

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

Заит Диас Куандыкулы

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

Специальность 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

Заит Диас Куандыкулы

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Химическая и
биохимическая инженерия»
PhD доктор, ассоц. Профессор


_____ Х.С.Рафикова
«18» мая 2021 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

на тему: «Аминовая очистка газа на АО «ЭмбаМунайГаз»»

по специальности 5В072100 – «Химическая технология органических веществ»

Выполнил



Д.К. Заит

Научный руководитель



к.х.н., ассист профессор А.Ж.Керимкулова

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий

Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

5B072100 – Химическая технология органических веществ

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Химическая и
биохимическая инженерия»
PhD доктор, ассоц. Профессор

 Х.С.Рафикова

«09» апреля 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Зайт Диас Куандыкуы

Тема: «Аминовая очистка газа на АО «ЭмбаМунайГаз»»

(тема дипломной работы)

Утверждена приказом Ректора Университета № 491–б от "09" апрель 2021 г.

Срок сдачи законченной работы "16" мая 2021г.

Исходные данные к дипломной работе: Производительность
163.876 т/г

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Литературный обзор
- б) Технологический раздел
- в) вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда
- г) расчет экономической эффективности разработки

Перечень графического материала: Технологическая схема; Схема основного аппарата; Схема автоматизации;

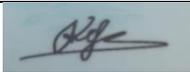
Рекомендуемая основная литература: из 32 наименований 22 основных и 10 дополнительных.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Основная часть. Литературный обзор	Январь	Выполнены
Технологический раздел	Февраль	Выполнены
Расчетный раздел	Март	Выполнены
Графический раздел	Май	Выполнены

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Научный руководитель	А.Ж. Керимкулова, к.х.н., ассист профессор	15.05.2021 г.	
Нормоконтролер	А.Т. Хабиев, PhD доктор, ассоц. профессор	15.05.2021 г.	

Научный руководитель



Керимкулова А.Ж

Задание принял к исполнению обучающийся



Зайт Д.К

АННОТАЦИЯ

Данная выпускная квалификационная работа содержит 40 страниц, 25 таблицы, 32 источника,

Ключевые слова: подготовка газа, попутный нефтяной газ, очищенный газ, абсорбция, десорбция, регенерация.

Объект исследования: установка аминовой очистки газа АО «ЭмбаМунай-Газ».

Проект включает обзор по методам очистки газа, выбор и обоснование способа, технологическую схему и расчет материального и теплового балансов и основного технологического оборудования.

В проекте осуществлен расчет увеличения производительности попутного нефтяного газа.

Результаты дипломного проекта: в выпускной квалификационной работе рассмотрены основные технико-экономические показатели процесса и изложены мероприятия по охране окружающей среды и производственной безопасности. В разделе автоматизации производства дана общая характеристика процесса с точки зрения его автоматизации, произведен выбор технологических параметров, которые необходимо контролировать и регулировать.

АНДАТПА

Бұл бітіру біліктілік жұмысы 40 беттен, 25 кестеден, 32 көзден тұрады,
Түйінді сөздер: газды дайындау, ілеспе мұнай газы, тазартылған газ, абсорбция, десорбция, регенерация.

Зерттеу нысаны: "Ембіму-найГаз" АҚ газды амин тазарту қондырғысы.

Жоба газды тазарту әдістері бойынша шолуды, әдісті таңдау мен негіздеуді, технологиялық схеманы және материалдық және жылу баланстары мен негізгі технологиялық жабдықты есептеуді қамтиды.

Жобада ілеспе мұнай газы өнімділігінің артуын есептеу жүзеге асырылды.

Дипломдық жобаның нәтижелері: бітіру біліктілік жұмысында процестің негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштері қарастырылып, қоршаған ортаны қорғау және өндірістік қауіпсіздік шаралары көрсетілген. Өндірісті автоматтандыру бөлімінде процесті автоматтандыру тұрғысынан жалпы сипаттама берілген, бақылау және реттеу қажет техникалық параметрлерді таңдау жүргізілген.

ANNOTATION

This final qualifying work contains 40 pages, 25 tables, 32 sources.

Keywords: gas preparation, associated petroleum gas, purified gas, absorption, desorption, regeneration.

Object of research: amine gas purification plant of EmbaMu-naiGaz JSC.

The project includes an overview of the gas treatment methods, the choice and justification of the method, the technological scheme and the calculation of the material and thermal balance and the main technological equipment.

The project calculates the increase in the productivity of associated petroleum gas.

Results of the diploma project: in the final qualification work, the main technical and economic indicators of the process are considered and measures for environmental protection and industrial safety are outlined. In the production automation section, a general description of the process in terms of its automation is given, and a selection of technical parameters that need to be controlled and regulated is made.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1. Литературный обзор	11
1.1 Химизм процесса очистки газа алканаминами	11
1.2 Классификация кислых примесей	12
1.3 Очистка газа от кислых	12
1.4 Применяемые поглотители	13
1.5 Химизм процесса очистки газа алканаминами	13
1.6 Технологическая схема и режимы процесса	14
1.7 Влияние параметров на процесс	14
2. Технология производства	15
2.1 Обоснование способа и технологии	15
2.2 Экологическое обоснование производства	15
3. Исходные данные для проектирования	16
3.1 Характеристика сырья и получаемых продуктов	16
3.2 Вспомогательные материалы	16
3.3 Информация для технологического расчета	17
4. Технологический расчет	20
4.1 Материальный и тепловой балансы базового производства	20
4.1.1 Материальный баланс абсорбера	20
4.1.2 Материальный баланс десорбера	23
4.1.3 Тепловой баланс абсорбера	23
4.1.4 Тепловой баланс десорбера	24
4.2 Материальный и тепловой балансы проектного производства	25
4.2.1 Материальный баланс абсорбера	25
4.2.2 Материальный баланс десорбера	26
4.2.3 Тепловой баланс абсорбера	27
4.2.4 Результаты расчетов в программном пакете Unisim Design	27
4.3 Расчет и подбор оборудования	28
4.3.1 Расчет абсорбера	28
5 Автоматизация производства	29
5.1 Общая характеристика технологического процесса и задачи его автоматизации	29
5.2 Анализ процесса как объекта автоматизации	29
5.3 Выбор и обоснование технических средств автоматизации	29
5.4 Описание систем контроля, регулирования, сигнализации и ПАЗ	31
6 Безопасность жизнедеятельности	32
6.1 Пожарная безопасность	32
6.2 Электробезопасность	32
6.3 Вентиляция и отопление	32
7 Экологичность проекта	33

7.1 Организованные и неорганизованные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объекте	33
7.2 Сточные воды, масштабы образования. Направления переработки сточных вод на объекте	33
7.3 Отходы, образующиеся при производстве продукции. Направления переработки	33
8 Экономическая часть	34
8.1 Общая характеристика экономического раздела	34
8.2 Расчет численности обслуживающего персонала	34
8.3 Расчет и калькулирование себестоимости продукции	36
8.4 Расчет экономической эффективности проектируемой установки	36
Заключение	38
Список использованных источников	39

ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ – это природный, растворенный в нефти также расположенный в «шапках» нефтяных месторождений.

В попутный газе содержится: пропаны, бутаны и пары более тяжелых углеводородов. Во многих попутных газах имеются также сероводород и меркаптаны, углекислый газ, азот, гелий и аргон.

Одна из основных задач подготовки газа к дальнейшей переработке и транспортировке является очистка газа, от кислых компонентов. Кислые компоненты в условиях промышленной подготовки и транспортировки способны вызывать коррозию оборудования и трубопроводов.

В качестве объекта для работы была выбрана установка аминовой очистки газа от кислых примесей АО «ЭмбаМунайГаз»

В данной выпускной квалификационной работе исследована установка аминовой очистки методом химической абсорбции. В качестве абсорбента используют метилдиэтаноламин. В качестве усовершенствования предложено осуществить замену химической абсорбции на физико - химическую абсорбцию, дополнительным введением физического поглотителя – сульфолана, что позволит повысить селективную очистку газа от меркаптанов, при неизменных целевых показателях основной очистки.

Для решения поставленных задач в работе выполнены технологические расчеты имеющейся установки очистки газа АО «ЭмбаМунайГаз».

Подобрано оборудование с целью контроля и автоматизации процесса, освещены вопросы по охране труда и окружающей среды. Рассчитаны основные технико - экономические показатели и экономический эффект от усовершенствования производства.

1 Литературный обзор

1.1 Характеристика попутного нефтяного газа

В попутном нефтяном газе, помимо метана, этана содержатся более тяжелые углеводороды, такие как пропан, бутан и т.д. Анализ попутного нефтяного газа показал состав газа на Прорвинском месторождении, которая приведена в таблице 1.1.1 [1].

Таблица 1.1.1 – Компонентный состав попутного нефтяного газа

Компонент/Показатель	Единица измерения	Газ с ЦППН	Газ с УБС	Смешанный поток во входном сепараторе
Азот	% мольн	2,2332	1,1000	1,8329
Метан	% мольн.	78,7527	85,7339	81,2187
Этан	% мольн.	6,2975	3,5880	5,3404
Пропан	% мольн.	3,8975	1,4700	3,0400
i-бутан	% мольн.	0,9980	0,2800	0,7444
n-бутан	% мольн.	1,7078	0,5400	1,2953
i-пентан	% мольн.	0,6583	0,1900	0,4929
n-пентан	% мольн.	0,5836	0,640	0,4354
бензол	% мольн.	0,0547	0,0200	0,0424
n-гексан	% мольн.	0,7271	0,0500	0,4849
толуол	% мольн.	0,0550	0,0200	0,0426
n-гептан	% мольн.	0,0567	0,1600	0,0932
n-октан	% мольн.	0,0160	0,0050	0,0093
кислород	% мольн.	0,1694	0,0290	0,1140
CO ₂	% мольн.	0,2135	4,2300	2,9924
H ₂ S	% мольн.	1,4252	2,4000	1,8083
метил-меркаптан	% мольн.	0,0043	0,0200	0,0099
H ₂ O	% мольн.	0,0000	0,0000	0,0000

Долгое время попутный нефтяной газ не имел никакой ценности. Этот газ считали вредной примесью при добыче нефти, и сжигали в факельных системах. Но на сегодняшний день, если рассматривать с экологической точки зрения, сжигание оказывает негативное воздействие на окружающую среду.

Попутный нефтяной газ при правильной переработке, можно использовать в энергетике, а содержание большого процента тяжелых углеводородов делает газ, ценным сырьем в нефтехимии [2]. Для благополучного использования в экономике попутного газа встают на пути два фактора. Во-первых, это нестабильность его состава и наличие большого количества примесей, а во-вторых, необходимость существенных затрат на его «осушку». Дело в том, что нефтяные газы обладают уровнем влагосодержания, равным 100 %.

Переработка попутного нефтяного газа начинается с очистки газа. Очистка от механических примесей, и кислых компонентов используется для повышения показателей продукта.

1.2 Классификация кислых примесей

Состав сернистых соединений и их концентрации в попутных нефтяных газах различных месторождений варьируются в очень широких пределах.

В основном, сернистые соединения в указанном газе представлены сероводородом и, в некоторых случаях, серооксидом углерода и легкими меркаптанами, концентрация которых существенно ниже концентрации сероводорода.

Из сернистых соединений, в которых состав попутных газов, сероводород приходится более активным.

Сероводород – высоко токсичный яд, острое отравление человека наступает при концентрации до $21,45 \text{ мг/м}^3$, а при 1000 мг/м^3 – смертельна. Его свойства проявляются также в виде раздражения слизистых оболочек дыхательных путей. Предельно-допустимая концентрация составляет до 10 мг/м^3 .

Сероуглерод вызывает сильные отравления при значениях $0,001 \text{ мг/м}^3$.

Серооксид углерода – газ без запаха, который в свою очередь считают высоко токсичным, концентрация которого не более 1 мг/м^3 в производственных комантах, не более $0,15 \text{ мг/м}^3$ – в жилых окрестностях. Если его нагреть, он будет делиться на диоксид углерода, сероуглерод, оксид углерода и серы.

При соприкосновении меркаптанов с металлами проявляется меркаптано-вая коррозия. При прохождении порога $300 \text{ }^\circ\text{C}$ меркаптаны выделяются образованиями сероводорода и сульфидов.

1.3 Очистка газа от кислых примесей

Кислые примеси, содержащиеся в попутном нефтяном газе, как говорилось раньше, осложняют при определенных условиях транспортирование и использование газов.

При наличии таких примесей, как сероводород, диоксид углерода и меркаптанов создаются условия для возникновения коррозии металлов.

Эти компоненты являются нежелательными, однако именно кислые газы являются основным и высокоэффективным сырьем для производства серы

Главным процессом для обработки газа применяют абсорбционный, в который входит использование таких абсорбентов как: химических, физических и комбинированных. Окислительные и адсорбционные процессы используют в основном для очистки небольших объемов газа [4].

Критерии абсорбентов [5]:

- поглощающая способность;
- пониженная упругость паров;
- химическая и термическая стабильность;
- вязкость;

Предназначение химических абсорбентов базируется на реакции между абсорбентом и кислыми компонентами. Широчайшее применение получили

алканоламины.

В физическом процессе газ растворяют в абсорбенте.

Для смешанных абсорбентов характеризуют промежуточные действия. Главное количество кислых составляющих «убирают» физическими абсорбентами, а глубокая чистка проходит с использованием химических абсорбентов.

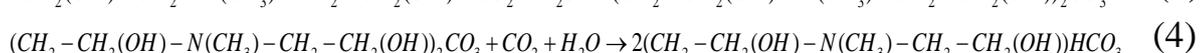
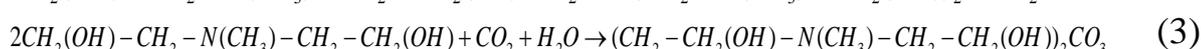
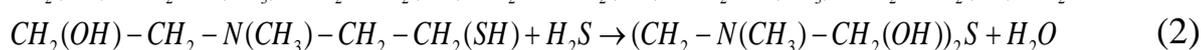
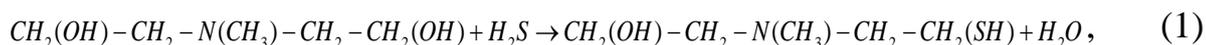
1.4 Применяемые поглотители

Из физических абсорбентов промышленное применение для очистки газов получили метанол, N – метилпирролидон, пропиленкарбонат, алкиловые эфиры полиэтиленгликолей, диэтиленгликоль, сульфолан и другие. Восстановление абсорбентов в частых случаях происходит за счет понижения давления в системе без дополнительного тепла. Физические абсорбенты в отличие от других не имеют свойство пениться, показывают низкую температуру замерзания, хорошо справляются с отделением H₂S и CO₂, меркаптанов и сероуглерода. Недостатком использования физических абсорбентов является высокая растворимость углеводородных компонентов и низкая возможность глубоко очистить газ.

Из химических абсорбентов часто используют водные растворы алканоламинов, моноэтаноламина, диэтаноламина, метилдиэтаноламина. Использование МЭА обоснованно, когда в исходном газе наряду с H₂S и CO₂ содержатся серооксид углерода и сероуглерод, которые вызывают значительные потери. МДЭА используется для селективного извлечения H₂S в присутствии CO₂.

1.5 Химизм процесса очистки газа алканоламинами

Алканоламины, будучи щелочами, легко вступают в реакцию с кислыми газами (H₂S и CO₂), образуя водорастворимые соли. Процесс взаимодействия H₂S и CO₂ с алканоламинами описывается следующими суммарными реакциями [7]:



Операция поглощения кислых компонентов газа идет наряду с выделением теплоты, а в свою очередь регенерация абсорбента проходит с поглощением теплоты. Не смотря на бурное взаимодействие алканоламинов по основной реакции диоксид углерода образует много побочных продуктов. Часть из которых исчезает при восстановлении абсорбента и благодаря чему алканоламин восстанавливается, другая часть не регенерируется, которая и приводит к потерям.

1.6 Технологическая схема и режимы процесса

Принципиальная технологическая схема однопоточной абсорбционной очистки газа на рисунке 1.6.1

2 Технология производства

2.1 Обоснование способа и технологии

В данной выпускной квалификационной работе из литературного обзора и данных преддипломной практики, рассмотрен процесс подготовки попутного нефтяного газа для дальнейшей переработки, а именно аминовая очистка газа от кислых примесей.

Основными достоинствами технологии с применением алканоламинов являются: высокая степень очистки газа независимо от парциального давления сероводорода и диоксида углерода, низкая вязкость водных поглотительных растворов абсорбентов; низкая абсорбция углеводородов.

Вместе с тем использование алканоламиновых растворов в процессе очистки углеводородных газов имеет и ряд недостатков, основными из которых являются вспенивание абсорбента и уменьшение с течением времени его поглотительной способности. Основной причиной возникающих в процессе сероочистки трудностей является термохимическое разложение растворов абсорбента, при котором образуются продукты деструкции – азотсодержащие органические вещества. Присутствие их в аминовых растворах ухудшает эксплуатационные свойства абсорбента, а именно увеличивает вязкость раствора, снижает абсорбционную способность, значительно повышает пенообразование [11].

2.2 Экологическое обоснование производства

Процесс аминовой очистки газа от кислых примесей, связана с образованием определенного количества кислых газов, такие как сероводород, оксид углерода, меркаптаны.

Учитывая, что технологический процесс непрерывный, образование вредных веществ и отвод сточных вод в течение суток осуществляется непрерывно. По технологии залповые выбросы в атмосферу и канализацию отсутствуют. Образующиеся разовые выбросы в атмосферу и отвод сточных вод во время пуска и остановки осуществляются через существующие системы очистки и сбора.

Сточные воды, образуются в результате различных неполадок технологического оборудования, промывки и пропарки аппаратов и трубопроводов, сбрасываются в промышленную канализацию.

По охране водного бассейна предусмотрены следующие мероприятия:

- подключение установки к очистным сооружениям;
- постоянный контроль состава оборотной воды и воды в пожарном резервуаре;

3 Исходные данные для проектирования

3.1 Характеристика сырья и получаемых продуктов

Характеристика сырья и получаемых продуктов представлена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Характеристика сырья, получаемых продуктов [1]

Наименование сырья, реагентов, катализаторов, материалов, полупродуктов и энергоресурсов	Государственный или отраслевой стандарт, технические условия, регламент или методика на подготовку сырья	Показатели, обязательные для проверки	Регламентируемые показатели с допустимыми отклонениями
1	2	3	4
Сырье			
1 Попутный нефтяной газ	Стандарт предприятия	Мольный процент, %: - сероводорода(H_2S) - метимеркаптана (CH_3N).	Не нормируется, определение обязательно
Товарный продукт			
1 Очищенный газ	СТ РК 1666-2007	Масса сероводорода, $г/м^3$, не более	0,007
		Масса меркаптановой серы, $г/м^3$, не более	0,016
		Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
		Теплота сгорания низшая, $МДж./м^3$, при $20^{\circ}C$ и 101,325 кПа, не менее	32,5

3.2 Вспомогательные материалы

Характеристика вспомогательных материалов представлена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Характеристика вспомогательных материалов [1]

Наименование сырья, реагентов, катализаторов, материалов, полупродуктов и энергоресурсов	Государственный или отраслевой стандарт, технические условия, регламент или методика на подготовку сырья	Показатели, обязательные для проверки	Регламентируемые показатели с допустимыми отклонениями
1	2	3	4
1 Метилдиэтанол-амин	Паспортные данные ТУ 2423-005-11159873-2010	Внешний вид	Прозрачная жидкость от бесцветного до желтого цвета без механических примесей
		Плотность при 20°C (кг/м ³)	1037,0-1046,0
		Температура плавления, °C	Минус 21
		Вязкость кинематическая при 20 °C, мм ² /с	99,5
2 Антивспениватель (пеногаситель для установки амина KS-604)	Стандарт предприятия	Внешний вид	Светло-желтая прозрачная жидкость
		Вязкость - 25°C(cs)	500
		Удельный вес, 25°C, кг/м ³	1010
		Активный ингредиент, (%)	100
		Разбавитель	Вода, спирт

3.3 Информация для технологического расчета

Мощность базового производства составляет 151,474 млн. м³/год.

Мощность проектируемого производства составляет 166,621 млн. м³/год.

Основные технологические параметры абсорбера и десорбера установки аминовой очистки приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Основные технологические параметры абсорбера и десорбера установки аминовой очистки [1]

Индекс	Рабочая температура, °С	Рабочее давление, МПа
К-1	35-67	7,94
К-2	Низ колонны 145 Вверх колонны 122	Низ колонны 0,08 Вверх колонны 0,1

Состав сырья, состав очищенного газа после установки, свойства сырья приведены в таблице 3.3.2, 3.3.3, 3.3.4

Таблица 3.3.2 – Состав сырья [1]

Компонент	Формула	Содержание, %моль.
азот	N_2	1,8283
метан	CH_4	81,0574
Этан	C_2H_6	5,3278
пропан	C_3H_8	3,0318
i-бутан	$i-C_4H_{10}$	0,7419
n-бутан	$n-C_4H_{10}$	1,2911
i-пентан	$i-C_5H_{12}$	0,4913
n-пентан	$n-C_5H_{12}$	0,4340
бензол	C_6H_6	0,0425
n-гексан	$n-C_6H_{14}$	0,4864
толуол	C_7H_8	0,0426
n-гептан	$n-C_7H_{16}$	0,0929
n-октан	$n-C_8H_{18}$	0,0092
кислород	O_2	0,1138
оксид углерода	CO_2	2,9869
сероводород	H_2S	1,8003
метил-меркаптан	CH_3SH	0,0098
Вода	H_2O	0,2120

Таблица 3.3.3 – Состав очищенного газа [1]

Компонент	Формула	Содержание, %моль.
азот	N_2	1,9213
метан	CH_4	85,1306
Этан	C_2H_6	5,5979
пропан	C_3H_8	3,1867
i-бутан	i- C_4H_{10}	0,7804
n-бутан	n- C_4H_{10}	1,3579
i-пентан	i- C_5H_{12}	0,5167
n-пентан	n- C_5H_{12}	0,4564
бензол	C_6H_6	0,0439
n-гексан	n- C_6H_{14}	0,5115
толуол	C_7H_8	0,0445
n-гептан	n- C_7H_{16}	0,0977
n-октан	n- C_8H_{18}	0,0097
кислород	O_2	0,1201
оксид углерода	CO_2	0,0785
сероводород	H_2S	0,0002
метил-меркаптан	CH_3SH	0,0007
Вода	H_2O	0,1449

Таблица 3.3.4 – Свойства сырья [1]

Показатель	Значение
Температура, °С	3,9
Давление, МПа	0,5
Расход, м ³ /час	20724

4 Технологический расчет

4.1 Материальный и тепловой балансы базового производства 151,474 млн. м³/год.

4.1.1 Материальный баланс абсорбера.

Для расчетов этого раздела необходимо знать состав сырья и состав очищенного газа, которые приняты, исходя из заводских данных и представлены в таблицах 3.3.2, 3.3.4, а также производительность установки по сырью.

Определяем часовую производительность установки по сырью, м³/час [12]:

$$V_c = V'_c \cdot 100 / (24 \cdot 335), \quad (4.1)$$

где V'_c – годовая производительность установки по сырью, м³/год;

24 – количество часов работы установки в сутки;

335 – количество суток работы установки в году (принимается исходя из общего баланса времени работы установки в году);

1000 – перевод из тонны в килограмм.

$$V_c = 151473600 / (24 \cdot 335) = 18840 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1) Определим объемный расход и состав поступающего конвертированного газа:

$$V_i = V_c \cdot n_i, \quad (4.2)$$

где V_i – объем расхода компонента газовой смеси, м³/ч;

n_i – мольная доля компонента газовой смеси.

$$V_{N_2} = 18840 \cdot 0,018283 = 344,45 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{CH_4} = 18840 \cdot 0,810574 = 15271,21 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{C_2H_6} = 18840 \cdot 0,053278 = 1003,76 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{C_3H_8} = 18840 \cdot 0,030318 = 571,19 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{H_2O} = 18840 \cdot 0,002120 = 39,94 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим мольный расход поступающего конвертированного газа:

$$N_i = V_i / 22,4 \quad (4.3)$$

где N_i – мольный расход компонента газовой смеси, кмоль/ч.

$$N_{N_2} = 344,45 / 22,4 = 15,38 \text{ кмоль/ч};$$

$$N_{CH_4} = 15271,21 / 22,4 = 681,75 \text{ кмоль/ч};$$

$$N_{C_2H_6} = 1003,76 / 22,4 = 44,81 \text{ кмоль/ч};$$

$$N_{n-C_3H_8} = 571,19 / 22,4 = 25,49 \text{ кмоль/ч};$$

/ч;

$$N_{CH_3SH} = 39,94 / 22,4 = 1,78 \text{ кмоль/ч};$$

$$N_{H_2O} = 39,94 / 22,4 = 1,78 \text{ кмоль/ч}.$$

Определим массовый расход поступающего конвертированного газа:

$$G_i = N_i \cdot M_i, \quad (4.4)$$

где G_i – массовый расход компонента газовой смеси, кг/ч.

$$G_{N_2} = 15,38 \cdot 28 = 430,56 \text{ кг/ч};$$

$$G_{i-C_3H_{12}} = 4,13 \cdot 72 = 297,52 \text{ кг/ч};$$

$$G_{n-C_5H_{12}} = 3,65 \cdot 72 = 262,82 \text{ кг/ч};$$

$$G_{C_6H_6} = 0,36 \cdot 78 = 27,88 \text{ кг/ч};$$

$$G_{n-C_6H_{14}} = 0,78 \cdot 86 = 67,08 \text{ кг/ч};$$

$$G_{C_7H_8} = 0,36 \cdot 92 = 32,96 \text{ кг/ч};$$

$$G_{n-C_7H_{16}} = 0,78 \cdot 100 = 78,00 \text{ кг/ч};$$

$$G_{n-C_8H_{18}} = 0,08 \cdot 114 = 8,82 \text{ кг/ч};$$

$$G_{O_2} = 0,96 \cdot 32 = 30,63 \text{ кг/ч};$$

$$G_{CO_2} = 25,12 \cdot 44 = 1105,37 \text{ кг/ч};$$

$$G_{H_2S} = 15,14 \cdot 34 = 514,82 \text{ кг/ч};$$

$$G_{CH_3HS} = 0,08 \cdot 48 = 3,96 \text{ кг/ч};$$

$$G_{H_2O} = 1,78 \cdot 18 = 32,10 \text{ кг/ч}.$$

Полученные результаты запишем в таблицу 4.1.1

Таблица 4.1.1 – Состав сырого газа

Компонент	Мольная доля, n_i	Объемный расход, V_i (м ³ /ч)	%,об	Мольный расход N_i (Кмоль/ч)	%,мольн.	Массовый расход G_i (кг/ч)	%,масс.
N ₂	0,018283	344,45	1,83	15,37731	1,82	430,56	2,45
CH ₄	0,810574	15271,21	81,06	681,7506	81,05	10908,01	62,18
C ₂ H ₆	0,053278	1003,76	5,33	44,8106	5,33	1344,32	7,66
C ₃ H ₈	0,030318	571,19	3,03	25,4996	3,03	1121,98	6,40
i-C ₄ H ₁₀	0,007419	139,77	0,74	6,239909	0,74	361,91	2,06
n-C ₄ H ₁₀	0,012911	243,24	1,29	10,85907	1,29	629,82	3,59
i-C ₅ H ₁₂	0,004913	92,56	0,49	4,132184	0,49	297,52	1,70
n-C ₅ H ₁₂	0,004340	81,77	0,43	3,65025	0,43	262,82	1,50
C ₆ H ₆	0,000425	8,00	0,04	0,357455	0,04	27,88	0,16
n-C ₆ H ₁₄	0,004864	91,64	0,49	4,090971	0,49	351,82	2,01
C ₇ H ₈	0,000426	8,03	0,04	0,358296	0,04	32,96	0,19
n-C ₇ H ₁₆	0,000929	17,50	0,09	0,781355	0,09	67,08	0,45
n-C ₈ H ₁₈	0,000092	1,73	0,01	0,077379	0,01	8,82	0,05
O ₂	0,001138	21,44	0,11	0,957139	0,11	30,63	0,17
CO ₂	0,029869	562,73	2,99	25,12196	2,99	1105,37	6,30
H ₂ S	0,018003	339,18	1,80	15,14181	1,80	514,82	2,93
CH ₃ HS	0,000098	1,85	0,01	0,082425	0,01	3,96	0,02
H ₂ O	0,002120	39,94	0,21	1,783071	0,21	32,10	0,18

2) Определим объемный расход и состав очищенного газа:

$$V_i = V_c \cdot n_i, \quad (4.5)$$

где V_i – объем расхода компонента газовой смеси, м³/ч;

n_i – мольная доля компонента газовой смеси.

$$V_{N_2} = 17970 \cdot 0,019213 = 345,26 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{CH_4} = 17970 \cdot 0,851306 = 15297,97 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{C_2H_6} = 17970 \cdot 0,055979 = 1005,94 \text{ м}^3/\text{ч};$$

ч;

$$V_{n-C_8H_{18}} = 17970 \cdot 0,000097 = 1,74 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{O_2} = 17970 \cdot 0,001201 = 21,58 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{H_2O} = 17970 \cdot 0,001449 = 26,04 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим мольный расход очищенного газа:

$$N_i = V_i / 22,4, \quad (4.6)$$

где N_i – мольный расход компонента газовой смеси, кмоль /ч.

$$N_{N_2} = 345,26 / 22,4 = 15,41 \text{ кмоль}/\text{ч};$$

$$N_{CH_4} = 15297,97 / 22,4 = 682,95 \text{ кмоль}/\text{ч};$$

$$N_{C_2H_6} = 1005,94 / 22,4 = 44,91 \text{ кмоль}/\text{ч};$$

$$N_{H_2O} = 26,04 / 22,4 = 1,16 \text{ кмоль}/\text{ч}.$$

Определим массовый расход очищенного газа:

$$G_i = N_i \cdot M_i \quad (4.7)$$

$$G_{N_2} = 15,41 \cdot 28 = 431,57 \text{ кг}/\text{ч};$$

$$G_{CH_3HS} = 0,006 \cdot 48 = 0,3 \text{ кг}/\text{ч};$$

$$G_{H_2O} = 1,16 \cdot 18 = 20,92 \text{ кг}/\text{ч}.$$

Полученные результаты запишем в таблицу 4.1.2.

Таблица 4.1.2 – Состав очищенного газа

Компонент	Мольная доля, n_i	Объемный расход, $V_i(\text{м}^3/\text{ч})$	%,об	Мольный расход $N_i(\text{Кмоль}/\text{ч})$	%,мольн.	Массовый расход $G_i(\text{кг}/\text{ч})$	%,масс.
N ₂	0,019213	345,26	1,92	15,41	1,92	431,57	2,70
CH ₄	0,851306	15297,97	85,13	682,95	85,13	10927,12	68,43
C ₂ H ₆	0,055979	1005,94	5,60	44,91	5,59	1347,25	8,44
C ₃ H ₈	0,031867	572,65	3,19	25,56	3,19	1124,85	7,04
i-C ₄ H ₁₀	0,007804	140,24	0,78	6,26	0,78	363,12	2,27
n-C ₄ H ₁₀	0,013579	244,01	1,36	10,89	1,36	631,82	3,96
i-C ₅ H ₁₂	0,005167	92,85	0,52	4,15	0,52	298,45	1,87
n-C ₅ H ₁₂	0,004564	82,02	0,46	3,66	0,46	263,62	1,65
C ₆ H ₆	0,000439	7,89	0,04	0,35	0,04	27,47	0,17
n-C ₆ H ₁₄	0,005115	91,92	0,51	4,10	0,51	352,89	2,21
C ₇ H ₈	0,000445	7,99	0,04	0,36	0,04	32,84	0,20
n-C ₇ H ₁₆	0,000977	17,56	0,10	0,78	0,10	78,00	0,49
n-C ₈ H ₁₈	0,000097	1,74	0,01	0,08	0,01	8,87	0,06
O ₂	0,001201	21,58	0,12	0,96	0,12	30,83	0,19
CO ₂	0,000785	14,11	0,08	0,63	0,08	27,71	0,17

H ₂ S	0,000002	0,04	0,0002	0,002	0,0002	0,05	0,0003
CH ₃ HS	0,000007	0,13	0,0007	0,006	0,0007	0,27	0,002
H ₂ O	0,001449	26,04	0,14	1,17	0,14	20,92	0,13

Общий расход абсорбента: 29139,7 кг/ч.

Расход газов, поглощенных раствором амина:

$$G_{\Gamma} = 17543,44 - 15968,04 = 1575,40 \text{ кг/ч.}$$

Расход насыщенного кислыми компонентами абсорбента:

$$G_{\text{н}} = G_{\text{п}} + G_{\Gamma} = 29139,70 + 1575,40 = 30715,10 \text{ кг/ч.}$$

Материальный баланс сведем в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.3 – Материальный баланс абсорбера (базовый)

Приход	кг/ч	% масс.	Расход	кг/ч	% масс.
1. Неочищенный газ	17543,44	37,58	1. Очищенный газ	15968,04	34,21
2. Регенерированный амин	29139,70	62,42	2. Насыщенный раствор	30715,10	65,79
Итого	46683,14	100	Итого	46683,14	100

4.1.2 Материальный баланс десорбера.

Материальный баланс десорбера приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.1.4 – Материальный баланс десорбера (базовый)

Приход	кг/ч	% масс.	Расход	кг/ч	% масс.
1. Насыщенный раствор	30715,10	95,14	1. Регенерированный амин	29139,70	90,26
2. Орошение	1570	4,86	2. ПГС	3145,4	9,74
Итого	32285,10	100	Итого	32285,10	100

4.1.3 Тепловой баланс абсорбера.

Уравнение теплового баланса в общем виде [13]:

$$Q_{\Gamma} + Q_{\text{МДЭА}} - Q_{\text{р}} = Q_2 + Q'_{\text{МДЭА}} + Q_{\text{пот}}, \quad (4.8)$$

Теплоемкость газов при температуре 40 °С приведена в таблице 4.1.5. [14].

Теплоемкость газовой смеси найдем по формуле (4.10):

$$c_{\text{г.с}} = (c_i \cdot m_i) / G_{\text{г.с}}, \quad (4.10)$$

$$c_{\text{г.с}} = 2,45 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)};$$

$$Q_{\Gamma} = 4,87 \cdot 2,45 \cdot 40 = 477,26 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{МДЭА}} = 8,094 \cdot 2,99 \cdot 42,83 = 1036,58 \text{ кВт.}$$

Тепло реакции найдем по формуле (4.11):

$$Q_{\text{р}} = m_{\text{H}_2\text{S}} \cdot q_{\text{H}_2\text{S}} + m_{\text{CO}_2} \cdot q_{\text{CO}_2}, \quad (4.11)$$

$$q_{H_2S} = 1197,83 \text{ кДж/кг};$$

$$q_{CO_2} = 1199,84 \text{ кДж/кг};$$

Вычислим расход тепла по формуле (4.9), $c_{г.с} = 2,42 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$ тогда:

$$Q'_T = 4,44 \cdot 2,42 \cdot 42,96 = 461,14 \text{ кВт};$$

Потери от подводимого тепла составляет 0,75 %, что не превышает 5%.

Тепловой баланс абсорбера приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.1.6 – Тепловой баланс абсорбера (базовый)

Приход тепла		Расход тепла	
Статья	кВт	Статья	кВт
1. Тепло приносимое газом	477,26	1. Тепло уносимое газом	461,14
2. Тепло приносимое раствором МДЭА	1036,58	2. Тепло уносимое насыщенным раствором	1576,94
3. Теплота абсорбции	539,64	3. Потери тепла	15,40
Итого	2053,48	Итого	2053,48

4.1.4 Тепловой баланс десорбера.

Уравнение теплового баланса в общем виде :

$$Q_{сырья} + Q_{подвода} = Q_{продукта} + Q_{потери}, \quad (4.12)$$

$$Q_{МДЭА} = 8,53 \cdot 3,318 \cdot 95 = 2689,36 \text{ кВт};$$

Расчет тепла отходящих продуктов:

$$Q'_{МДЭА} = 8,09 \cdot 2,995 \cdot 124,5 = 3018,21 \text{ кВт};$$

$$Q'_{ПГС} = 0,87 \cdot 1,345 \cdot 105,2 = 123,63 \text{ кВт};$$

$$Q_{продукта} = 3018,21 + 123,63 = 3141,84 \text{ кВт}.$$

Тогда получим тепло которое нужно подвести

$$Q_{подвода} = Q_{продукта} - Q_{сырья} = 3141,84 - 2773,99 = 367,85 \text{ кВт}.$$

Тепловой баланс десорбера приведена в таблице 4.1.7.

Таблица 4.1.7 – Тепловой баланс десорбера (базовый)

Приход тепла		Расход тепла	
Статья	кВт	Статья	кВт
1. Тепло приносимое насыщ. раствором	2689,36	1. Тепло уносимое реген. раствором	3018,21
2. Тепло орошения	84,63	2. Тепло уносимое ПГС	123,63
3. Подвод тепла	367,85		
Итого	3141,84	Итого	3141,84

4.2 Материальный и тепловой балансы проектного производства 166,621 млн. м³/год.

В ходе прохождения практики на заводе «ЭмбаМунайГаз», была выявлена проблема по удалению меркаптанов в ПНГ. В качестве возможного решения, нами предлагается дополнительное включение физического поглотителя сульфолана. В соответствии с расчетами по программе Unisim Design, предлагаемое новшество позволит улучшить очистку попутного нефтяного газа от кислых компонентов, понизить содержание меркаптанов и оксид углерода в газе.

4.2.1 Материальный баланс абсорбера.

Определяем часовую производительность установки по сырью, м³/час [10]:

$$V_c = 166620960 / (24 \cdot 335) = 20724 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

- 1) Определим объемный расход и состав поступающего конвертированного газа:

$$V_{N_2} = 20724 \cdot 0,018283 = 378,90 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{CH_4} = 20724 \cdot 0,810574 = 16798,34 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{n-C_4H_{10}} = 20724 \cdot 0,012911 = 267,57 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Определим мольный расход поступающего конвертированного газа:

$$N_{N_2} = 378,90 / 22,4 = 16,92 \text{ кмоль/ч};$$

кмоль/ч;

$$N_{H_2O} = 43,93 / 22,4 = 1,96 \text{ кмоль/ч}.$$

Определим массовый расход поступающего конвертированного газа:

$$G_{N_2} = 16,92 \cdot 28 = 473,76 \text{ кг/ч};$$

Полученные результаты запишем в таблицу 4.8.

Таблица 4.2.1 – Состав сырого газа

Компонент	Мольная доля, n_i	Объемный расход, $V_i(\text{м}^3/\text{ч})$	%, об	Мольный расход N_i (Кмоль/ч)	%, мольн.	Массовый расход $G_i(\text{кг/ч})$	%, масс.
N_2	0,018283	378,90	1,83	16,92	1,82	473,76	2,48
CH_4	0,810574	16798,94	81,06	749,93	81,05	11998,88	62,86
C_2H_6	0,053278	1104,13	5,33	42,29	5,33	1268,70	6,65
C_3H_8	0,030318	628,31	3,03	28,05	3,03	1234,20	6,47
i- C_4H_{10}	0,007419	153,75	0,74	6,86	0,74	397,88	2,08
n- C_4H_{10}	0,012911	267,57	1,29	11,95	1,29	693,10	3,63
i- C_5H_{12}	0,004913	101,82	0,49	4,55	0,49	327,60	1,72
n- C_5H_{12}	0,004340	89,94	0,43	4,02	0,43	289,44	1,52
C_6H_6	0,000425	8,81	0,04	0,39	0,04	30,42	0,16
n- C_6H_{14}	0,004864	100,80	0,49	4,5	0,49	387,00	2,03
C_7H_8	0,000426	8,83	0,04	0,39	0,04	35,88	0,19
n- C_7H_{16}	0,000929	19,25	0,09	0,86	0,09	86,00	0,45
n- C_8H_{18}	0,000092	1,91	0,01	0,09	0,01	10,26	0,05
O_2	0,001138	23,58	0,11	1,05	0,11	33,60	0,18

CO ₂	0,029869	619,01	2,99	27,63	2,99	1215,72	6,37
H ₂ S	0,018003	373,09	1,80	16,66	1,80	566,44	2,97
CH ₃ HS	0,000098	2,03	0,01	0,09	0,01	4,32	0,02
H ₂ O	0,002120	43,93	0,21	1,96	0,21	35,28	0,18

2) Определим объемный расход и состав очищенного газа:

$$V_{N_2} = 19767 \cdot 0,019213 = 379,78 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{CH_4} = 19767 \cdot 0,851306 = 16827,77 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{C_2H_6} = 19767 \cdot 0,055979 = 1106,54 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{C_3H_8} = 19767 \cdot 0,031867 = 629,91 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{i-C_4H_{10}} = 19767 \cdot 0,007804 = 154,26 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{H_2O} = 19767 \cdot 0,001449 = 28,64 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим мольный расход очищенного газа:

$$N_{N_2} = 379,78 / 22,4 = 16,95 \text{ кмоль/ч};$$

$$N_{CH_4} = 16827,77 / 22,4 = 751,24 \text{ кмоль/ч};$$

$$N_{C_2H_6} = 1106,54 / 22,4 = 49,40 \text{ кмоль/ч};$$

Полученные результаты запишем в таблицу 4.2.2.

Материальный баланс сведем в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3 – Материальный баланс абсорбера (проектный)

Приход	кг/ч	% масс.	Расход	кг/ч	% масс.
1. Неочищенный газ	19088,48	36,24	1. Очищенный газ	17563,88	33,35
2. Регенерированный амин	32053,67	63,76	2. Насыщенный раствор	33578,27	66,65
Итого	52666,75	100	Итого	52666,75	100

4.2.2 Материальный баланс десорбера.

Материальный баланс десорбера приведена в таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.4 – Материальный баланс десорбера (проектный)

Приход	кг/ч	% масс.	Расход	кг/ч	% масс.
1. Насыщенный раствор	33578,27	96,02	1. Регенерированный амин	32053,67	91,67
2. Орошение	1390,00	3,98	2. ПГС	2914,60	8,33
Итого	34968,27	100	Итого	34968,27	100

4.2.3 Тепловой баланс абсорбера.

Таблица 4.2.5 – Тепловой баланс абсорбера (проектный)

Приход тепла		Расход тепла	
Статья	кВт	Статья	кВт
1. Тепло приносимое газом	451,56	1. Тепло уносимое газом	427,66
2. Тепло приносимое раствором МДЭА	1140,24	2. Тепло уносимое насыщенным раствором	1724,34
3. Теплота абсорбции	601,01	3. Потери тепла	40,81
Итого	2192,81	Итого	2192,81

Таблица 4.2.6 – Тепловой баланс десорбера (проектный)

Приход тепла		Расход тепла	
Статья	кВт	Статья	кВт
1. Тепло приносимое насыщ. раствором	2940,06	1. Тепло уносимое реген. раствором	3320,03
2. Тепло орошения	74,93	2. Тепло уносимое	114,56
3. Подвод тепла	419,60	ПГС	
Итого	3434,59	Итого	3434,59

4.2.4 Результаты расчетов в программном пакете Unisim Design.

В помощь программного пакета Unisim Design были смоделированы установки с химической абсорбцией и физико – химической абсорбцией.

Базовый расход абсорбента составил 29139,70 кг/ч.

Проектный расход раствора амина составил 32053,67 кг/ч. Наиболее эффективное соотношение абсорбентов были выбраны методом проб и подбора. Содержание абсорбентов растворе составило: МДЭА – 50 %; сульфолан – 25 %, воды – 25 % [15]. Результаты приведены в таблице 4.2.8.

Таблица 4.2.7 – Результаты расчетов программы Unisim Design

Компонент	Содержание в сыром газе	МДЭА(базовый)	МДЭА+ сульфолан(проект)
CO ₂	1098,9575	1038,2149	970,4366
H ₂ S	512,8676	121,4123	120,8531
CH ₃ HS	3,9413	1.1798	0,0007

4.3 Расчет и подбор оборудования

4.3.1 Расчет абсорбера.

Рассчитать насадочный абсорбер для поглощения раствором амина кислых примесей в газе.

Условия в абсорбере:

– температура газа в абсорбере – 40 °С;

– температура абсорбента – 42,83 °С;

– давление в абсорбере – 74 кгс/см²;

$$\Delta Y_{\text{cp}} = \frac{(\overline{\Delta Y_B} - \overline{\Delta Y_H})}{2,31g \cdot (\overline{\Delta Y_B} / \overline{\Delta Y_H})} = \frac{(0,02197 - 0,0000028)}{2,31g(0,02197 / 0,0000028)} = 0,0025$$

кг(Н₂S)/кг(газа);

$$\Delta M = G \cdot (\overline{Y_H} - \overline{Y_K}) = 5,3 \cdot (0,022 - 0,0000028) = 0,12 \text{ м/с};$$

$$F = 0,12 / (0,09 \cdot 0,0025) = 533,33 \text{ м}^2.$$

2 Рассчитаем скорость газа и диаметр абсорбера

Пересчитаем плотность газа на условия в абсорбере:

$$\rho_r = \rho_{0r} \cdot \frac{T_0}{(T_0 + t)} \cdot \frac{P}{P_0} = 1,383 \cdot 273 / (273 + 40) \cdot 7256921 / 101325 = 86,41 \text{ кг/м}^3;$$

$$w_{\text{нр}} = 0,22 \text{ м/с};$$

$$w = 0,22 \cdot 0,8 = 0,18 \text{ м/с}.$$

Тогда диаметр колонны [13]:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_0 \cdot \frac{(T_0 + t)}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P}}{\pi \cdot w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 5,76 \cdot \frac{(273 + 40)}{273} \cdot \frac{101325}{7256921}}{3,14 \cdot 0,18}} = 0,8 \text{ м}.$$

Принимаем диаметр колонны из нормального ряда = 1,0 м.

3 Рассчитаем высоту насадки и высоту колонны

$$H_H = 533,33 / (0,785 \cdot 250 \cdot 0,8^2 \cdot 1) = 4,25 \text{ м};$$

$$H_a = 4,25 + 2 + 2 + \left(\frac{4,25}{3 \cdot 0,8} - 1\right) \cdot 0,4 = 10 \text{ м}.$$

5 Автоматизация производства

5.1 Общая характеристика технологического процесса и задачи его автоматизации

В данной дипломной работе рассмотрен процесс аминовой очистки газа. Назначение процесса заключается, в очистке газа от кислых примесей раствором абсорбента. Данный процесс является непрерывным, то есть она состоит из трех технологических узлов, такие как блок очистки газа, блок регенерации амина, и блок фильтрации регенерированного амина.

Основными задачами системы автоматизации установки являются:

- сбор информации об измеряемых технологических параметрах (температуре, давлении, уровне, расходе, качестве продуктов);
- выработка управляющих воздействий на процесс с целью поддержания их на заданном значении;
- сигнализация по выходу особо значимых; параметров за заданные пределы;
- обеспечение противоаварийной защиты процесса по факту аварийных событий.

Для нормального ведения процесса важным является оптимальное регулирование и контроль основных технологических параметров, существенно влияющих на ход процесса.

5.2 Анализ процесса как объекта автоматизации

Данный технологический процесс характеризуется небольшим числом контролируемых и регулируемых параметров и показателей эффективности в связи с тем, что на установке проводится небольшое количество повторяющихся технологических операций.

Очистка газа абсорбентом аминового раствора проводится в реакторе при температуре 30 – 40 °С и давлении 7,4 – 8 МПа, расходе газа 20724 м³/ч и при расходе абсорбента 29824 м³/ч. Важно поддерживать постоянный расход в колонне К1. Повышение расхода газа в колонне приводит к захлебыванию колонны жидкостью, понижение – к низкому поглощению кислых примесей раствором, тем самым, к снижению очистки газа.

5.3 Выбор и обоснование технических средств автоматизации

При выборе приборов контроля и регулирования следует руководствоваться следующими положениями:

- приборы должны обеспечивать необходимую точность измерения, быть достаточно чувствительными и надежными в работе;
- показывающие приборы должны иметь наглядную шкалу;
- местные приборы должны иметь места расположения, легкодоступные для наблюдения за показаниями;
- погрешность прибора не должна выходить за доступные пределы при

изменении внешних условий, температуры и давления окружающей среды;

Первичные преобразователи.

1) Датчики температуры

Контур контроля и сигнализации температуры после ХВ1.

Объектом автоматизации является участок трубопровода. Рассматривается контур контроля и сигнализации температуры.

Известна температура потока $T_{\text{раб}} = 40 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$, номинальное давление $P_{\text{раб}} = 7,4 \text{ МПа}$, максимально допустимая температура $T_{\text{max}} = 85 \text{ }^\circ\text{C}$.

Предел измерения определяется по правилу 2/3 шкалы.

Значение верхнего предела измерения:

$$T_{\text{в}} = (40 \cdot 3) / 2 = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

ТСПУ Метран-274-Ех1а предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

Чувствительный элемент изготовлен из термодатчика, термоэлектроды которого сварены лазерной сваркой. Взрывозащитное исполнение Ех1аIICT5 «искробезопасная электрическая цепь». Материал защитной арматуры: 12Х18Н10Т. Максимальная температура применения $800 \text{ }^\circ\text{C}$ [19].

Известен расход газа $F = 20724 \text{ м}^3/\text{ч}$, $T_{\text{раб}} = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, номинальное давление $P_{\text{раб}} = 7,4 \text{ МПа}$, условный диаметр трубопровода $D_{\text{у}}=108\text{мм}$.

Значение верхнего предела измерения:

$$F_{\text{в}} = 20724 \cdot 3 / 2 = 31086 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Рассчитаем диаметр трубопровода:

$$D = \sqrt{(4 \cdot V) / \pi \cdot 3600 \cdot W}$$

где $W = 1-2 \text{ м/с}$ – для жидкости, $W = 10-20 \text{ м/с}$ – для газов.

$$D = \sqrt{4 \cdot 31086 / 3,14 \cdot 3600 \cdot 20} = 0,74 \text{ м}.$$

Диаметр принимаем за 100 мм.

Оценим требуемую относительную погрешность измерения δ . Для заданной абсолютной погрешности измерения $\Delta F = \pm 11000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и верхнего предела измерения $F_{\text{в}} = 20853600 \text{ м}^3/\text{ч}$ находим приведенную относительную погрешность:

$$\delta = (11000 / 20853600) \cdot 100 = 0,05 \%$$

Условие $\gamma \leq \delta$ выполняется, следовательно, прибор подобран верно.

Применение данного расходомера обуславливается стабильностью измерения, повышенной помехозащищенностью и устойчивостью к вибрации, коррозионной стойкостью материала [20].

Для выбранного верхнего предела измерения $P_{\text{в}} = 11,1 \text{ МПа}$ и максимального верхнего предела $P_{\text{max}} = 25 \text{ МПа}$ модели Метран 150 TGR проверяем исполнение условия:

$$P_{\text{max}} / 2 \geq P_{\text{в}} \geq P_{\text{max}} / 5$$

$$12,5 \geq 11,1 \geq 5 \text{ (МПа)}$$

Для заданной абсолютной погрешности $\Delta P = \pm 4$ МПа и максимального верхнего предела $P_{\max} = 25$ МПа модели Метран-150-CG находим приведенную относительную погрешность:

$$\delta = (4 / 25) \cdot 100 = 16 \%$$

Условие $\gamma \leq \delta$ выполняется, следовательно, прибор подобран верно.

3) Датчики уровня

Контур регистрации, контроля и сигнализации уровня в сепараторе С2.

Объектом автоматизации является сепаратор С2 . Рассматривается контур регистрации, контроля и сигнализации уровня.

Таким образом, предельный уровень жидкости составляет 0,3 м и 0,6м.

Вторичные приборы необходимы для индикации, регистрации и регулирования значений параметров.

В качестве регулятора на установке используем безбумажный регистратор Yokogawa GX20 серии SMARTDAC+ , которая представляет собой интеллектуальную систему сбора данных и управления. Станция обеспечивает как контроль процесса, используя внутренние ПИД-контуры и/или внешние контроллеры, так и регистрацию событий процесса на внутренний/внешний носитель в реальном времени. Станцию GX легко подключить к ЛВС или сети Интернет через встроенный порт Ethernet [23].

В качестве преобразователя электрического сигнала в пневматический выбран позиционер FisherDVC 6200 с входным сигналом 4 – 20 мА и выходным унифицированным пневматическим сигналом. Температура окружающей среды в диапазоне -30...80 °С. Взрывозащищенное исполнение FISCO.

Для работы в агрессивных средах, регулирования расхода нефтепродуктов используются клапаны малогабаритные типа КМР фирмы «ЛГ Автоматика» с условным диаметром, соответствующим диаметру трубопровода.

5.4 Описание систем контроля, регулирования, сигнализации и ПАЗ

1 Контроль температуры после ХВ1

Регулирование температуры потока осуществляется термопреобразователем сопротивления ТСПУ Метран-274-Ех1а (поз.ТТ 1-1), который преобразует технологический параметр в унифицированный токовый сигнал 4 – 20 мА, который передается на станцию сбора данных Yokogawa GX20 серии SMARTDAC+ (поз. ТІСА 1-2), где значение температуры отображается на экране дисплея. При регулирующем воздействии сигнал со станции сбора данных передаётся на электропневмопреобразователь FisherDVC 6200 (поз. ТУ 1-3), преобразующий электрический сигнал в пневматический, в свою очередь пневматический сигнал передаётся на регулирующий клапан КМР (поз. 1-4).

6 Безопасность жизнедеятельности

Современное состояние нефтеперерабатывающего, газоперерабатывающего и нефтехимического предприятия можно определить как опасное для окружающей среды и в целом для персонала этих объектов в частности.

Основными причинами аварий на любом заводе являются, с одной стороны неправильное проектирование, несвоевременное проведение ремонтных работ, несоблюдение норм эксплуатации технических средств работающим персоналом, с другой стороны изношенность оборудования основных сооружений, используемой техники и ухудшение материально-технического снабжения.

С целью уменьшения влияния различных негативных факторов необходимо на стадии проектирования строительства обеспечить устойчивость промышленных объектов к воздействию различных негативных факторов.

6.1 Пожарная безопасность

Вследствие того, что процесс является взрывоопасным и пожароопасным, установка по степени пожарной опасности, согласно [25].

Установка должна иметь систему пожарной безопасности, направленную на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе

- кольцо орошения колонн, используемые для охлаждения колонн в случае пожара, запитанные из заводской сети пожарной воды;
- система пенотушения горячих насосных;
- пожарные кран в помещении компрессорной;
- пожарная сигнализация в помещениях операторной, с выводом сигнала о возгорании по месту и в диспетчерскую;

6.2 Электробезопасность

На предприятиях нефтяной и газовой промышленности заряды статического электричества в большинстве случаев образуются при движении нефтей, нефтепродуктов и газов по трубопроводам, при сливо-наливных операциях, заполнении или освобождении емкостей, разбрызгивании или распылении жидкостей, дросселировании потоков сжатых газов, пропаривании и других операциях.

Вещества и материалы, имеющие удельное объемное электрическое сопротивление ниже 10^5 Ом·м, при отсутствии их разбрызгивания или распыливания, не электризуются.

Поэтому для уменьшения образования и накопления статического электричества в соответствии с [27], все аппараты, емкости и технологический блок должны иметь соответствующую защиту.

Для предотвращения возникновения зарядов статического электричества, защиты от вторичных проявлений молнии предусмотреть следующие мероприятия:

7 Экологичность проекта

7.1 Организованные и неорганизованные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и на объекте

Работа установки связана с выбросами вредных веществ в атмосферу.

Выбросы подразделяются на организованные и неорганизованные.

Организованные: выбросы происходят через свечу рассеивания при продувке оборудования инертным газом при остановках установки, воздуховыбросную трубу установки аминовой очистки газа, воздуховыбросную трубу ДКС и факельную трубу при аварийных ситуациях.

Неорганизованные: выбросы углеводородных сред в атмосферу через неплотности фланцевых соединений аппаратов, трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры.

7.2 Сточные воды, масштабы образования. Направления переработки сточных вод на объекте

При эксплуатации проектируемых объектов УПКГ проектом принимаются следующие системы канализации и очистки стоков:

- система бытовой канализации;
- система открытого дренажа;

Бытовые сточные воды от проектируемых зданий сбрасываются в наружную сеть канализации и далее отводятся в подземную дренажную емкость объемом $V=25 \text{ м}^3$. По мере заполнения емкости стоки вывозятся спецавтотранспортом на существующие канализационные очистные сооружения бытовых стоков.

Система открытого дренажа предназначена для сбора и отвода проливных и переливных вод от резервуаров питьевой воды, насосной станции и станции обеззараживания питьевой воды. Стоки от выше указанных сооружений отводятся в подземный железобетонный сборный колодец ККСБ-1.

7.3 Отходы, образующиеся при производстве продукции. Направления переработки

Технологический режим работы УПКГ приводит к образованию следующих видов отходов:

- спецодежда;
- отработанные средства индивидуальной защиты;
- люминесцентные лампы;
- тара из-под химических реагентов;

Для каждого вида отхода установлено соответствующее место складирования и транспортирования, соблюдена периодичность их образования и вывоза с территории предприятия, предусмотрены необходимые меры по обезвреживанию и утилизации образующихся отходов.

8 Экономическая часть

8.1 Общая характеристика экономического раздела

Целью экономического раздела выпускной квалификационной работы является определение экономической целесообразности проектируемой установки аминовой очистки газа, находящейся на предприятии АО «ЭмбаМунайГаз» города Атырау Республики Казахстан.

Этот раздел выполняется на основе результатов, полученных в технической части дипломного проекта (производительность установки, годовой баланс времени работы оборудования, материальный баланс установки).

В таблице 8.1.1 представлен годовой материальный баланс проектируемого и действующего производств.

Таблица 8.1.1 – Годовой материальный баланс проектируемого и действующего производств

Материальные потоки	Количество потока, тыс.т/г	
	Действующее производство	Проектируемое производство
Приход		
1. Неочищенный газ	153,681	167,215
2. Регенерированный раствор	255,264	280,790
Итого	408,945	448,005
Расход		
1. Очищенный газ	139,881	153,860
2. Насыщенный водный раствор:	13,800	13,355
- кислый газ	255,264	280,790
- аминовый раствор		
Итого	408,945	448,005

8.2 Расчет численности обслуживающего персонала

Нормальная работа установки обеспечивается промышленно – производственным персоналом. Численность персонала рассчитывается по категориям, профессиям, сметному штату, явочному и списочному составу. Для определения эффективного фонда рабочего времени составляется баланс рабочего времени одного рабочего, который показан в таблице 8.2.1. Он составляется, исходя из принятого режима работы, действующего положения об отпусках, данных о количествах невыходов по болезни и другим причинам [31].

Таблица 8.2.1 – Баланс рабочего времени

Наименование	Дни	Часы
1 Календарный фонд рабочего времени	365	8760
2 Нерабочие дни: - выходные дни	183	4392
3 Номинальный фонд рабочего времени	182	4368
4 Невыходы на работу: - основной отпуск - неявки по болезни - исполнение гос. обязанностей	41 36 3 2	984 864 72 48
5 Эффективный фонд рабочего времени	141	3384

Коэффициент подмены:

$$K_{\text{под}} = t_{\text{ном}} / t_{\text{эф}} = 182 / 141 = 1,29$$

Для непрерывного производства на установке требуется круглосуточная работа обслуживающего персонала, организация которой распределена по графику. Расчёт численности обслуживающего персонала произведен с учётом длительности рабочей смены 12 часов. Списочная численность определяется умножением явочной численности в смену на количество бригад и на отношение номинального фонда времени к эффективному, т.е. на коэффициент подмены.

Расчет списочной численности ведется по форме, приведенной в таблице 8.2.2.

Таблица 8.2.2 – Расчет списочной численности производственных рабочих

Профессия и разряд	Кол-во в смену	Количество бригад	$k_{\text{под}}$	Списочная численность
1	2	3	4	5
Оператор, V	2	2	1,29	5
Аппаратчик, V	3	2	1,29	8
Машинист, IV	2	2	1,29	5
Инженер – технолог	-	-	-	1
Начальник цеха	-	-	-	1
Механик установки	-	-	-	1
Итого	7	-	-	21

8.3 Расчет и калькулирование себестоимости продукции

Расчет затрат на вспомогательные материалы, топливо и энергию представлен в таблице 8.5.1.

Таблица 8.5.1 – Расчет затрат на вспомогательные материалы, топливо и энергию установки очистки газа

Наименование МТС	Норма расхода на 1 т.	Расход в год, ед.	Цена, за ед., руб	Сумма в год, тыс. руб
1		3	4	5
МДЭА, тыс.т	1,28	180	42415	7634,70
Антивспениватель, т	0,009	1,33	13922	18,098
Уголь активированный, т	0,20	28,3	58875	1666,163
Фильтр(материал), т	0,002	0,310	93500	28,985
ИТОГО		-	-	9347,95
Электроэнергия, кВт*ч	220 628,95	31119833	1,32	41078,18
Пар, Гкал	194,70	27462	337,57	9270,347
Вода оборотная, м ³	5,1	720	29,84	21,485
ИТОГО		-	-	50370,01

8.4 Расчет экономической эффективности проектируемой установки

Таблица 8.6.1 – Расчет цен и стоимости товарной продукции (базовый)

Наименование продукции	Количество, тыс.т	Себестоимость 1 т, руб.	Рентабельность продукции, %	Прибыль, руб./т	Цена предприятия,	Себестоимость всего выпуска, тыс.руб.	Стоимость продукции по ценам предприятия, тыс.руб.	Прибыль от реализации, тыс. руб.
Очищенный газ	139,88	14051,75	20	2810,35	16862,10	1965572,95	2 358 670,55	393 097,65
Кислый газ	13,80	2400,00	10	240,00	2640,00	33120	36432,00	3312
Итого	153,68					1998692,95	2 395 102,55	396409,65

Таблица 8.6.2 – Расчет цен и стоимости товарной продукции (проектный)

Наименование продукции	Количество, тыс.т	Себестоимость 1 т, руб.	Рентабельность продукции, %	Прибыль, руб./т	Цена предприятия,	Себестоимость всего выпуска, тыс.руб.	Стоимость продукции по ценам предприятия, тыс.руб.	Прибыль от реализации, тыс. руб.
Очищенный газ	153,86	14323,58	20	2864,72	17328,00	2 203 825,73	2 644 591,84	440 766,11
Кислый газ	13,36	2400,00	10	240,00	2640,00	32 064,00	35 270,4	3206,40
Итого	167,22					2 235 889,73	2 679 862,24	443 972,51

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены методы очистки природных и попутных нефтяных газов от кислых примесей в России и за рубежом, изучен материал по технологии очистки газа от кислых компонентов растворами алканолламинов. В ходе выполнения курсовой работы углубили теоретические знания по вопросам закономерностей технологических процессов переработки природного и попутного газа; принципиальных действующих и современных технологических схем установок переработки природного и попутного газа; методах совершенствования данных технологий. В результате работы над курсовым проектом были рассчитаны материальные и тепловые балансы основных оборудования процесса аминовой очистки газа на примере АО «ЭмбаМунайГаз», города Атырау. Также был выполнен расчет и подбор технологического оборудования. Расчет производства ввелся на новую производительность 166,621 млн. м³/год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Технологический регламент установки аминовой очистки газа – АО «ЭмбаМунайГаз», г. Атырау, 2016 – 158 с.
- 2 Берлин, М.А., Переработка нефтяных и природных газов / М.А. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков. – М.: Химия, 1981. – 472 с
- 3 П.С. Белов, И.А. Голубева, С.А. Низова Экология производства химических продуктов из углеводородов нефти и газа. Учебник для вузов. – М.: Химия, 1991, 256 с.
- 4 Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия, ч1. “Первичная переработка углеводородных газов”/ А.Л. Лapidус. – М., 2004. – 147 – 148 с
- 5 Б.Н. Мамтюшко, И.И. Дияров Научно-технические и практические аспекты выбора абсорбента в процессах аминовой очистки газа. Всероссийский научно-исследовательский институт углеводородного сырья (ГУП «ВНИИУС»).
- 6 Николаев В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / В.В. Николаев, Н.В. Бусыгина, И.Г. Бусыгин. М.: ОАО Издательство «Недра».1998. 184 с.
- 7 Чуракаев А. М., Переработка нефтяных газов / А. М. Чуракаев. М. : Недрa, 1983.– 450 с.
- 8 Мановян, А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа Текст.: учебное пособие для вузов. — Изд. 2-е — М.: Химия, 2001. — 568 с.
- 9 Афанасьев А.И. Технология переработки сернистого природного газа: Справочник. /А.И. Афанасьев, В.М. Стрючков, Н.Н. Подлегаев и др. М.: Недрa. 1993. 152 с.
- 10 Дронин А. П. Технология разделения углеводородных газов / А.П. Дронин, И.А. Пугач. – М.: Химия, 1975. – 176 с.
- 11 Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: Справочное пособие / Г.К. Зиберт, А.Д. Седых Ю.А. Кашицкий, Н.В. Михайлов, В.М. Демин. М.: ОАО Недрa-Бизнесцентр. 2001. 316 с
- 12 Семухин С. П. Расчёт установки очистки газа от кислых компонентов растворами алканоламинов [Текст]: методические указания по курсовому проектированию/ С. П. Семухин, Д. А. Рычков: .- Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ 2015.- 40с.
- 13 Алексеев С.З., Афанасьев А.И., Кисленко И.И., Коренев К.Д. “Очистка природного газа алканоламинами от сероводорода, диоксида углерода и других примесей”. ИРЦ Газпром, -М., 1999 г Краткий справочник физико-химических величин» под редакцией К.П. Мищенко и А.А. Равделя, Л.: Химия, 1974 г. – 200 с.

- 14 Коренченко О.В., Харламова М.Д. Эффективность применения метилдиэтанолamina в процессе аминовой очистки газов. Международный научно-исследовательский журнал. – Екатеринбург, №2 (56), 2017. Часть 2. Февраль, с. 94-98.
- 15 Дытнерский Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии: Учебник для вузов. Изд. 2-е кн. Часть 2. Массообменные процессы и аппараты. М.: Химия, 1995. – с. 450.
- 16 Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. – Л.: Химия, 1981. – 572 с.
- 17 Г.А. Кирилов, В.М. Кудрявцев, Н.С. Чирков. К вопросу расчета газонефтяных сепараторов. - М: Недра, 1958. – 312 с.
- 18 Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: Недра, 2002. – 622 с.
- 19 Датчик температуры. [Электронный ресурс]: Номенклатурный каталог «Метран». – 2015. №1. – URL: <http://www.metran.ru> (дата обращения 25.04.2019.)
- 20 Датчик расхода. [Электронный ресурс]: Номенклатурный каталог «Emerson». URL: <https://www.emerson.com/documents/automation/catalog> (дата обращения 23.04.2019.)
- 21 Каталог Метран. Тематический каталог: Датчик давления. – Челябинск, – 2015
- 22 Каталог Метран. Тематический каталог: Уровнемеры. – Челябинск, – 2016
- 23 Каталог оборудования и систем Yokogawa. – Челябинск, – 2009
- 24 Дадаян, Л.Г. Автоматизация технологических процессов. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов /Л.Дадаян.- Уфа, 2015. -54 с.
- 25 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
- 26 ГОСТ 12.1.030-2001 «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»
- 27 ГОСТ 12.1.018-2007 «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»
- 28 СП 52.133.30.2011 «Естественное и искусственное освещение»
- 29 СН 2.2.4/2.1.8.566-96. «Вибрация на рабочих местах. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»
- 30 СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
- 31 Учебно-методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине «Основы экономики и управления производством» для бакалавров направления 240100 Химическая технология – Уфа: УГНТУ, 2017. – 30 с.
- 32 Варианты заданий и справочный материал для выполнения курсовой работы по дисциплине “ Экономика и управление производством”. – Уфа: УГНТУ, 2008. – 33 с.