}^3$.
- Метан относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК 300 мг/м^3). Метан не токсичен при вдыхании, но может привести к удушью за счет снижения концентрации кислорода.

Для минимизации воздействия данных веществ применяются СИЗ – противогазы, газоанализаторы и СКЗ – активная вентиляция и проветривание помещений перед работой и осмотром в них. Проводятся инструктажи при газоопасных работах и работах с отравляющими веществами. При работе с

жидкими веществами предусмотрены резиновые перчатки и сапоги и защитные очки.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Для снижения влияния выявленных опасных и вредных факторов принимаются следующие меры:

- Организуются инструктажи по оказанию первой помощи, по электробезопасности и пожарной безопасности.
- Электроустановки выполняются в безопасном исполнении и соответствуют требованиям нормативной документации.
- Организовываются своевременные проверки и ремонт оборудования.
- Взрывобезопасность производственных процессов обеспечена взрывопреупреждением и взрывозащитой, организационно-техническими мероприятиями.
- Рабочие места проверяются на соответствие санитарным нормам по уровню освещения.
- Обеспечивается соблюдение главных принципов пожарной безопасности: уменьшение возможности возникновения пожара, ограничение распространения пожара, обеспечение безопасных путей эвакуации работников, оборудование производственной площадки активными средствами пожаротушения, установка надлежащей пожарной сигнализации и системы оповещения.
- Также используются средства индивидуальной и коллективной защиты. Для защиты от воздействия тока и поверхностей с пониженными температурами применяются электроизоляционные, и термоизоляционные материалы, из которых изготавливают защитные кофухи, СИЗ, помимо этого строятся защитные ограждения, электроустановки заземляются.

5.3 Экологическая безопасность

Технологические операции по подготовке попутного газа Южно-Хыльчуйского месторождения воздействуют на состояние окружающей среды, а именно на состояние почв и вод, и в особо сильной степени на состояние атмосферного воздуха.

Для минимизации влияния работы предприятия на окружающую среду, были приняты меры по организации уменьшения вредных выбросов.

Защита атмосферы

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

Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от производственного оборудования и соблюдения санитарных норм на рассматриваемой территории предусматривается комплекс мероприятий общего технологического характера:

- Полная герметизация технологических процессов;
- Оборудование, арматура и трубопроводы приняты на давление, превышающее максимальное рабочее давление;
- Вся арматура принята по первому классу герметичности затвора;
- Взрыво- и пожароопасные вещества удаляются системой вытяжной вентиляции;
- Продувка аппаратов и коммуникаций перед отключением на ремонт производится на факельные свечи;
- Сброс жидких продуктов на время ремонта оборудования в дренажную емкость.

Защита гидросферы

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при подготовке попутного газа, содержащие гидроксид натрия, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки, загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В целях уменьшения отрицательного воздействия предприятия на гидросферу на площадке построены отдельные сети хозяйственной и производственной канализации. Все сточные воды подаются на очистные сооружения. Кроме того, производится сброс сточных вод, после предварительной подготовки их на очистных сооружениях, в поверхностные водные объекты и поглощающий горизонт.

Водопотребление, водоотведение и источники водоснабжения буровых определены в проекте строительства скважин. Технология водоотведения предусмотрена регламентом. Рациональное использование водных ресурсов достигается за счет организации системы учета исходной воды на предприятии.

Защита литосферы

Почвы в условиях Крайнего Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов.

С целью предотвращения загрязнения почв организацией осуществляются следующие мероприятия:

- Планово проводится биологическая рекультивация нарушенных земель посевом универсальной травосмеси;
- Захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома – на отдельно отведенных площадках;

- Хранение горюче-смазочных материалов, гидроксида натрия производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- Передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В результате аварий могут возникать чрезвычайные ситуации, которые сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей.

Наиболее типичной ЧС является возникновение пожаров в следствии утечек газа, легковоспламеняющихся веществ. Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии создан отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС и риск их возникновения.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования производится аварийная остановка установки очистки ПНГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- Прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
- Полное отключение электроэнергии;
- Прорыв газа;
- Возникновение пожара на установке.

На случай отключения электроэнергии, на промысле имеются аварийные автоматические электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Чрезвычайные ситуации природного характера связаны с местоположением объекта работ. Месторождение и промысел расположены на территории Крайнего севера, в Ямало-Ненецком автономном округе. Хоть и

климат района является континентальным с большой продолжительностью зимнего периода и коротким прохладным летом, но возможны возникновения лесных и торфяных пожаров. В весенний период, когда начинается активное таяние снега и наблюдается половодье рек, возможно подтопление части технологических площадок газовых промыслов.

5.5 Выводы к главе

В процессе изготовления и эксплуатации установки по очистке ПНГ от сероводорода необходимо соблюдать требования и правила безопасности с целью минимизации влияния или предотвращения воздействия на работающего указанных в данной главе опасных и вредных производственных факторов.

Для решения проблемы негативного воздействия продуктов переработки и абсорбента на окружающую среду приведены конкретные мероприятия по обеспечению экологической безопасности.

В настоящей главе также приведены вероятные ЧС при выполнении работ, а также обязательные мероприятия по ликвидации их последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обобщая все полученные результаты данной работы, можно сделать вывод что цель, поставленная во введении, была достигнута. А именно, была оценена эффективность создания дополнительной ступени очистки попутного нефтяного газа от примесей сероводорода с применением щелочного раствора на Южно-Хыльчуйском нефтегазовом месторождении.

В ходе работы было выполнено следующее.

Проанализированы современные тенденции развития нефтегазовой отрасли, связанных с уменьшением выбросов ПНГ. Политика страны направлена на снижение количества факельного сжигания ПНГ. Оптимизация процесса использования ПНГ может улучшить как экологическую обстановку, так и экономические показатели в стране.

Проведен аналитический обзор существующих химических способов очистки углеводородных газов от сероводорода. Также были изучены наиболее распространенные виды абсорбционных установок.

Проанализированы результаты мероприятий по очистке ПНГ от сероводорода на Южно-Хыльчуйском месторождении. Существующий метод очистки попутного нефтяного газа от сероводорода на Южно-Хыльчуйском месторождении имеет такие проблемы, как использование неэффективного абсорбента и незапланированное снижение уровня добычи.

Рассмотрена перспектива оптимизации процесса переработки Южно-Хыльчуйского месторождения. В рамках совместного проекта ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром» возможна реализация транспортировки ПНГ с Южно-Хыльчуйского месторождения на Усинский ГПЗ. Проанализирована эффективность абсорбентов для очистки попутного газа от сероводорода в случае его дальнейшей переработки. Для сравнения были взяты гликоли, МЭА, ДЭА и щелочной раствор. Преимущество щелочного раствора заключается в высокой селективности, тонкой очистке и невысокой стоимости.

Проведенный технологический расчет абсорбционной установки для доочистки ПНГ Южно-Хыльчуйского месторождения щелочным раствором показал, что диаметр абсорбера равен 1,7 м, высота активной части абсорбера достигает 2,6 м, расход абсорбента составляет 14,76 м³/ч, скорость очистки равна 0,3 м/ч.

Рассматриваемый вариант модернизации процесса утилизации ПНГ на Южно-Хыльчуйском месторождении можно считать экономически выгодным. Проект окупится в течение второго года его реализации.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Гомбоева А.Б., Якунина Н. С. Анализ финансовых показателей деятельности ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ» // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 592-593

2. Гомбоева А.Б. Перспективы применения щелочной очистки природного газа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 223-225

3. Гомбоева А.Б. Производство сжиженного природного газа на плавучих установках // XVIII Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов, Санкт-Петербург, 15-17 апреля 2020. - СПб.: Изд-во Санкт-Петербургский горный университет, 2020 - С. 50

4. Гомбоева А.Б., Коновалов А.А. Технология очистки попутного нефтяного газа от кислых компонентов с применением раствора гидроксида натрия // Экология и управление природопользованием. Экологическая безопасность территорий (проблемы и пути решения): сборник научных трудов IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, г. Томск, 27 ноября 2020 г.; под ред. А.М. Адама. Вып. 4. – Томск: Литературное бюро, 2021. – 114 с.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Переработка природного и попутного газа. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. ИТС 50 – 2017. – М.: Бюро НДТ, 2017. – 222 с.

2. Выбросы CO₂ от сжигания топлива // Enerdata [Электронный ресурс] URL: <https://yearbook.enerdata.ru/co2-fuel-combustion/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html> (дата обращения – 09. 10. 2020).

3. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 28.12.2017) "Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа" (вместе с "Положением об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа")

4. Попутный (нефтяной) газ [Электронный ресурс] URL: <https://proektirovanie.gazprom.ru/about/subsidiaries/78/> (дата обращения – 20. 09. 2020).

5. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России / П.А. Кирюшин [и др.]. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – 88 с.

6. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2018 году» / под общ. ред. Е. А. Киселева – М., 2019. – 426 с.

7. Шмелев П.Р. Попутная прибыль // Сибирская нефть. – 2018. – №5. – С. 16–23.

8. Мазгаров А.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода / А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова – Казань: Казанский ун-т, 2015. – 70 с.

9. Мухаметгалиев И.М. Очистка газов от кислых компонентов / И.М. Мухаметгалиев, Е.И. Черкасова // Вестник технологического университета. – 2017. – №3. – С. 54–60.

10. Шешуков Н. Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений: методическое пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 100 с.

11. Лapidус А.Л. Газохимия часть I. Первичная переработка углеводородных газов / А.Л. Лapidус, И.А. Голубева – М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2004. – 246 с.

12. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты газоочистки. Учебное пособие. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2006. – 201 с.

13. Григорьев Л.Н. Основы расчета оборудования для химической очистки и обезвреживания выбросов: учебное пособие / Л.Н. Григорьев, Т.И. Буренина – СПб.: СПб ГТУ РП, 2013. – 110 с.

14. Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. – Нарьян-Мар: ГУП НАО «НИАЦ», 2004. – 112 с.

15. ГОСТ Р 55598-2013 Попутный нефтяной газ. Критерии классификации – М.: Стандартинформ, 2014. – 7 с.

16. ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия (Издание с Поправкой) – М.: Стандартинформ, 2015. – 11 с.

17. СТО Газпром 089-2010 Газы горючие, природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам – М.:ВНИИГАЗ, 2011. – 17 с.

18. Проектная документация «Очистка попутного нефтяного газа для последующего использования на Южно-Хыльчуйском месторождении ООО

«Нарьянмарнефтегаз», Российская Федерация» – Нарьян-Мар: ООО «СиСиДжиЭс» 2012. – 70 с.

19. ЛУКОЙЛ – Официальный сайт нефтяной компании «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс] URL: <https://lukoil.ru/> (дата обращения – 20. 04. 2021).

20. Газпром переработка [Электронный ресурс] URL: <https://pererabotka.gazprom.ru/> (дата обращения – 21. 04. 2021).

21. Леканова Т. Л. Расчет абсорбционных установок: методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплинам «Процессы и аппараты химических технологий», «Гидравлика и теплотехника» / Т. Л. Леканова, Е. Г. Казакова – Сыктывкар: Самостоятельное электронное учебное издание, 2010. – 82 с.

22. Хайруллин С.Р. Очистка ПНГ по-русски / С.Р. Хайруллин, З.Р. Исмагилов // The Chemical Journal. – 2012. – №2. – С. 56–59.

23. Очистка природного и попутного нефтяного газа от сероводорода методом «Sulfurex®» [Электронный ресурс] URL: <http://h2s.su/index.php-r=sulfur.htm> (дата обращения – 15. 02. 2021).

24. Технология очистки от сероводорода [Электронный ресурс] URL: <https://ahmadullins.com/h2s> (дата обращения – 19. 02. 2021).

25. Набоков С.В. Абсорбенты для очистки газов от H_2S и CO_2 : опыт и перспективы применения этаноламинов на газоперерабатывающих заводах ОАО «Газпром» / С.В. Набоков, Н.П. Петкина // Современные технологии переработки и использования газа. – 2015. – №1. – С. 3–8.

26. Бейсеков М. К. Переработка попутного газа / М.К. Бейсеков, Э.Я. Соколова // Интеллектуальные энергосистемы: труды II Международного молодёжного форума. – 2014. – С. 207–211.

27. Рахимов Б.Р. Изучение физико-химических свойств кислых компонентов природного и нефтяного газа газов // Вопросы науки и образования. – 2018. – №3. – С. 31–32.

28. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Г.Ю. Боярко, [и др.] – Томск: Томский политехнический университет, 2017. – 166 с.
29. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»
30. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003) ст.219
31. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003) ст.109
32. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003) ст.ст.297-302, 313-327
33. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
34. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
35. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)
36. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная болезнь. Общие требования.
37. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
38. ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах
39. ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
40. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

41. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

42. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы

43. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

44. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)

45. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)

46. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

47. ГН 2.1.5.2307-07 Ориентировочные допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования

48. СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод

49. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве

50. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1)

51. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения

52. Пашков Е.Н. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра и специалиста всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 24 с.

Приложение А (обязательное)

Блок-схема Усинского газоперерабатывающего завода

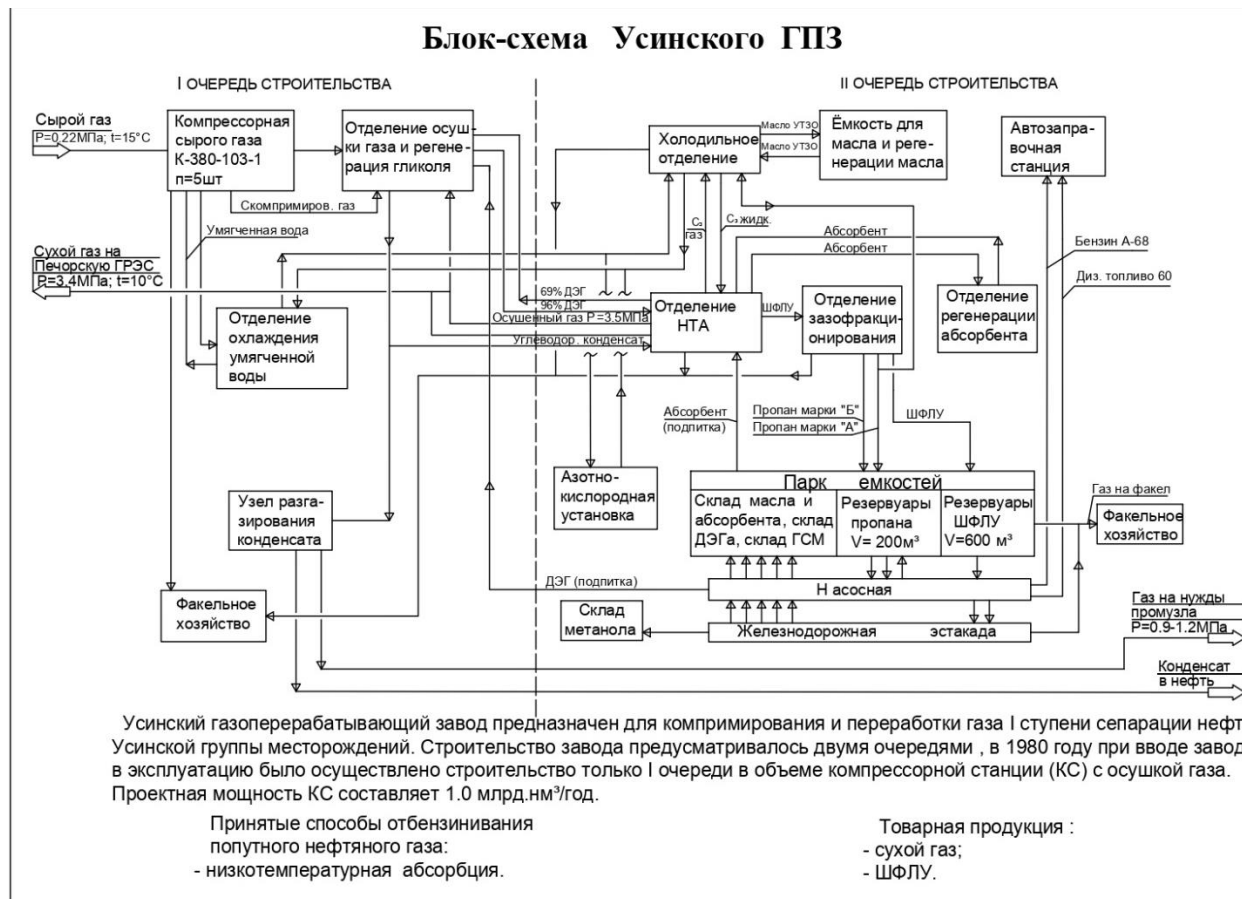


Рисунок А.1 – Блок-схема Усинского ГПЗ

Приложение Б
(справочное)

METHODS OF ASSOCIATED GAS SWEETENING

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Гомбоева А.Б.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.экон.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина А.Н.	к.филос.н.		

Methods of associated gas sweetening

Hydrogen sulfide is the chemical compound with the formula H_2S . It is a colorless chalcogen hydride gas with the characteristic foul odor of rotten eggs. It is poisonous, corrosive, and flammable. The density of the gas is $1,36 \text{ kg} / \text{m}^3$.

Corrosive action of hydrogen sulfide is fixed at a percentage of 0.025 % and above, this share is the "threshold" corrosive concentration of H_2S , below which the presence of hydrogen sulfide is considered "trace". Nevertheless, in some conditions (high pressure, presence of water, oxygen) corrosion can occur and at the hydrogen sulfide content less than 0,025 % [8].

Purification of hydrocarbon gases from acidic gases is carried out by:

- adsorption;
- absorption;
- catalytic methods;
- microbiological methods
- membrane methods [9].

According to the type of absorbent used absorption methods are divided into chemical absorption, physical absorption, combined and oxidative.

Chemical absorption methods are based on the chemical reaction of hydrogen sulfide with the active component of the absorbent. In these processes, the active component is usually amines. Chemical absorption is characterized by increased selectivity to acidic impurities and makes it possible to obtain a high degree of purification from hydrogen sulfide.

Physical absorption methods are based on the physical dissolution of the impurities to be extracted in different absorbents. With the physical absorption process, hydrogen sulfide, mercaptans, carbon disulfide and carbon monoxide can be extracted simultaneously, which is not characteristic of the chemisorption process.

There are also combined processes in which mixed absorbents are used as an absorbent.

At irreversible transformation of hydrogen sulfide into elemental sulfur the process of APG purification is considered as oxidizing. In this case a water-alkali catalyst solution acts as an absorbent. An example of an oxidation catalyst is a hot solution of arsenic salts of alkali metals or a complex compound of iron chloride with diatrium salt of ethylenediaminetetraacetic acid.

Processes of adsorptive gas purification are based on selective extraction of hydrogen sulfide by solid absorbers, which are called adsorbents. In the purification process, hydrogen sulfide is either retained by physical forces of interaction or reacts chemically with the adsorbent. The first process refers to physical adsorption and the second to chemical adsorption. Physical adsorption is characterized by ease of regeneration of the spent absorber and is often used in processes of industrial gas purification from hydrogen sulfide, organosulfur compounds and carbon dioxide. Chemical adsorption is rarely used in industry due to the complexity of regeneration of the spent reagent. Most often adsorbents such as synthetic zeolites and activated carbons are used.

The negative sides of the adsorption gas purification method include semi-periodicity of the process and relatively high operating costs, so this method is used mainly for fine gas purification from residual acidic impurities, including hydrogen sulfide, after the primary purification by absorption method.

Catalytic processes are based on oxidation and reduction of hydrogen sulfide in the presence of catalysts of cobalt, nickel and others. This process is used when there are compounds in the gas that are poorly removed by absorption or adsorption.

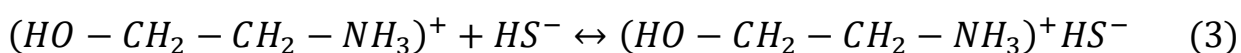
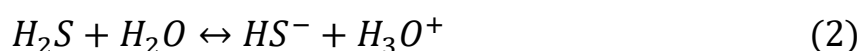
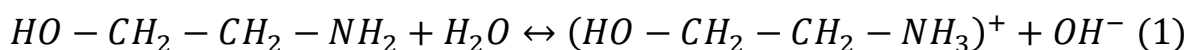
To new directions of processes of purification of gases from hydrogen sulfide today refers a method which is based on application of oxidizing microorganisms – thionic bacteria destroying sulfur-containing compounds. Sulfur-containing compounds, including hydrogen sulfide, are oxidized by the most part of phototrophic bacteria, many of them in turn belong to autotrophs [8].

There is also a membrane method of gas purification which belongs to perspective directions. This method is based on different permeability of gases.

Basically for APG purification membranes are made of silicone rubber and glassy cellulose acetate.

Methods of chemical absorption, among which amine methods are the most important, have found wide application for purification of hydrocarbon gases from hydrogen sulfide and other acidic components. Each of them is characterized by both advantages and known disadvantages.

For monoethanolamine (MEA) method a chemical absorbent is an aqueous solution of monoethanolamine with the content of 15-30 % wt. Higher contents of MEA are applied only at use of highly effective corrosion inhibitors. The reaction of MEA with hydrogen sulfide proceeds according to the chemical equation:



Primary and secondary amines (MEA and DEA), unlike tertiary amines, are able to interact directly with CO₂ to form carbamate.

MEA is easily regenerated, chemically stable and absorbs little hydrocarbons compared to other amines.

The diethanolamine (DEA) process has a number of significant drawbacks:

- formation of irreversible chemical compounds of MEA with COS, CS₂, and O₂;
- large evaporation losses; low efficiency in relation to mercaptans; non-selectivity to H₂S in the presence of CO₂;
- foaming in the presence of liquid hydrocarbons, corrosion inhibitors and mechanical impurities.

DEA process of gas purification is devoid of a number of disadvantages inherent to MEA. In particular, this process is used for purification of gases containing COS and CS₂, as it forms compounds with them, easily hydrolyzed at elevated temperatures with the release of H₂S and CO₂.

Reactions of DEA with H₂S are similar to the above equations. The reaction rate of DEA is lower than that of MEA, moreover, the reaction products of DEA with

COS and CS₂ are almost completely hydrolyzed. DEA is chemically stable under conditions of gas purification, is relatively easily recovered and has a low saturated vapor pressure. DEA solution foams less than MEA solution.

Disadvantages of the DEA method are lower absorption capacity of the solution and high specific absorbent consumption.

Figure 1 shows a scheme of gas purification with ethanolamine solutions. Gas and absorbent coming for purification are fed into the absorber A-1 in countercurrent flow. The solution saturated with acidic gas components from the absorber A-1 bottom is fed to the upper part of the desorber D-1, preheated in the heat exchanger T-2 with regenerated amine solution.

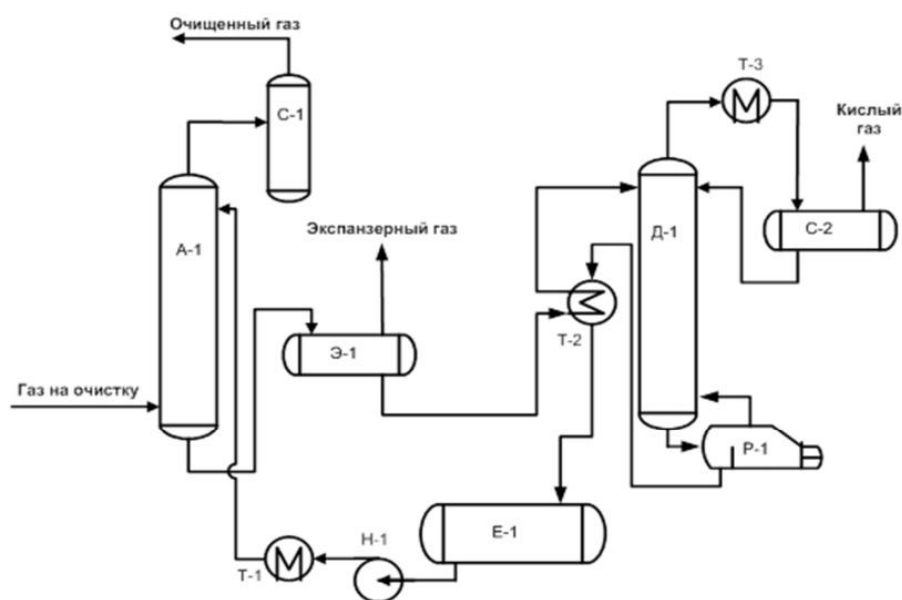


Figure 1 – Basic technological scheme of gas purification by ethanolamine solutions: A-1 – absorber; D-1 – desorber; E-1 – expander; E-1 – tank for regenerated absorbent; T-1,2,3 – heat exchangers; H-1 – pump; P-1 – reboiler; C-1,2 – separator [8].

The amine solution is additionally cooled with water or air in the heat exchanger T-1 and fed to the top of the absorber. The acid gas from desorber D-1 is cooled for condensation of water vapor in T-3, and the condensate is continuously returned back to the system to maintain a given concentration of amine solution. Usually the scheme includes an expander E-1, where by reducing the pressure of the saturated solution the hydrocarbons physically dissolved in the absorbent are

released. After purification the expander gas is used as fuel gas or is compressed and fed into a flow of initial gas [7].

Widely spread in the industry is a scheme with separate flows of solution feed to the absorber of different degree of regeneration. Schematic diagram of such a gas purification unit is shown in Figure 2.

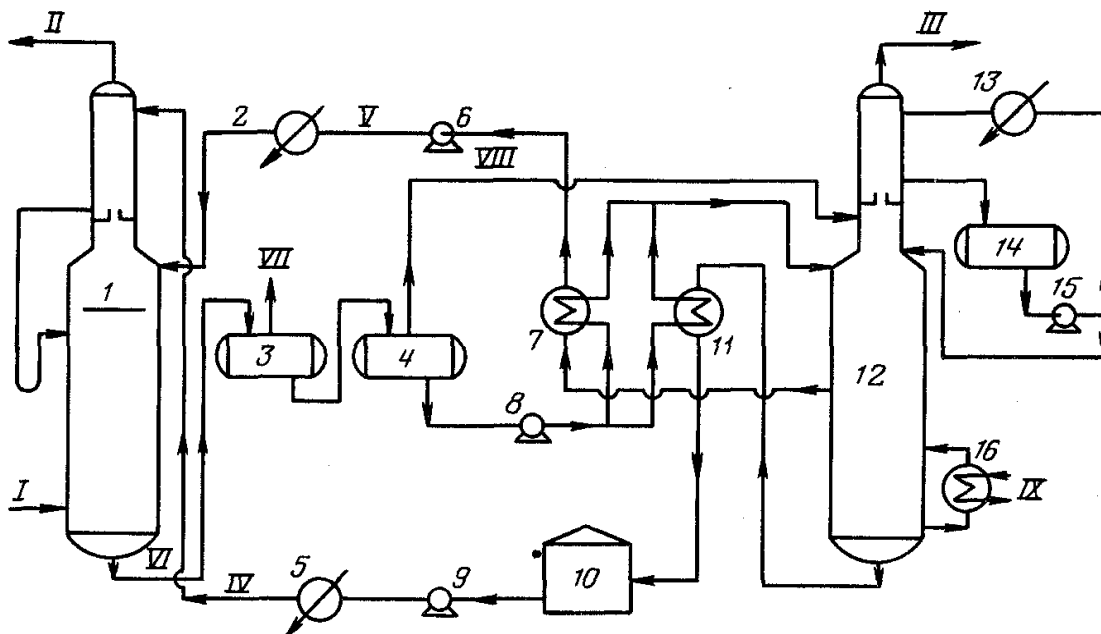


Figure 2 – Scheme of gas purification by amines with branched solution streams of different degrees of regeneration:

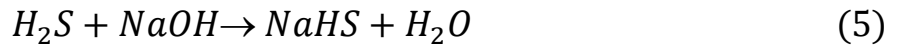
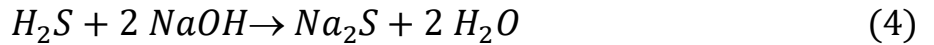
I – gas for purification; II – purified gas; III – acid gas; IV – finely regenerated amine; V – coarsely regenerated amine; VI – saturated amine; VII, VIII – expander gases; IX – water vapor; 1 – absorber; 2, 5, 13 – coolers; 3, 4 – expanders; 6, 8, 9, 15 – pumps; 7, 11 – heat exchangers; 10 – regenerated amine tank; 12 – desorber; 14 – reflux tank, 16 – boilers [8]

The partially regenerated solution from the desorber is fed to the middle absorber section. Deep regeneration is carried out only part of the solution, which is fed to the top of the absorber to provide fine gas purification. Such scheme allows reducing steam consumption for solution regeneration up to 10-15% in comparison with the conventional scheme.

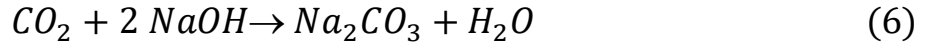
When purifying gas with high content of acidic components it is reasonable to perform double expansion of saturated amine at different pressures.

At the first stage at 1.5-2 MPa pressure most of the dissolved hydrocarbons are separated from the solution, which further provides their low (< 2%) content in sour gas – this ensures high quality of the produced sulfur. This expander gas flow is

is extracted from APG by reactions with formation of sodium sulfide and sodium hydrosulfide:



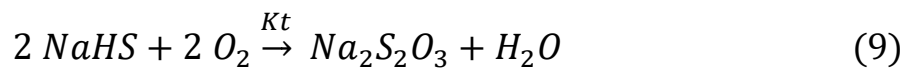
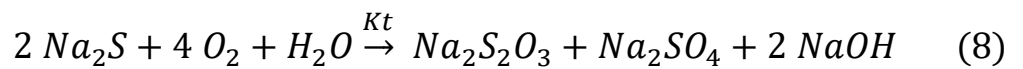
Slower reactions of sodium hydroxide with carbon dioxide occur in parallel:



Gas purified from hydrogen sulfide from absorber A-1 is sent to drop separator C-1 for release from carried away droplets of alkaline solution. Then the purified gas from C-1 is sent for use as fuel gas.

The saturated absorbent solution by pump H-1 is fed through static mixer M-1 to the regenerator cube P-1. The calculated quantity of the catalyst solution to maintain its concentration in the absorbent is pumped into the absorbent solution supply line from the tank E-2 by the dosing pump ND-1. The calculated amount of process air is supplied to the regenerator cube P-1 through the distribution device by compressor BK-1.

In the regenerator P-1 at temperature up to 80oC and pressure of 0.5 MPa in the presence of a catalyst the oxidation of sodium sulfide and sodium hydrosulfide to sodium sulfate and sodium thiosulfate occurs as follows reactions:



The regenerated absorbent solution together with the exhaust air from the top of regenerator P-1 go to the separator C-2, where the separation of exhaust air and alkaline solution takes place. From the top of the separator C-2 the exhaust air enters the dissipation tube or furnace for calcination, and the absorbent solution under the pump H-2 is sent to the cooler X-2, where it is cooled to a temperature of 30-50oC. Then the regenerated solution is sent to A-1 for gas purification, and the balance quantity is periodically taken out with the drainage water for disposal. Term of solution working off depends on hydrogen sulfide and carbon dioxide content in gas.

Disposal of the spent solution, containing neutral non-toxic salts, is carried out by mixing with bottom water of oil treatment unit and pumping further into the system of maintenance of reservoir pressure.

Absorber: purpose, construction, principle of operation

Absorption processes are carried out in special apparatuses - absorbers.

Absorption, like other mass-transfer processes, proceeds on a developed phase interface. To intensify the absorption process, apparatuses with a developed contact surface between the liquid and gas phases (absorbent with carrier gas) are required. According to the method of formation of this surface and dispersion of the absorbent, they can be divided into three main groups:

- 1) packed absorber;
- 2) plate absorber;
- 3) atomizing absorber [9].

Packed absorbers are the most used in industry. These absorbers are columns, filled with nozzle – solids of different shapes (Figure 4). In packed columns a better contact of treated gases with the absorbent is provided than in hollow atomizers, thus intensifying the process of mass transfer and reducing the size of purification devices.

In a nozzle column the nozzle 3 is placed on support grids 2, which have holes or slits for gas passage and liquid runoff, which irrigates the nozzle 3 quite evenly with a distributor 4 and flows down the surface of nozzle bodies in the form of a thin film.

The main advantages of packed columns should be, first of all, the simplicity of the device and low hydraulic resistance, and the disadvantages are the complexity of heat removal, poor wettability of the nozzle at low densities of irrigation, large volumes of nozzle due to its not enough high efficiency (compared with disc apparatus).

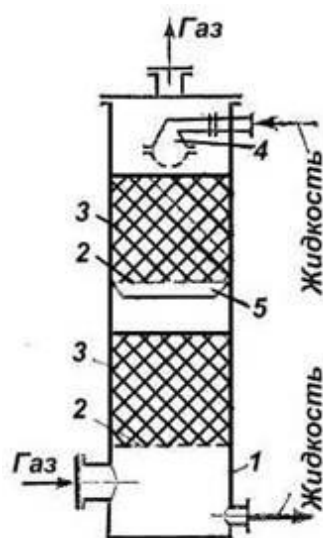


Figure 4 – The packed absorber:
 1 – body; 2 – grid; 3 – nozzle; 4 – liquid distributor;
 5 – guide cone [10]

Tray absorbers are usually vertical cylinders – columns, inside which horizontal plate baffles are placed at a certain distance from each other along the height of the column. Absorption trays serve to develop the contact surface of phases at directed movement of these phases (liquid flows from top to bottom and gas flows from bottom to top) and repeated interaction of liquid and gas.

On each tray, depending on its design, it is possible to maintain one or another type of phase motion, usually cross-current or complete mixing of the liquid.

Absorption trays can be subdivided into three main groups:

1) Cross-type trays, in which gas and liquid motion is accomplished by cross-current.

2) Non-crossflow trays, in which there are no overflow devices. On these trays the contact of gas and liquid is carried out by the scheme of complete agitation of the liquid.

3) Trays with unidirectional movement of gas and liquid (straight-flow).

According to the method of liquid drainage from the tray absorbers of this type are subdivided into columns with trays with drainage devices and with trays without drainage devices (with unorganized liquid drainage).

The principle of operation of trays absorbers is shown in Figure 5 on the example of the column with the bubble-cap trays. The liquid is fed to the upper tray, moves along the tray 1 from one overflow device to another, flows from tray to tray and is removed from the bottom of the absorber. The overflow devices on the trays are arranged in such a way that the liquid on the trays adjacent in height to the apparatus flows in mutually opposite directions. The gas enters the lower part of the absorber, passes through the slits of the bubble-caps 3 (in other absorbers through holes, slots, etc.) and then enters the liquid layer on the tray, the height of which is mainly regulated by the height of the drain threshold. After passing through all trays, the gas escapes from the upper part of the apparatus.

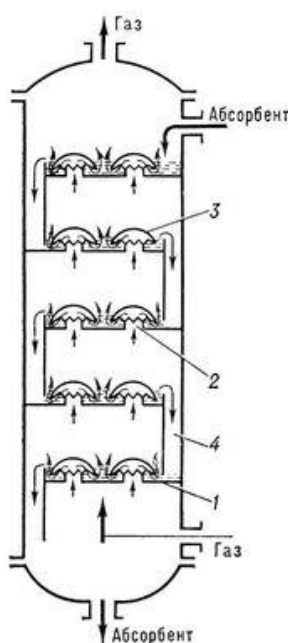


Figure 5 – Tray absorber

1 – tray; 2 – branch pipe; 3 – bubble-cap; 4 – overflow pipe [9]

In atomizing absorbers, contact between the phases is achieved by spraying or splashing the liquid in the gas stream. These absorbers are divided into the following groups:

- 1) Hollow spray absorbers in which the liquid is atomized into droplets by nozzles.
- 2) Rapid flow atomizing absorbers in which liquid is atomized by the kinetic energy of the gas stream.
- 3) Mechanical atomizing absorbers in which the liquid is atomized by rotating parts.