

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Инженерно-физический факультет
Кафедра химии и химической технологии
Направление подготовки 18.03.01 – Химическая технология
Направленность (профиль) образовательной программы Химическая
технология природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Ю.А. Гужель


«___» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расчет установки осушки газа

Исполнитель

студент группы 618-об



(подпись, дата)

А.М. Гасникова

Руководитель

доцент, канд. техн. наук



(подпись, дата)

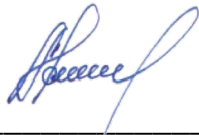
Г.Г. Охотникова

Консультант по

безопасности

жизнедеятельности.

доцент, канд. техн. наук

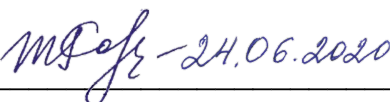


(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль

профессор, д-р хим. наук



(подпись, дата)

Т.А. Родина

Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Инженерно-физический
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Ю.А. Гужель
«___» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гасниковой Анастасии Михайловны

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Расчет установки осушки газа конденсационным методом» утверждена Приказом от 30.04.2020 г № 810-уч
2. Срок сдачи студентом законченной работы 04.07.2020 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Пропановый испаритель – массовый расход неосушенного газа – 126 кг/с, температура на входе в испаритель 8 °С, на выходе – минус 20 °С; температура пропана на входе – минус 42,1 °С, на выходе – минус 5 °С. Теплообменник газ/газ: расход осушенного газа 59,03 кг/с, температура на входе – минус 20 °С, на выходе – 10 °С; температура неосушенного газа на входе – 50 °С, на выходе –5 °С. Литературные данные.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам осушки газа. Описание технологической схемы установки осушки газа и регенерации гликоля. Расчет установки осушки – пропанового испарителя, теплообменника, тепловой расчет.
5. Перечень материалов приложения: Технологическая схема установки осушки газа и регенерации гликоля
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А. В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 13.05.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Охотникова Галина Генриховна, доцент, канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению 13.05.2020 г.






РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 56 с., 12 рисунков, 13 таблиц, 1 приложение, 36 источников.

ОСУШКА ГАЗА, АДСОРБЦИЯ, ОХЛАЖДЕНИЕ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ТОЧКА РОСЫ, АБСОРБЦИЯ, ГИДРАТЫ

В работе выполнен литературный обзор используемых процессов осушки природного газа; рассмотрены требования к осушаемому газу, основные методы осушки газа; изучена технологическая схема установки осушки газа с блоком регенерации, выполнены расчеты основного оборудования.

Цель работы – анализ основных методов осушки газа на основании научных изданий отечественного и зарубежного опыта и выполнение расчета установки осушки газа.

					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Гасникова А.М.					У	3	56
Пров.	Охотникова Г.Г.					АмГУ ИФФ гр. 618-об		
Н. контр.	Родина Т.А.							
Утв.	Гужель Ю.А.							

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	5
Введение	6
1 Литературный обзор	8
1.1 Назначение осушки и требования к осушаемому газу	8
1.2 Основные методы осушки газа	9
1.2.1 Адсорбционная осушка газа	10
1.2.2 Абсорбционная осушка газа	14
1.2.3 Осушка газа охлаждением	17
1.3 Инновационные методы осушки газа	22
2 Технологическая часть	25
2.1 Характеристика Оренбургского газоперерабатывающего завода	25
2.2 Описание технологической схемы установки осушки газа и регенерации гликоля	26
2.3 Расчет установки осушки газа с регенерацией гликоля	28
2.3.1 Расчет пропанового испарителя	28
2.3.2 Расчет теплообменника газ/газ	37
2.3.3 Проверочный тепловой расчет	43
3 Безопасность и экологичность производства	45
3.1 Основные требования безопасности при эксплуатации установки осушки газа	45
3.2 Воздействие на окружающую среду при условиях аварийной и безаварийной эксплуатации установки осушки газа	48
Заключение	51
Библиографический список	52
Приложение А	56

						ВКР.161861.180301.ПЗ		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Гасникова А.М.					у	4	56
Пров.	Охотникова Г.Г.					АмГУ ИФФ		
Н. контр.	Родина Т.А.					гр. 618-об		
Утв.	Гужель Ю.А.							

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ОГПЗ – Оренбургский газоперерабатывающий завод;

ТТР – температура точки росы;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

					ВКР.161861.180301.ПЗ							
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	Расчет установки осушки газа			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Гасникова А.М.</i>	<i>Гас</i>					У	5	56		
<i>Пров.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>	<i>Ох</i>					АмГУ ИФФ гр. 618-об				
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>	<i>Т.А. Родина</i>	<i>24.06.2022</i>								
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>										

ВВЕДЕНИЕ




Извлекаемый природный газ содержит пары воды, а также мелкие частички горной породы, песка и другие твердые примеси, в состав природного газа помимо углеводородных компонентов, входят азот, диоксид углерода, сернистые компоненты, гелий и другие компоненты [1]. Технически и экономически целесообразно газ перед подачей в магистральный газопровод подвергать специальной подготовке, то есть его осушке.

Необходимость удаления влаги обусловлена отрицательным влиянием влаги на работу оборудования и газопроводов, в первую очередь потому, что влага способствует образованию гидратов. Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами. Гидраты осаждаются на стенках трубопроводов и аппаратов в виде льда и способствуют закупорке оборудования.

Наличие влаги опасно также и тем, что некоторые примеси в газе хорошо растворимы. Опаснее всего сероводород, который контактируя с влагой, дает серную и сернистую кислоты, которые разрушают систему и оборудование на ней.

По этим причинам природный газ подлежит обязательной осушке. Для осушки используют различные методы, такие как низкотемпературная сепарация, охлаждение, абсорбция, адсорбция или комбинирование перечисленных методов. На выбор технологии осушки газа влияет состав сырья, требуемая глубина осушки.

Таким образом, добытый газ непригоден к транспортировке. Подготовка газа к транспортировке – необходимый технологический процесс. Газ, который поступит потребителю, должен соответствовать особым требованиям.

					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Гасникова А.М.				У	6	56
Пров.		Охотникова Г.Г.				АмГУ ИФФ гр. 618-об		
Н. контр.		Родина Т.А.						
Утв.		Гужель Ю.А.						

Обычно содержание паров воды, CO_2 , H_2S в очищенном природном газе регламентируется стандартом [2].

Целью бакалаврской работы является выполнение расчета установки осушки газа на основании анализа и систематизации результатов отечественных научных и инженерных исследований и зарубежного опыта.

Для реализации поставленных целей требуется:

- изучить имеющийся отечественный и зарубежный опыт по теме работы, используя материал публикаций;
- ознакомиться с основными и инновационными методами осушки газа;
- изучить технологическую схему установки осушки газа, действующую на Оренбургском ГПЗ;
- выполнить расчет основного оборудования.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Назначение осушки и требования к осушаемому газу

Осушка природного газа – процесс удаления водяных паров из природного газа [3]. Осушка газа необходима для:

- обеспечения бесперебойной работы магистральных газопроводов;
- предотвращения гидратообразования;
- уменьшения коррозии оборудования.

При транспортировке влажного газа может возникнуть такая проблема, как накопление влаги в некоторых местах газопровода, и это может привести к серьезным проблемам, в том числе, к снижению пропускной способности магистрали. Одним из основных показателей процесса осушки газа является точка росы.

Точка росы – это наивысшая температура, при которой при данном давлении и составе газа конденсируются капли влаги [4]. Данный показатель контролируют по нормативному документу СТО Газпром 089-2010 [2]. Согласно данному стандарту значения температуры точки росы по воде зависят от макроклиматических условий районов, которые бывают умеренными и холодными (таблица 1).

Таблица 1 – Значения температуры точки росы по воде

Наименование показателя	Значения для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше:		
- зимний период	- 10,0	- 20,0
- летний период	- 10,0	- 14,0

					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Гасникова А.М.					У	8	56
Пров.	Охотникова Г.Г.					АмГУ ИФФ		
Н. контр.	Родина Т.А.					гр. 618-об		
Утв.	Гужель Ю.А.							

Измерение ТТР проводят по ГОСТ 20060-83 [5]. Данный документ распространяется на природные углеводородные газы, которые поступают с промышленных установок подготовки газа и газоперерабатывающих заводов в газопроводы, газы, транспортируемые по магистральным газопроводам и поставляемые потребителям. Согласно [5] существует три метода определения количества водяных паров и точки росы влаги, которые представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Классификация методов определения точки росы

Метод	Применение
Конденсационный	Для определения температуры точки росы влаги в газах, которые не содержат капельной жидкости и точка росы углеводородов которых не превышает точки росы влаги более чем на 5 °С.
Электролитический	Для измерения содержания водяных паров и определения точки росы газов, объемная доля влаги в которых не более 0,2 % и парциальная доля метанола в парах воды не превышает 10 %.
Абсорбционный	Для определения водяных паров при их содержании в газе более 100 мг/м. При титровании раствором Карла Фишера содержание сернистых соединений не должно превышать 30 мг/м.

1.2 Основные методы осушки природного газа

Как известно, содержание влаги в природном газе может быть причиной образования гидратов. Для предотвращения данного явления целесообразно направить газ на его осушку. В России точка росы в зимний период должна достигать минус 20 °С, а в летний период – минус 14 °С [6].

Для выбора нужной технологии осушки газа руководствуются такими показателями как затраты на оборудование и ингибиторы.

Основные методы осушки газа представлены на рисунке 1.

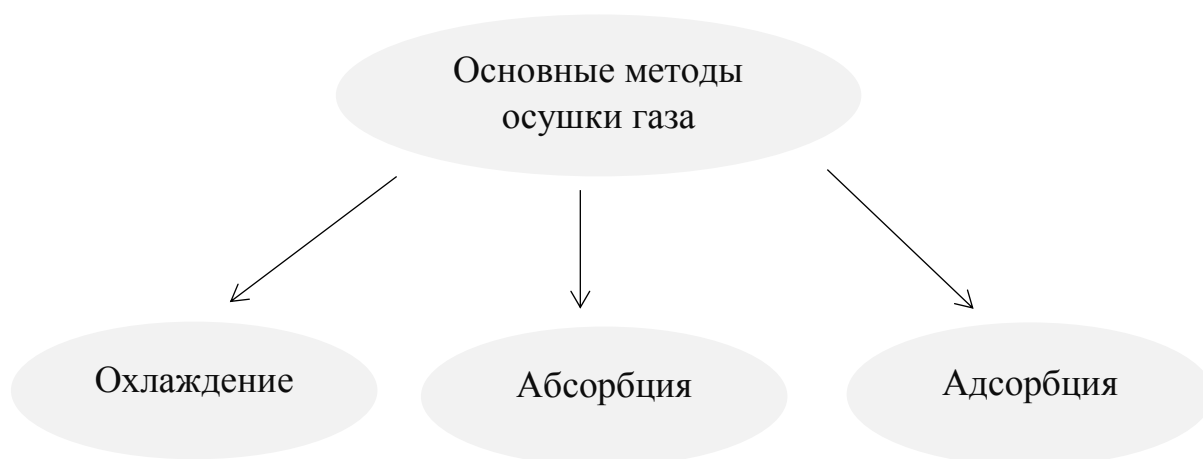


Рисунок 1 – Основные методы осушки газа

1.2.1 Адсорбционная осушка газа

Процесс данной осушки газа основан на поглощении порами твердых адсорбентов молекул воды и осуществляется в аппаратах периодического действия с неподвижным слоем адсорбента [6].

В качестве адсорбентов применяются в основном:

- силикагели;
- алюмосиликагели;
- активированный оксид алюминия;
- бокситы;
- цеолиты.

Наиболее часто используемый – это силикагель.

Силикагели – пористые гидрофильные гранулы высушенного геля поликремниевых кислот $m\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ [7]. Технический силикагель содержит около 99,5 % SiO_2 .

Достоинством силикагеля, по сравнению с другими адсорбентами является наибольшая легкость регенерации. Но газы, в составе которых отсутствуют непредельные углеводороды, не следует осушать силикагелем, поскольку они, по аналогии с маслами, гликолями и аминами легко сорбируются силикагелем и при его регенерации, частично разлагаясь, образуют смолы, которые закупоривают поры, что способствует понижению влагоемкости адсорбентов.

Силикагель имеет ряд достоинств: низкая температура, которая требуется для регенерации лежит в интервале от 110 °С до 200 °С, а, следовательно, более низкие энергозатраты в отличие от других промышленных сорбентов, такие как оксид алюминия и цеолиты.

Изменение температуры существенно влияет на сохранность адсорбента. Данный фактор приводит к старению и разрушению силикагеля, в большей степени при больших градиентах температур. Можно предположить, что скорость разрушения силикагеля прямо пропорциональна количеству температурных изменений.

Кроме того, силикагели инертны; имеют высокую механическую прочность к истиранию и раздавливанию; пожаро- и взрывобезопасны; обладают термической устойчивостью и экологически безвредны. Основной недостаток – хрупкость при транспортировке. Но, так как в составе силикагеля имеется некоторое количество минеральных примесей (в т.ч. оксиды металлов), силикагели могут по отношению к органическим соединениям выступать в качестве катализаторов. В этом случае на поверхности зерен силикагеля будут проходить процессы, приводящие к образованию кокса и снижению активности адсорбента [8].

Активированные угли – пористые вещества, которые могут быть в гранулированном и порошкообразном состоянии. Активированные угли получают удалением из угля смолистых веществ.

Синтетические цеолиты (молекулярные сита). Они представляют собой алюмосиликаты, которые содержат окислы щелочных и щелочноземельных металлов.

Цеолиты могут быть природными и искусственно синтезированными. Высокой селективностью обладают природные цеолиты.

Синтетические цеолиты обладают идеальной однородной микропористой структурой. Они имеют способность выборочно адсорбировать молекулы малых размеров при низких концентрациях адсорбируемого компонента.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Цеолиты марок КА, NaA, CaA, NaX, CaX являются наиболее распространёнными. Левая часть обозначает вид катионов, которые находятся в адсорбционных полостях, а правая – тип кристаллической решетки. Наличие катионов оказывает влияние на адсорбцию полярных веществ (NH_3 , H_2O). Также благодаря их наличию достигается глубокая осушка газов.

Катионы способствуют глубокой осушке газовых смесей.

Синтетически цеолиты отличаются своей высокой стоимостью. Но, несмотря на это, они обеспечивают очень низкую точку росы при высокой адсорбционной способности, они также прочны при контакте с капельной влагой и эксплуатационные расходы при их использовании наиболее низкие.

Свойства адсорбентов представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Свойства адсорбентов

Расчетный срок службы адсорбента – 2 года. Такие факторы как количество и состав газа, который поступает в адсорберы, продолжительность циклов, скорость потоков и температура регенерации влияют на срок службы адсорбента-осушителя.

Изготовление адсорбентов в виде гранул существенно способствует понижению сопротивления движения газа. Температура, при которой осуществляется регенерации адсорбентов обычно составляет $160\text{ }^{\circ}\text{C} - 180\text{ }^{\circ}\text{C}$.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основным аппаратом установки адсорбционной осушки газа является адсорбер, который представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат. Схема адсорбера приведена на рисунке 3. Неосушенный газ поступает в адсорбер через патрубок 1, проходит слой пористого адсорбента 2, который находится на горизонтальной решетке 3, и удаляется из аппарата через патрубок 4. В технологической схеме должно быть как минимум два адсорбера (второй работает в качестве регенератора). Его работа состоит из трех периодов: осушка газа – регенерация – охлаждение адсорбента. Осуществление непрерывного процесса предполагает наличие, как минимум, двух аппаратов, в одном из которых будет производиться осушка газа, в другом – регенерация адсорбента с последующим охлаждением [9].

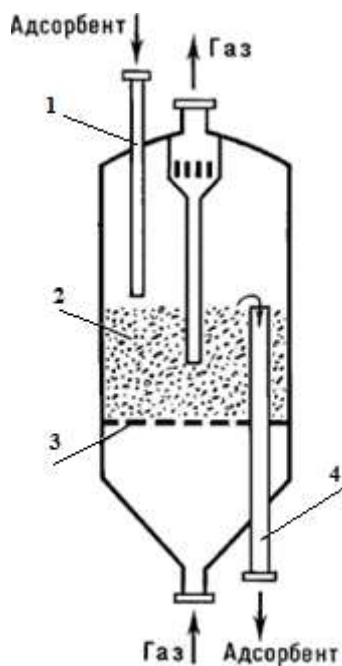


Рисунок 3 – Схема адсорбера

Основными достоинствами адсорбционного метода являются низкая точка росы осушенного газа, продолжительный срок службы адсорбента, простота и надежность эксплуатации. Также адсорбция очищает газ от таких вредных примесей, как меркаптаны и сероводород, в некоторых случаях – ртуть. К недостаткам можно отнести большие капитальные вложения, высокие эксплуатаци-

онные затраты, а также загрязнение адсорбента и необходимость частой его замены.

1.2.2 Абсорбционная осушка газа

Данный метод подразумевает использование жидких поглотителей влаги. Для осушки газа в качестве абсорбента используются гликоли, а для извлечения тяжелых углеводородов – углеводородные жидкости.

Высокая взаиморастворимость с молекулами воды, простота регенерации, низкие температуры контакта, а также низкие коррозионные свойства – это основные требования, которые предъявляются к абсорбентам [10].

В нашей стране принято использовать в качестве абсорбента – диэтиленгликоль, в то время как за рубежом широкое применение имеет триэтиленгликоль. Поэтому рассмотрим в качестве поглотителя именно гликоли.

Процесс абсорбции газа происходит в вертикальных и горизонтальных цилиндрических сосудах – абсорберах [11]. Схема абсорбера представлена на рисунке 4. Извлечение жидкости из потока газа происходит за счет движения сред противотоком. Осушенный абсорбентом газ, поступает в газопровод, а насыщенный влагой гликоль поступает в колонну регенерации.

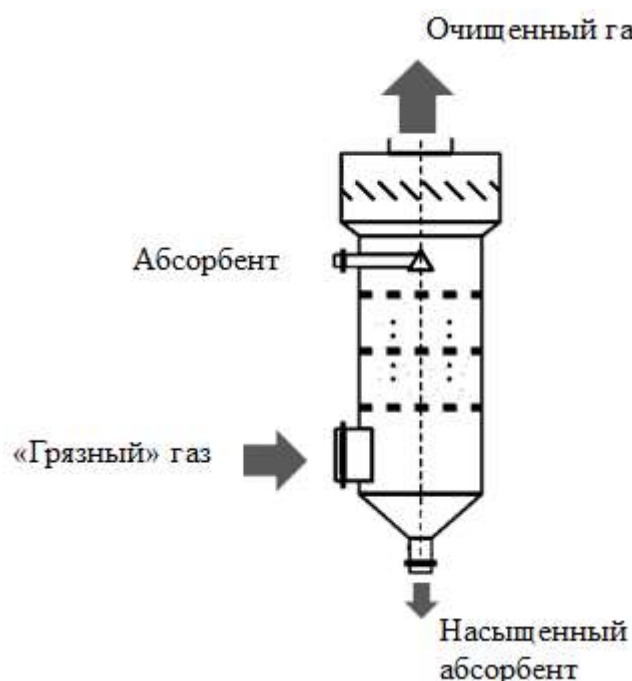


Рисунок 4 – Схема абсорбера

Процесс регенерации – это сложный и многоступенчатый технологический процесс. Поэтому остановимся на основных его этапах. После насыщения гликоля в абсорбере он поступает в выветриватель, где абсорбент отделяется от остатков газа. Затем гликоль поступает на нагрев в теплообменник, в котором осуществляется теплообмен с регенерированным гликолем. Нагретый гликоль направляется в десорбер, где происходит массо- и теплообмен с потоком движущегося вверх пара, а затем в испаритель. В испарителе выпариваются остатки влаги, за счет нагрева гликоля до необходимой температуры. После регенерации абсорбент охлаждается в теплообменнике, затем направляется в рабочую емкость и снова в абсорбер [12].

На эффективность осушки влияют следующие факторы, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки

Фактор	Как влияет
Давление	Определяет металлоемкость абсорбера, расход осушителя, энергию на работу циркуляционного насоса. С повышением давления снижается влагосодержание газа.
Температура	Определяет технико-экономические показатели процесса осушки. С повышением температуры увеличивается парциальное давление паров воды над абсорбентом и повышается точка росы. Обычно процесс осушки проводится при температуре осушаемого газа не выше 45 °С – 50 °С.
Кратность абсорбента	На большинстве установок, использующих ТЭГ, кратность составляет 10-35 л/кг влаги. На установках двухступенчатой глубокой осушки с депрессией точки росы до 90 °С кратность возрастает до 70 л/кг.
Концентрация	Чем меньше воды содержится в абсорбенте, тем ниже точка росы осушаемого газа. Обычно для осушки газов до точки росы – 25 °С, применяют растворы, содержащие 90 % – 98,5 % ДЭГ или 95 % – 99 % ТЭГ.

Анализ работ, посвященных процессам осушки газа [10 – 16], позволяет выделить следующие преимущества и недостатки данного метода:

Преимущества заключаются в следующем:

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- обеспечение глубокой осушки газа;
- непрерывность процесса;
- возможность осушки газа с веществами, разрушающие адсорбент;
- малые перепады давления в системе осушки.

Недостатки:

- недостаточная глубина десорбции воды, которая снижает эффективность процесса;
- вспенивание гликоля в абсорбере;
- коррозия оборудования кислотами, образующимися в процессе разложения гликоля;
- потери абсорбента с парами воды при десорбции.

Регенерацию гликолей осуществляют в основном при атмосферном давлении и при вакууме. Выбор технологии зависит от требуемой концентрации регенерированного раствора абсорбента. Для получения концентрации регенерированного гликоля выше 98,0 % ,то регенерации при атмосферном давлении недостаточно, в этом случае используют вакуум. Также регенерацию можно осуществить подачей отдувочного газа либо азеотропной ректификацией. Использование вакуумной регенерация гликолей обуславливается более высокими требованиями к значению точки росы осушенного газа.

При атмосферном давлении температура регенерации диэтиленгликоля составляет 120 °С – 150 °С, а для триэтиленгликоля – не выше 204 °С. При этом, концентрация диэтиленгликоля составляет 98,5 % – 99,3 %; а триэтиленгликоля – до 99,5 %. При помощи вакуума можно получить точку росы в области температур от – 10 °С до – 25 °С. Вакуум создается за счет конденсации паров воды или путем удаления гликолей вакуумным насосом или эжектором.

Схема вакуумной регенерации гликоля представлена на рисунке 5.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

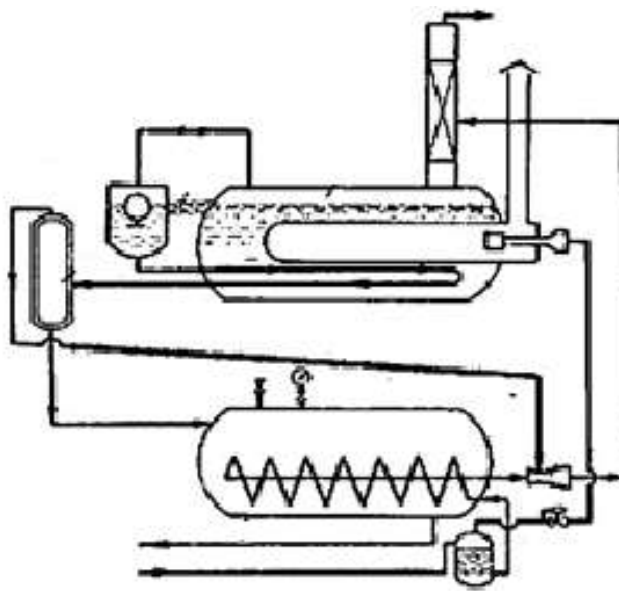


Рисунок 5 – Вакуумная регенерация гликоля

Основные принципы и оборудование одинаковы как в вакуумной регенерации, так и в регенерации при атмосферном давлении [14]. Главными элементами являются теплообменник, десорбер и испаритель. Отличительной особенностью этих технологий является то, что в вакуумной регенерации применяется насос, который создает разрежение в десорбере и испарителе. Благодаря разрежению значительно повышается качество регенерации гликоля и достигается концентрации регенерированного гликоля до 99,5 %. Так как созданное давление 0,06 – 0,09 МПа позволяет испарят влагу при низких температурах, то соответственно нет необходимости нагревать гликоль более 164 °С.

1.2.3 Осушка газа охлаждением

Данный метод осушки газа может быть осуществлен двумя способами: прямым и непрямым охлаждением.

Непрямое охлаждение – это расширение природного газа, которое может быть достигнуто с помощью расширителя или клапана Джоуля-Томсона. Данный процесс характеризуется падением температуры для удаления конденсированной воды с получением обезвоженного природного газа [15]. Принцип действия аналогичен удалению влаги из наружного воздуха в результате кондиционирования воздуха. Газ выталкивается через сужающее устройство, называе-

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мое расширительным клапаном, в пространство с более низким давлением. По мере расширения газа среднее расстояние между молекулами увеличивается. Из-за межмолекулярных сил притяжения расширение вызывает увеличение потенциальной энергии газа. Если при этом не извлекается никакая внешняя работа и не передается тепло, то общая энергия газа остается прежней. Таким образом, увеличение потенциальной энергии влечет за собой уменьшение кинетической энергии и, следовательно, температуры.

Прямое охлаждение – содержание воды в природном газе уменьшается по мере снижения температуры при постоянном давлении. Во время процесса охлаждения избыток воды в парообразном состоянии становится жидкостью и удаляется из системы. Природный газ, содержащий меньше водяного пара при низкой температуре, выводится из холодильной установки. Газ, обезвоженный охлаждением, все еще находится при температуре точки росы воды, если только температура не будет снова повышена или давление не уменьшится. Данный метод не является самостоятельным, охлаждение используется в сочетании с другими процессами осушки.

Для предотвращения гидратообразования используют специальные ингибиторы гидратов – метанол или моноэтиленгликоль [16]. Гликоль может быть впрыснут в газ перед теплообменным аппаратом для достижения более низких температур перед расширением в низкотемпературный сепаратор.

Подачу метанола для осушки газа в основном используют на промыслах, а не на ГПЗ. При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. При введение метанола в газовый поток, необходимо обеспечить хорошее распыление и их общее смешение

Часто используемым ингибитором является моноэтиленгликоль, который используют для предотвращения образования гидратных пробок в трубопроводе. Поэтому далее будет рассматриваться именно гликоль. Он является самым распространённым ингибитором, так как его потери в трубопроводе крайне малы, они составляют не более одного процента. Более того, моноэтиленгли-

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

коль не образует коррозий и экологически безопасен, а также его расход намного меньше, чем у метанола [17]. Несмотря на все достоинства, у данного ингибитора есть свои недостатки. Во-первых, он в несколько раз дороже метанола, во-вторых, при более низких температурах метанол имеет свойство замерзать. Сравнительная характеристика представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение свойств метанола и моноэтиленгликоля

Вещество	Метанол	Моноэтиленгликоль
Плотность при 20 °С, кг/ м ³	787	1110
Вязкость при 20 °С, сП	0,5	18
Температура замерзания, °С	- 98	- 13

Ингибитор важно вводить в охлаждаемый газовый поток как на входе в теплообменник, так и на входе в испаритель. С помощью распыления ингибитора по трубным решеткам можно добиться равномерное его распределение. Для этого используют специальные устройства, вмонтированные в теплообменники, которые представлены на рисунке 6.

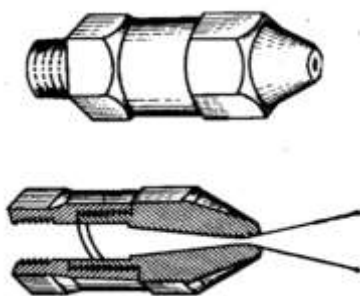


Рисунок 6 – Сопла для распыления ингибитора

После распыления частицы гликоля поступают внутрь теплообменника, который изображен на рисунке 7 и существенно увеличиваются в своих размерах, при этом наблюдается выпадение жидкости, которая движется по дну трубок и вследствие этого ухудшается теплообмен между осушаемым газом и раствором ингибитора. При распылении главное правило – не допустить образование тумана.

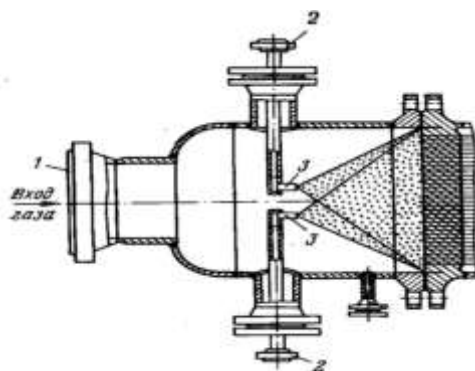


Рисунок 7 – Теплообменник с распыливающими соплами
1 – вход газа; 2 – вход гликоля; 3 – распыливающие сопла

В качестве хладагента в межтрубном пространстве испарителя применяют пропан. Благодаря низкой температуре кипения пропана достигается эффект охлаждения.

Для перехода жидкой фазы гликоля в газовую требуются затраты какого-то количества тепла. Охлаждение газа за счет испарения пропана можно достичь с помощью контроля давления.

Пропан или любой другой хладагент закипает в испарителе при очень низкой температуре и забирает тепло из газового потока, тем самым конденсируя часть газа. После охлаждения газ, конденсат и раствор ингибитора направляются в трехфазный сепаратор. В сепараторе отделенный конденсат подается в установку фракционирования. Полученный газ соответствует требованиям точки росы, как по воде, так и по углеводородам. В свою очередь, он подвергается теплообмену с входящим потоком неосушенного газа. Насыщенный ингибитор отделяется от углеводородного газа в трехфазном сепараторе и переносится в регенератор. Концентрация регенерированного гликоля обычно остается между 75 % и 80 %. Регенерированный гликоль повторно впрыскивается в газовый поток путем смешивания воды для снижения температуры гидратообразования до требуемого уровня

Процесс отделение гликоля от частиц газа осуществляется в трехфазном сепараторе, который представлен на рисунке 8. В таком сепараторе для предот-

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вращения уноса углеводородов, растворившихся в гликоле, предусмотрен змеевик.

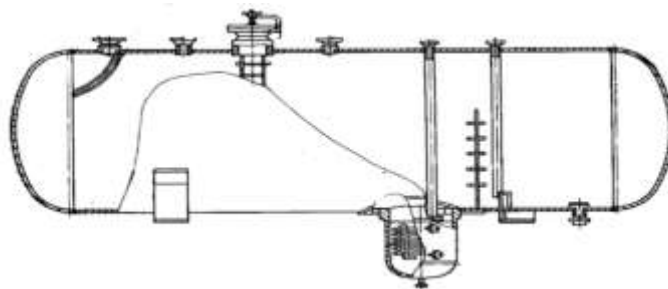


Рисунок 8 – Конструкция трехфазного сепаратора

Регенерация гликоля осуществляется при атмосферном давлении. В десорбере также вмонтирован змеевик, в котором нагревается раствор гликоля. При этом пары воды, находящиеся в контакте с трубками змеевика, конденсируются и образуют поток орошения для поддержания необходимой температуры верха регенератора. Предварительно нагретый в змеевике насыщенный раствор гликоля поступает в кипятильник, где от него отпаривается вода. Часть гликоля и испарившаяся вода попадают в отпарную колонну, которая представлена на рисунке 9. Вода, проходя снизу вверх в десорбере, отделяется от оставшихся паров гликоля. Полностью регенерированный гликоль из кипятильника направляется на впрыск.

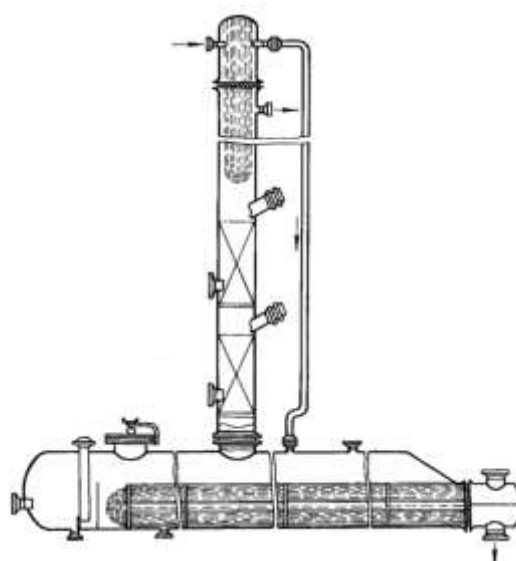


Рисунок 9 – Регенератор гликолей

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3 Инновационные методы осушки газа

Обобщая проведенный анализ материалов, посвященных проблеме осушке газа, можно сделать вывод, что для подготовки к транспорту и переработке природного газа основными методами осушки газа являются процессы адсорбционной осушки газа, охлаждения и абсорбции. Но в настоящее время разрабатываются и внедряются новые технологии.

Наиболее широко используются мембранные технологии осушки газа. В качестве примера рассмотрим мембранную технологию «Тегас» для подготовки углеводородных газов.

«Тегас» – ведущий российский производитель и поставщик компрессорного оборудования, газоразделительных установок, станций сжатия и утилизации природного газа [18]. Данная компания применяет совершенные мембраны, которые способны обеспечить уникальный спектр возможностей в области разделения газов. Данная мембранная технология позволяет подготовить газ по многим параметрам. Она снижает содержание сероводорода, меркаптанов, диоксида углерода, осуществляет процессы осушки по воде и по углеводородам. На рисунке 10 представлена схема газоразделения мембранным методом.

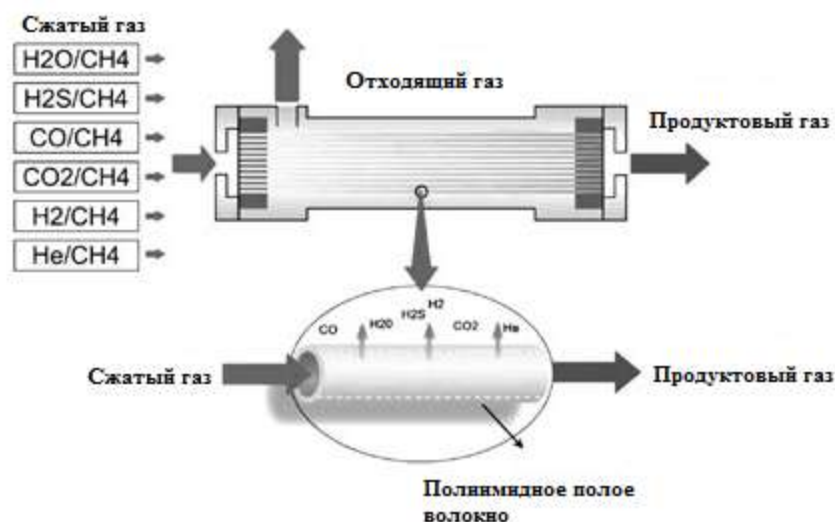


Рисунок 10 – Схема газоразделения мембранным методом

У данной технологии имеются следующие достоинства:

- высокая удельная производительность;

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- достаточно высокая селективность;
- быстрый запуск/остановка;
- химическая стойкость и стабильность к твердым частицам;
- не требует высоких затрат на установку;
- минимальное обслуживание.

Компанией «Тегас» разработаны специальные мобильные компрессорные станции [19]. Данные установки обеспечивают высокую мобильность, минимизируют материальные и временные затраты на промышленную установку. Мобильны установки имеют возможность осуществлять подготовку газа, до необходимых требований для транспортировки на ГПЗ.

Существует еще один метод, разработанный Французским институтом нефти и получивший название «Ифпексол» [20]. Данный процесс осуществляет осушку природного газа посредством контактирования с охлажденным метанолом. Также процесс предполагает последующую регенерацию метанола путем дросселирования или нагревания.

«Ифпексол» не только осушает газ до необходимой точки росы, но и очищает от нежелательных примесей.

Недостатком процесса является необходимость подпитки установки свежим метанолом, часть которого непрерывно уносится с очищенным газом. Производить метанол на основе предварительной конверсии природного газа в синтез-газ на промыслах нецелесообразно.

Также известно [21], что для подготовки природного газа, который идет вместе с конденсатом, обычно используют технологию низкотемпературной сепарации, где НТС происходит за счёт эффекта Джоуля-Томпсона. Но данная технология имеет высокие капитальные и эксплуатационные затраты при строительстве и обустройстве месторождений.

Актуальной является новая технология, которая называется сверхзвуковая газодинамическая сепарация природных газов, так же она имеет названия 3S-технология [22]. Данная технология основана на расширении потока газа, кото-

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рый предварительно закручен в сопле Лаваля. На рисунке 11 представлена схема конструкции сепаратора

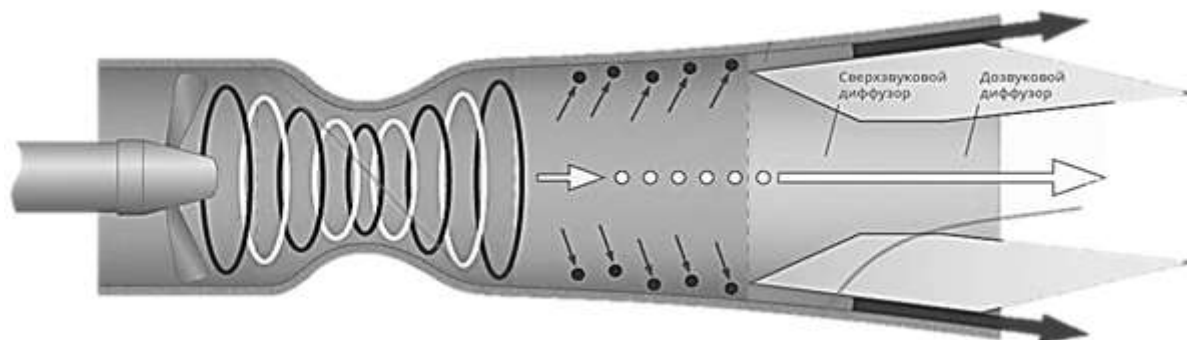


Рисунок 11 – Схема конструкции сепаратора

Газ подается в секцию со статическими лезвиями и лопастями, благодаря которым создается быстрый вихрь в газе. Затем газ направляется в сопло Лаваля, где он ускоряется на сверхзвуковых скоростях, преодолевая падение давления. Данный процесс приводит к снижению температуры и конденсации целевых компонентов смеси газов.

Создаются два потока: газожидкостная смесь и газ. Первый поступает в газожидкостный сепаратор, второй – потребителю.

Благодаря применению данного сепаратора достигается экономия капитальных и эксплуатационных затрат. Также сверхзвуковой сепаратор имеет низкую металлоемкость, малогабаритность [23].

Подобнее процесс осушки газа будет рассматриваться на примере Оренбургского газоперерабатывающего завода.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика Оренбургского газоперерабатывающего завода

Оренбургский ГПЗ имеет производительность по каждой из трех очередей 15 млрд. м³ сырого газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения [24].

Содержание гелия, сероводорода и диоксида углерода на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении составляет около 0,055 % об., 2,7 %, 1,6 % соответственно. Природный газ на месторождении содержит смесь легких углеводородов от этана до бутана с примесями азота и диоксида углерода, сероводорода и остальных агрессивных компонентов.

ГПЗ использует различные технологические процессы для подготовки и переработки газа. Газ подвергается осушке от влаги, очистки от меркаптанов, диоксида углерода. Из газа выделяют тяжёлые углеводороды на установке низкотемпературной абсорбции. Также на предприятии выделяют ШФЛУ. Для производства одорантов используют меркаптаны, а для серы – сероводород. Технологическая структура завода представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Технологическая структура и действующие мощности установок Оренбургского ГПЗ

Технологический процесс	Число установок	Год ввода	Мощность
Очистка газа от H ₂ S и CO ₂ и низкотемпературная осушка, млн. м ³	8	1974-1978	37500
Цеолитовая очистка от меркаптанов, млн. м ³	2		6000
Производство серы, тыс.т	7		1500
Стабилизация конденсата, тыс.т	5		6260
Грануляция серы, тыс.т	1	2000	Нет данных

					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Гасникова А.М.		<i>Гасникова</i>			У	25	56
Пров.	Охотникова Г.Г.		<i>Охотникова</i>			АмГУ ИФФ		
Н. контр.	Родина Т.А.		<i>Родина</i>	24.06.2010		гр. 618-об		
Утв.	Гужель Ю.А.							

Продукция, которая производится заводом, отвечает всем нормативным требованиям [25]. ОГПЗ выпускает горючий природный газ, стабильный газовый конденсат, одорант природный, техническую серу в различных модификациях, углеводородные газы для автомобильного транспорта.

2.2 Описание технологической схемы установки осушки газа и регенерации гликоля

Рассмотрим технологическую схему установки осушки газа и регенерации гликоля (Приложение А) [26].

Данная схема относится к методам охлаждения газа. Данный метод является предварительной осушкой газа. В зависимости от того, куда подается данный газ, выбирается дальнейший его путь.

Осушенный от воды газ поступает либо потребителю, либо отправляется на выделение пропан-бутановой фракции. Выделение фракции осуществляется на установке низкотемпературной масляной абсорбции. Также газ может направляться на низкотемпературное разделение, в этом случае необходима осушка на цеолитах.

В отличие от абсорбционной гликолевой осушки здесь в качестве абсорберов установлены кожухотрубные теплообменники с встроенными форсунками для впрыска гликоля, которые изображены на рисунке 12.

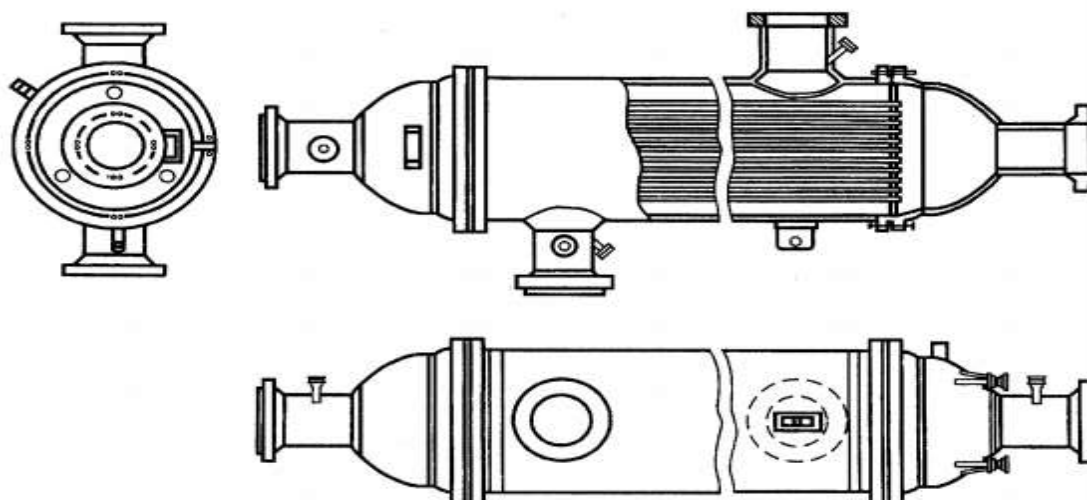


Рисунок 12 – Теплообменник с форсунками для впрыска гликоля

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

На установку низкотемпературной осушки газ поступает с установки аминовой очистки. Затем он подается на охлаждение в теплообменник 1. Охлаждение происходит за счет отходящего по межтрубному пространству товарного газа. После охлаждения газ направляется в сепаратор 7. Там происходит отделение сконденсировавшейся жидкости и унесенного газовым потоком амина с установки аминовой очистки. Затем газ проходит через последовательно расположенные теплообменники 2, 3, 4. В теплообменники 2 и 4 осуществляется впрыск 85 %-ный раствора моноэтиленгликоля. Здесь газ охлаждается потоком товарного газа, проходящего по межтрубному пространству. В поток охлажденного таким образом газа снова впрыскивается гликоль для предотвращения гидратообразования в пропановом испарителе 6. Газ в трубном пространстве охлаждается потоком испаряющегося пропана. Благодаря протеканию экзотермического процесса в межтрубном пространстве температура газового потока достигает минус 15 °С. Пары пропана отправляются на пропановую холодильную установку для компримирования, сжижения и охлаждения, после чего обратно поступают в цикл.

После охлаждения газ направляется в трехфазный разделитель 5, где отделяется от насыщенного гликоля и сконденсировавшихся углеводородов. После отделения газ проходит ряд теплообменников 2, 3, 4 в обратном направлении. Давление на выходе из теплообменника составляет 5,5 МПа, а температура – до 45 °С. Газ либо направляется потребителю, либо поступает на дальнейшую переработку.

Отходящий с низа сепаратора 5 гликоль подвергается нагреву в теплообменниках 8 и 9 и двухступенчатой дегазации в аппаратах 10 и 11. Сепараторы 10 и 11 разделяют поток на газ, углеводородный конденсат насыщенный гликоль. Последний поступает в теплообменник 15, где нагревается потоком регенерированного гликоля, а затем поступает в колонну регенерации 12. Нагрев гликоля осуществляется благодаря ребойлеру 13, который находится в нижней части колонны. При нагреве, выделившаяся влага переходит в парообразное

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состояние и движется в верхнюю часть колонны. Пары воды отводятся с колонны при температуре 105 °С

Вода, которая сконденсировалась при охлаждении в холодильнике 18, подается на орошение колонны. С низа колонны отводится регенерированный гликоль, нагревается в теплообменнике 15, затем поступает в водяной холодильник 16 и насосом снова подается на впрыск.

2.3 Расчет установки осушки газа с регенерацией гликоля

Для данной установки осушки газа основным оборудованием являются теплообменник газ/газ и пропановый испаритель. Для проектирования чертежей теплообменного аппарата основным параметром является его рабочая площадь. Для этого необходимо выполнить конструктивный тепловой расчет.

Также необходимо выполнить поверочный тепловой расчет для определения температур теплоносителей на выходе из теплообменного аппарата.

Расчет аппаратов будем проводить согласно методике [27].

2.3.1 Расчет пропанового испарителя

Исходные данные представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные

Параметры теплоносителей	
Неосушенный газ	
Массовый расход G_1 , кг/с	126
Температура на входе t'_1 , °С	8
Температура на выходе t''_1 , °С	-20
Пропан	
Массовый расход G_2 , кг/с	-
Температура на входе t'_2 , °С	-42,1
Температура на выходе t''_2 , °С	-5

Конструктивный расчет состоит из следующих этапов:

1) Определение средних арифметических температур для обоих потоков:

Неосушенный газ:

$$t_{m1} = \frac{t_1' + t_1''}{2}, \quad (1)$$

$$t_{m1} = \frac{8 + (-20)}{2} = 6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Пропан:

$$t_m = \frac{t_2' + t_2''}{2}, \quad (2)$$

$$t_m = \frac{-42,1 + (-5)}{2} = -23,55 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2) Определение теплофизических свойств для обоих потоков согласно справочной литературе [28]. Свойства представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Теплофизические свойства теплоносителей

Свойства	Неосушенный газ	Пропан
C_{pm} , кДж/(кг·К)	2,17	1,475
λ , Вт/(Км)	0,030	0,013
$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	14,18	0,385
ρ , кг/м ³	0,752	2,152
Pr	0,736	4,530

Исходя из полученных значений, делаем вывод о том, что неосушенный газ идет пот трубам, а пропан – в межтрубном пространстве.

3) Определение тепловой мощности на основании формулы:

$$Q_1 = \eta \cdot G_1 \cdot C_{pm1} \cdot \Delta t_1, \quad (3)$$

где η – коэффициент, учитывающий тепловые потери в окружающую среду

$$Q_1 = 0,97 \cdot 126,24 \cdot 2,17 \cdot 6 = 7440,23 \text{ кВт}$$

Расход пропана таким образом:

$$G_2 = \frac{Q_1}{C_{pm2} \cdot \Delta t_2}, \quad (4)$$

$$G_2 = \frac{7440,23}{1,475 \cdot 23,55} = 135,96 \text{ кг/с}$$

$$Q_2 = G_2 \cdot C_{pm2} \cdot \Delta t_2, \quad (5)$$

$$Q_2 = 135,96 \cdot 1,475 \cdot 23,55 = 7440,23 \text{ кВт}$$

4) Средняя разность температур между теплоносителями Θ_m определяется по формуле:

$$\Theta_m = \Theta_{mL} = \frac{\Theta_1 - \Theta_2}{\ln \frac{\Theta_1}{\Theta_2}}, \quad (6)$$

где $\Theta_1 = t_1' - t_2'$, а $\Theta_2 = t_1'' - t_2''$

$$\Theta_1 = 8 - (-5) = 13 \text{ °C}$$

$$\Theta_2 = 20 - (-42,1) = 22,1 \text{ °C}$$

Следовательно:

$$\Theta_{mL} = \frac{13 - 21}{\ln \frac{13}{21}} = 17,15 \text{ °C}$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) Коэффициент теплопередачи определяется по следующей формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{mp}} + \left(\frac{\delta}{\lambda}\right)_{з.тр} + \left(\frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}\right) + \left(\frac{\delta}{\lambda}\right)_{з.мтр} + \frac{1}{\alpha_{мтр}}} \quad (7)$$

где α_{mp} и $\alpha_{мтр}$ – коэффициенты теплоотдачи в трубном и межтрубном пространстве. Для потока природного газа примем коэффициент теплоотдачи равным 1100 Вт/(м² · К), а для потока пропана – 4000 Вт/(м² · К). Термические сопротивления загрязнений для обеих поверхностей примем 000055 (м² · К)/Вт.

Тогда коэффициент теплопередачи согласно формуле (7):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{1100} + 5,5 \cdot 10^{-4} + \frac{0,002}{43,6} + 5,5 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{4000}} = 762,97 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

б) Определим расчетную площадь поверхности теплообмена по формуле:

$$F_{расч} = \frac{Q}{k \cdot \theta_{mL}}, \quad (8)$$

$$F_{расч} = \frac{7440,23}{762,97 \cdot 17,15} = 568,63 \text{ м}^2$$

7) Для определения площадей проходных сечений в обоих пространствах используем следующие формулы:

$$f_{min} = \frac{G}{\rho \cdot \omega_{max}}, \quad (9)$$

$$f_{max} = \frac{G}{\rho \cdot \omega_{min}}, \quad (10)$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где w_{min} и w_{max} являются соответственно максимальной и минимальной скоростями потоков. Для обоих потоков их пределы примем от 10 до 25 м/с.

Согласно формулам (3) и (4) найдем площади проходных сечений:

$$f_{тр.мах} = 0,316 \text{ м}^2,$$

$$f_{тр.мин} = 0,126 \text{ м}^2,$$

$$f_{мтр.мах} = 0,340 \text{ м}^2,$$

$$f_{мтр.мин} = 0,136 \text{ м}^2$$

3) Для расчета минимального индекса противоточности существует следующая формула:

$$P_{min} = \frac{(t_1' - t_2') \cdot (t_2'' - t_1'')}{(t_1' - t_1'') \cdot (t_2'' - t_2')} \quad (11)$$

$$P_{min} = \frac{(8 - (-42,1)) \cdot (-5 - (-20))}{(8 - (-20)) \cdot (-5 - (-42,1))} = 0,72$$

Согласно справочной литературе по полученным значениям площадей теплообмена выбираем испаритель с U-образными трубами. Характеристики теплообменника представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Конструктивные характеристики выбранного аппарата

Диаметр кожуха, м	2000
Наружный диаметр труб, м	0,025
Число ходов по трубам	2
Площади проходного сечения одного хода:	
По трубам, м ²	0,147
В вырезе перегородки, м ²	0,179
Между перегородками, м ²	0,3
Площадь поверхностного теплообмена, м ²	585
Длина теплообменных труб, м	6

Для нахождения действительной разницы температур используем формулу:

$$R = \frac{(t_1' - t_1'')}{(t_2'' - t_2')} \quad (12)$$

$$R = \frac{8 - (-20)}{(-5) - (-42,1)} = 0,75 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$$

$$PS = \frac{(t_2'' - t_2')}{(t_1' - t_2')} \quad (13)$$

$$PS = \frac{(-5) - (-42,1)}{8 - (-42,1)} = 0,74$$

По справочным данным [29] определим, что $\varepsilon_{\Delta t} \approx 0,99$

Таким образом

$$\Theta_m = \varepsilon_{\Delta t} \cdot \Theta_{mL}, \quad (14)$$

$$\Theta_m = 0,99 \cdot 17,55 = 16,98 \text{ }^\circ\text{C}$$

Известно, что:

$$\Theta_m = \frac{\Delta T}{\ln \frac{\Theta_{ma} + 0,5 \cdot \Delta T}{\Theta_{ma} - 0,5 \cdot \Delta T}} \quad (15)$$

Следовательно, находим, что $\Delta T = 10,8 \text{ }^\circ\text{C}$

Индекс противоточности:

$$P = \frac{(\Delta t_1 + \Delta t_2) - \Delta T^2}{4 \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2}, \quad (16)$$

$$P = \frac{28 + 37,1 - 10,8^2}{4 \cdot 28 \cdot 37,1} = 0,99$$

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле (7), но для этого необходимо определить коэффициенты теплоотдачи, используя следующую формулу:

Перед этим необходимо посчитать $\alpha_{тр}$ и $\alpha_{мтр}$.

$$\alpha_{мтр} = C \cdot Re^m \cdot Pr^n \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_c}\right)^{0,25} \cdot \frac{\lambda_{тр}}{(d_H - 2 \cdot \delta_{ст})} \quad (17)$$

где Re , Pr , Gr – числа подобия теплоносителя, движущегося в теплообменных трубах ТА, при средней арифметической температуре потока;

$\lambda_{тр}$ – коэффициент теплопроводности теплоносителя, движущегося в теплообменных трубах ТА;

d_H , $\delta_{ст}$ – наружный диаметр и толщина стенки теплообменных труб.

Средняя скорость теплоносителя в трубном пространстве:

$$w_{тр} = \frac{G_{тр}}{f_{тр} \cdot \rho_{тр}} \quad (18)$$

$$w_{тр} = 21,469 \text{ м}^2$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w_{мтр} \cdot (d_H - 2 \cdot \delta_{ст})}{\nu_{мтр}} \quad (19)$$

$$Re = \frac{21,469 \cdot (0,02 - 0,004)}{14,18 \cdot 10^{-6}} = 21169$$

Из [28] определяем следующие константы:

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C = 0,021 \quad j = 0,02 \quad y = 0,43 \quad i = 0$$

Определим критерий Прандтля при средней разности температур:

$$\theta_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \left[\left(\frac{t_1' + t_1''}{2} \right) + \left(\frac{t_2' + t_2''}{2} \right) \right] = -14,78 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Подставим полученные значения в формулу (17):

$$\alpha_{\text{мтр}} = 0,021 \cdot 21169^{0,6} \cdot 0,736^{0,43} \cdot \frac{0,738}{0,738} \cdot \frac{0,0300}{(0,025 - 2 \cdot 0,002)} = 1058,44 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Для теплоносителя в межтрубном пространстве коэффициент теплоотдачи определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{мтр}} = \frac{Nu \cdot \lambda_{\text{мтр}}}{d_{\text{н}}} \quad (20)$$

$$Nu = C \cdot C_z \cdot C_l \cdot Re^m \cdot Pr^n \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_c} \right)^{0,25} \quad (21)$$

Необходимо найти среднюю скорость теплоносителя в межтрубном пространстве:

$$w_{\text{мтр}} = \frac{G_{\text{мтр}}}{\rho_{\text{мтр}} \cdot \sqrt{f_{\text{мп}} \cdot f_{\text{вп}}}} \quad (22)$$

$$w_{\text{мтр}} = \frac{85,34}{2,152 \cdot \sqrt{1000 \cdot 0,179 \cdot 0,675}} = 9,070 \text{ м}/\text{с}$$

Число Рейнольдса:

$$Re_{\text{мтр}} = \frac{w_{\text{мтр}} \cdot d_{\text{н}}}{\nu_{\text{мтр}}} \quad (23)$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_{\text{мтр}} = \frac{9,070 \cdot 0,025}{0,385 \cdot 10^{-6}} = 56538$$

Выбираем коэффициенты согласно [27]:

$$m = 0,6; \quad n = 0,36; \quad C = 0,731; \quad C_z = 1;$$

Таким образом, критерий Нуссельта определим согласно формуле (21):

$$Nu = 0,731 \cdot 1 \cdot 0,4 \cdot 56538^{0,6} \cdot 4,53^{0,36} \cdot \left(\frac{4,42}{4,53}\right)^{0,25} = 357,75$$

Согласно формуле (20) рассчитаем коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{\text{мтр}} = \frac{0,251 \cdot 357,75}{0,025} = 3588,76 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Подставим полученное в уравнение для нахождения коэффициента теплопередачи (7):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{1214,79} + 0,00005 + \frac{0,002}{43,6} + 0,00005 + \frac{1}{3588,76}} = 794,2 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Расчетная площадь поверхности теплообмена:

$$F_{\text{расч}} = \frac{Q}{k \cdot \theta_{mL}} \tag{24}$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{7440,23 \cdot 1000}{794,2 \cdot 16,98} = 551,76 \text{ м}^2$$

Окончательные размеры теплообменника представлены в таблице 9.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9 – Уточненные значения размеров теплообменника

Диаметр кожуха, м	2000
Наружный диаметр труб, м	0,025
Число ходов по трубам	2
Площади проходного сечения одного хода:	
По трубам, м ²	0,147
В вырезе перегородки, м ²	0,179
Между перегородками, м ²	0,3
Площадь поверхностного теплообмена, м ²	585
Длина теплообменных труб, м	6

2.3.2 Расчет теплообменника газ/газ

Исходные данные представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные

Неосушенный газ	
Расход G_1 , кг/с	-
Температура на входе t'_1 , °C	50
Температура на выходе t''_1 , °C	5
Осушенный газ	
Расход G_2 , кг/с	59,03
Температура на входе t'_2 , °C	-20
Температура на выходе t''_2 , °C	10

Средние арифметические температуры обоих потоков определим по формулам (1) и (2):

а) Неосушенный газ

$$t_{m1} = \frac{50 + 5}{2} = 27,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

б) Осушенный газ

$$t_{m1} = \frac{-20 + 10}{2} = -5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Теплофизические свойства теплоносителей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Теплофизические свойства теплоносителей

Свойства	Неосушенный газ	Осушенный газ
C_{pm} , кДж/(кг·К)	2,26	2,17
λ , Вт/(Км)	0,0401	0,0298
$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	17,22	14,04
ρ , кг/м ³	12,601	0,723
Pr	0,781	0,737

Целесообразно направлять теплоноситель, вызывающий коррозию в трубы. Поэтому предположим, что по трубам идет неосушенный газ, а в межтрубное пространство поступает – осушенный газ.

Аналогично расчету пропанового испарителя определим расчетную тепловую мощность по формуле (5):

$$Q_2 = 59,03 \cdot 2,17 \cdot 30 = 3842,71 \text{ кВт}$$

Расход неосушенного газа будет найден по формуле:

$$G_1 = \frac{Q_2}{\eta \cdot C_{pm1} \cdot \Delta t_1} \quad (25)$$

$$G_1 = \frac{3842,71}{0,97 \cdot 2,26 \cdot 45} = 38,91 \text{ кг/с}$$

$$Q_1 = G_1 \cdot C_{pm1} \cdot \Delta t_1, \quad (26)$$

$$Q_1 = 38,91 \cdot 2,26 \cdot 45 = 3842,71 \text{ кВт}$$

Средняя разность температур между теплоносителями:

$$\Theta_1 = 50 - 10 = 40 \text{ °C}$$

$$\theta_2 = 5 - (-20) = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Согласно уравнению (6) определим среднюю разность температур:

$$\theta_{mL} = \frac{40 - 25}{\ln \frac{40}{25}} = 31,91$$

Коэффициент теплопередачи определим согласно уравнению (7):

Для обоих потоков газа можем принять коэффициенты теплоотдачи равными 350 Вт/(м² · К). Термическое сопротивление будет равным 0,001(м² · К)/Вт. В качестве материала используется сталь марки 40.

Тогда коэффициент теплопередачи согласно формуле (7):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{350} + 0,001 + \frac{0,002}{43,6} + 0,001 + \frac{1}{350}} = 128,93 \text{ Вт/(м}^2\text{·К)}$$

Расчетная площадь поверхности теплообмена определяется по формуле (8):

$$F_{\text{расч}} = \frac{3842,71}{128,93 \cdot 31,91} = 933,85 \text{ м}^2$$

Площади проходных сечений трубного и межтрубного пространства согласно (9) и (10):

$$f_{\text{тр.мах}} = \frac{18,06}{12,601 \cdot 10} = 0,309 \text{ м}^2$$

$$f_{\text{тр.мин}} = \frac{18,06}{12,601 \cdot 25} = 0,124 \text{ м}^2$$

$$f_{\text{мтр.мах}} = \frac{59,03}{0,723 \cdot 10} = 0,394 \text{ м}^2$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$f_{\text{мтр. min}} = \frac{59,03}{0,723 \cdot 25} = 0,157 \text{ м}^2$$

Минимальный индекс противоточности P_{min} находим по уравнению (11):

$$P_{\text{min}} = \frac{(50 - (-20)) \cdot (10 - 5)}{(50 - 5) \cdot (10 - (-20))} = 0,26$$

Согласно ГОСТ [30] по полученным площадям теплообмена выбираем теплообменник с U-образными трубами. Размеры теплообменника представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Конструктивные характеристики теплообменника

Диаметр кожуха, м	1400
Наружный диаметр труб, м	0,025
Число ходов по трубам	4
Площади проходного сечения одного хода:	
По трубам, м ²	0,188
В вырезе перегородки, м ²	0,179
Между перегородками, м ²	0,3
Площадь поверхностного теплообмена, м ²	1072
Длина теплообменных труб, м	9

Действительная разница температур определяется по формуле:

$$R = \frac{18,06}{12,601 \cdot 10} = 0,309 \text{ м}^2$$

$$R = \frac{(t_1' - t_1'')}{(t_2'' - t_2')} = \frac{W_2}{W_1} = \frac{40 - 5}{48 - 20} = 0,7 \text{ (м}^2 \cdot \text{K)}/\text{Вт}$$

$$PS = \frac{(t_2'' - t_2')}{(t_1' - t_2')} = \frac{35 - (-15)}{40 - (-15)} = 0,91$$

Из графиков находим, что $\varepsilon_{\Delta t} \approx 0,98$ [29].

$$\Theta_m = \varepsilon_{\Delta t} \cdot \Theta_{mL} = 0,95 \cdot 31,91 = 30,31^\circ\text{C}$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно формуле (6) определим, что $\Delta T = 28.5 \text{ }^\circ\text{C}$

Индекс противоточности вычисляется по уравнению (16):

$$P = \frac{27,5 + (-5) - 10,8^2}{4 \cdot 27,5 \cdot (-5)} = 0,86$$

Для расчета коэффициента теплопередачи используем формулу (7).

Далее необходимо найти коэффициент теплоотдачи по формуле (17). Для этого нужно найти среднюю скорость теплоносителя в трубном пространстве и число Рейнольдса по уравнениям (18) и (19):

$$w_{\text{тр}} = \frac{38,91}{0,188 \cdot 12,601} = 16,426 \text{ м}^2$$

$$Re = \frac{16,426 \cdot (0,02 - 0,004)}{17,22 \cdot 10^{-6}} = 20030$$

Из таблицы определяем следующие константы:

$$C = 0,021 \quad j = 0,021 \quad y = 0,43 \quad i = 0$$

Найдем критерий Прандтля определив для этого среднюю разность температур:

$$\Theta_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \left[\left(\frac{t_1' + t_1''}{2} \right) + \left(\frac{t_2' + t_2''}{2} \right) \right] = 11,25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Подставим все полученные значения в (17):

$$\alpha_{\text{тр}} = 0,021 \cdot 20030^{0,6} \cdot 0,7809^{0,43} \cdot \frac{0,7809}{0,8187} \cdot \frac{0,0401}{(0,025 - 2 \cdot 0,002)} = 298,41 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для расчета коэффициента теплоотдачи в межтрубном пространстве найдем по уравнению (22):

$$w_{\text{мтр}} = \frac{G_{\text{мтр}}}{\rho_{\text{мтр}} \cdot \sqrt{f_{\text{мп}} \cdot f_{\text{вп}}}} = \frac{1}{0,723 \cdot \sqrt{0,179 \cdot 0,3}} = 16,982 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса по уравнению (23):

$$Re_{\text{мтр}} = \frac{16,982 \cdot 0,025}{14,04 \cdot 10^{-6}} = 25399$$

Выбираем значения констант:

$$m = 0,6; \quad n = 0,36; \quad C = 0,731; \quad C_z = 1;$$

Число Нуссельта согласно формуле (21):

$$Nu = 0,731 \cdot 1 \cdot 0,4 \cdot 25399,8^{0,6} \cdot 0,737^{0,36} \cdot \left(\frac{0,737}{0,734}\right) = 115,24$$

Коэффициент теплоотдачи в межтрубном пространстве согласно (20):

$$\alpha_{\text{мтр}} = \frac{0,298 \cdot 115,24}{0,025} = 287,37 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Подставим полученное в уравнение (7):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{298,41} + 0,001 + \frac{0,002}{43,6} + 0,001 + \frac{1}{287,37}} = 118,32 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Найдем расчетную площадь поверхности теплообмена согласно формуле (24):

$$F_{\text{расч}} = \frac{3842,71}{118,32 \cdot 31,91} = 1060,02 \text{ м}^2$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пересчитанные значения размеров теплообменника представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Уточненные значения размеров теплообменника

Диаметр кожуха, м	1400
Наружный диаметр труб, м	0,025
Число ходов по трубам	4
Площади проходного сечения одного хода:	
По трубам, м ²	0,188
В вырезе перегородки, м ²	0,179
Между перегородками, м ²	0,3
Площадь поверхностного теплообмена, м ²	1072
Длина теплообменных труб, м	9

2.3.3 Проверочный тепловой расчет

Фактическая тепловая мощность:

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot (t'_1 - t'_2)}{\frac{1}{W_1} + \frac{1}{W_2} + \frac{1}{W_m} \cdot \left(\frac{e^{\frac{kF_{ct}}{W_m} + 1}}{e^{\frac{kF_{ct}}{W_m} - 1}} \right)} \quad (27)$$

Приведенный водяной эквивалент W_m :

$$W_m = \left(\sqrt{\left(\frac{1}{W_1} + \frac{1}{W_2} \right)^2 - \frac{4 \cdot P}{W_1 \cdot W_2}} \right)^{-1} \quad (28)$$

$$W_1 = G_1 \cdot C_{pm1}, \quad (29)$$

$$W_1 = 38,91 \cdot 2,26 \cdot 1000 = 88034,59 \text{ Вт/К}$$

$$W_2 = G_2 \cdot C_{pm2}, \quad (30)$$

$$W_2 = 59,03 \cdot 2,17 \cdot 1000 = 128090,28 \text{ Вт/К}$$

Тогда согласно (28):

$$W_m = \left(\sqrt{\left(\frac{1}{88034,59} + \frac{1}{128090,28} \right)^2 - \frac{4 \cdot 1}{88034,59 \cdot 128090,28}} \right)^{-1} = 72551,46 \text{ Вт/К}$$

Подставим полученные значения в (9):

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot (50 - (-20))}{\frac{1}{88034,59} + \frac{1}{128090,28} + \frac{1}{72551,46} \cdot \left(\frac{e^{118,32 \cdot 1072 / 72551,46 + 1}}{e^{118,32 \cdot 1072 / 72551,46} - 1} \right)} = 3612,02 \text{ кВт}$$

Определим действительные температуры потоков, выходящих из теплообменного аппарата:

$$t''_{d1} = t'_1 - \frac{Q_{cm}}{W_1} = 50 - \frac{3612020}{88034,59} = 8,97 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t''_{d2} = t'_2 + \frac{Q_{cm}}{W_2} = (-20) - \frac{3612020}{128090,28} = 8,20 \text{ }^\circ\text{C}$$

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

3.1 Основные требования безопасности при эксплуатации установки осушки газа




Эксплуатация оборудования установок осушки газа должна отвечать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 10-115-96) Госгортехнадзора России, «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПЭЭП) и «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» Госэнергонадзора России.

Установки осушки газа содержат следующие технологические оборудования: адсорберы, абсорберы, теплообменники, электрические подогреватели газа регенерации, сепараторы, холодильники, влагомаслоотделители, трубопроводы и арматуры.

Обслуживание установки осушки газа – важное требование при его эксплуатации. Предусмотрены следующие виды обслуживания:

- ежесменное;
- ежемесячное;
- полугодовое;
- текущие и капитальные ремонты.

При **ежесменном** обслуживании оборудования установок осушки газа необходимо производить визуальный контроль технического состояния оборудования, контрольно-измерительных приборов, трубопроводов и арматуры. Клапаны, манометры, крепление оборудования и арматуры должны быть целыми и без механических повреждений [31]. Также необходимо снимать показания с контрольно-измерительных приборов и производить очистку рабочей зо-

					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Гасникова А.М.				У	45	56
Пров.		Охотникова Г.Г.				АмГУ ИФФ гр. 618-об		
Н. контр.		Родина Т.А.		21.06.2016				
Утв.		Гужель Ю.А.						

ны от различных загрязнений.

При **ежемесячном** обслуживании оборудования установок осушки газа проводят проверку крепежа ниппельных и фланцевых соединений; испытания на работоспособность запорной и регулирующей арматуры на мягкость хода и отсутствие заеданий; проверку оборудования на отсутствия коррозии. При ежемесячном обслуживании проводят проверку работы световой сигнализации и систем автоматики и проверку оборудования на герметичность в течение часа давлением, равным рабочему. Выявленные отклонения должны быть устранены в ближайшее время.

При **полугодовом** обслуживании оборудования установок осушки газа производится внутренний осмотр влагомаслоотделителей, сепараторов и фильтра на отсутствие коррозии и повреждений фильтрующих элементов; испытания на герметичность оборудования. Предохранительные клапаны подлежат проверке на работоспособность путем трехкратного открытия их вручную при рабочем давлении перед клапанами. Должна быть выполнена чистка и смазка взрывозащищенных поверхностей электрооборудования, коробок выводов электроподогревателей и задвижек с электроприводом.

При проведении **текущего** ремонта оборудования установок осушки газа производится комплекс работ по полугодовому обслуживанию; ревизия оборудования, клапанов и запорной арматуры, при необходимости производится замена или ремонт.

Текущий ремонт оборудования установки рекомендовано проводить один раз в год.

Выявленные в ходе проверки дефекты следует незамедлительно устранять. Если выявленные неисправности угрожают безопасности людей, то следует немедленно отключить установку осушки газа.

Пуск, останов установки осушки газа производятся в соответствии с «Инструкцией по монтажу и эксплуатации установки осушки газа». При наличии неисправных средств автоматических защит запрещен пуск установки осушки газа.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В процессе работы установки осушки газа необходимо [32]:

- следить за показаниями контрольно-измерительных приборов;
- фиксировать в журнале не реже одного раза в смену: давление, температуру и расход газа до и после каждого элемента оборудования, точку росы осушенного газа;
- следить за герметичностью соединений и чистотой установки.

Установка осушки газа подлежит немедленной остановке при:

- температуре осушенного газа выше допустимой величины;
- перепаде давления газа на фильтрах, сепараторах адсорбиров/абсорбиров выше допустимой величины;
- температуре стенки электронагревателей выше допустимой величины;
- выходе из строя контрольно-измерительных приборов, а также средств автоматической защиты;
- наличии загазованности;
- отсутствии освещения;
- возникновении пожара, а также при невозможности устранения причин, вызвавших повышение температуры точки росы осушенного газа и давления газа регенерации выше допустимых величин, а расход газа регенерации - ниже допустимой величины.

Для остановки работы установки необходимо закрыть запорные устройства на входе и выходе из установки, открыть запорную арматуру на дренирование сепараторов, влагомаслоотделителей, пылеуловителей, и сброса газа в атмосферу из основного оборудования через продувочный трубопровод, выключить электроподогреватели газа, закрыть запорные устройства на трубопроводе подвода охлаждающей жидкости.

Существует два вида останова установок: плановый и аварийный.

Плановой остановке выполняемые действия зависят от планируемой продолжительности отключения.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Временная остановка осуществляется не более чем на 24 часа. Краткосрочный останов – не более чем на 2 недели. Длительный останов на срок более 2 недель.

В этих случаях необходимо проинформировать персонал о необходимости прекратить подачу сырьевого и продукционного газа, путем закрытия ручных клапанов подачи сырьевого газа.

Аварийный останов происходит из-за сбоя питания. Переключающие клапаны автоматически закрываются. После останова, они могут быть открыты в режиме ручного управления.

Пуск после временного и краткосрочного останова.

Проинформировать персонал входной установки о необходимости подать сырьевой газ, а персонал принимающих установок быть готовыми принимать продукционный газ.

Перед включением необходимо убедиться в том, что параметры процесса, влияющие на регулирование и отключение, соответствуют требованиям.

Все виды технического обслуживания, а также ремонты оборудования установки осушки газа проводятся обслуживающим персоналом предприятия в соответствии с эксплуатационной документацией и графиком. Результаты технического обслуживания должны фиксироваться в формуляре установки.

Установки осушки газа перед пуском в работу после длительной остановки (более трех дней) должны быть продуты природным газом.

3.2 Воздействие на окружающую среду при условиях аварийной и безаварийной эксплуатации установки осушки газа

Загрязнение атмосферы на газовом предприятии обусловлено рядом причин, к которым относят: износ оборудования и установок, нарушения техники безопасности, отсутствие соответствующих знаний у персонала по эксплуатации оборудования [34].

Сам по себе природный газ не может взрываться. Но он может образовывать газоздушную взрывоопасную смесь. Причины образования взрывных

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

газовоздушных смесей могут быть различны: некачественное закрытие арматуры, износ оборудования, негерметичность аппаратов.

Метан является главным компонентом природного газа [35]. Данный элемент не является ядовитым веществом. Допустимая норма присутствия метана в воздухе рабочей зоны составляет до одного процента. Если содержание превышает 25 %, то наблюдаются первые признаки отравления.

При возникновении аварии присутствует вероятность загрязнения атмосферного воздуха залповым выбросом газа. В этом случае атмосферу заполняет большая концентрация углеводородов и смеси природных меркаптанов, которые являются самыми отравляющими элементами. Если смотреть по классификации взрывоопасных веществ, то метан относится к 4 классу, то есть является наиболее опасным веществом по последствиям взрыва.

Последствиями выброса природного газа в атмосферу является образование взрывоопасной смеси. На размер загазованности влияют параметры оборудования и трубопроводов.

При сжигании газов, которые содержат в своем составе сероводород, наносится наибольший вред окружающей среде.

К факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на установке относят:

- наличие в трубопроводах и аппаратуре взрывоопасного газа под высоким давлением;
- наличие негерметичных фланцевых соединений;
- сочетание подземных переходов трубопроводов с надземными, являющихся местами повышенной коррозионной активности и концентрации напряжений;
- заводские дефекты оборудования;
- недостаточно качественный диагностический контроль и несвоевременное;

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– выполнение строительных работ по обеспечению герметичности трубопроводов, сосудов арматуры;

– нарушение персонала техники безопасности;

Наличие метанола на предприятиях по добыче и переработке газа является одним из опасных факторов в области охраны труда [36]. Метанол служит ингибитором гидратообразования и абсорбентом для осушки воды. Для человека самая малая доза метанола будет смертельной. Утечка метанола на установках осушки газа приведет к загрязнению окружающей среды. Риски воздействия метанола на окружающую среду характеризуется его концентрацией в воздухе, грунте и в воде.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы на основе научной документации и научных периодических изданий произведен анализ основных методов осушки газа, выявлены требования к осушаемому газу.




В процессе выполнения работы были решены следующие задачи:

– изучена технологическая схема установки осушки газа и регенерации гликоля, действующая на Оренбургском ГПЗ;

– на основании технологической схемы определено основное оборудование: теплообменник газ/газ и пропановый испаритель, обеспечивающие необходимую точку росы.

– выполнены конструктивный и проверочный тепловые расчеты для основного оборудования.

При выполнении расчета были установлены размеры аппаратов, которые служат фундаментом для проектирования чертежей, а также площади поверхностного теплообмена, обеспечивающие достаточный теплообмен между двумя теплоносителями. Для пропанового испарителя площадь поверхностного теплообмена составила 585 м^2 , а для теплообменника газ/газ – 1072 м^2 .

					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гасникова А.М.			Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Охотникова Г.Г.				У	51	56
Н. контр.		Родина Т.А.		24.06.2010	АмГУ ИФФ			
Утв.		Гужель Ю.А.			гр. 618-об			

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ИТС 50-2017 Переработка природного и попутного газа ; введ. 2018-05-01. – М : Бюро НДТ. – 224 с.

2 СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Взамен ОСТ 51.40-93 ; введ. 2010-10-25. – М. : ООО «Газпром экспо», 2010. – 19 с.

3 ГОСТ Р 53521-2009 Переработка природного газа. Термины и определения. ; введ. 2010-07-01. – М : Стандартиформ, 2010. – 28 с.

4 Лapidус А. Л. Газохимия: Учебник / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. – М. : ФГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2013. – 402 с.

5 ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. – Взамен ГОСТ 20060-74 ; введ. 1984-07-01. – М. : Стандартиформ, – 2006. – 26 с.

6 Шумский, Н. М. Основные способы осушки газа / Н. М. Шумский, О. Б. Грынив, К. А. Шумская // Молодой ученый. – 2019. – № 24 (262). – С. 158-159.

7 Богданова, Д. А. Сравнительный анализ адсорбционных свойств различных адсорбентов / Д. А. Богданова, Т. Р. Нургалиев, Н. Г. Родькин, А. В. Нуштаева // Молодой ученый. – 2016. – № 13 (117). – С. 97-100.

8 Химические системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://chemsystem.ru>

9 Паранук А.А. Анализ современных адсорберов / А.А. Паранук, В.В. Хрисониди // Евразийский союз ученых. – 2016. – № 28-2. – С. 36-39.

10 Шихалиев Б.И. Абсорбционная осушка газа / Б.И. Шихалиев, Мухэтай-эр Айхэмайти // Достижения науки и образования . – 2019. – № 3. – С. 19-21.

					ВКР.161861.180301.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа		
Разраб.		Гасникова А.М.					
Пров.		Охотникова Г.Г.			У	52	56
Н. контр.		Родина Т.А.		21.06.2020	АмГУ ИФФ		
Утв.		Гужель Ю.А.			гр. 618-об		

11 Абсорбция газа [Электронный ресурс] / Газпром трансгаз. – Режим доступа : <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/proekt-azbuka-proizvodstva/>

12 Везилов И.Р. Технология абсорбционной осушки газов и вакуумной регенерации абсорбента / И.Р. Везилов, Р. Р. Везилов // Башкирский химический журнал. – 2015. – № 4. – С. 33-38.

13 Билянский, К. В. Подготовка газа методом абсорбции / К. В. Билянский, О. М. Дарбазанов // Молодой ученый. – 2018. – № 50 (236). – С. 41-43.

14 Грынин, О. Б. Методы регенерации гликолей в газовой промышленности / О. Б. Грынин, К. А. Шумская, Н. М. Шумский // Молодой ученый. – 2020. – № 4 (294). – С. 47-48.

15 Zangana F. S. A. Study of the dehydration process of natural gas in Iraq North Gas Company and the treatment methods of molecular sieve problems/ F. S. A. Zangana, A. A Sabri // Chemical Engineering. – 2012. – P.16-19.

16 M. Netusil, P.Ditl. Comparison of methods for dehydration of natural gas stored in underground gas storages // Inżynieria i aparatura chemiczna. – 2010. – № 2. – P. 87-88.

17 Воробьев А. Е. Ингибитор гидратообразования / А.Е. Воробьев, И.Л. Капитонова // Перспективы инновационного развития угольных регионов России. – 2016. – С. 108-111.

18 Владыкин Д.В. Мембранные технологии «Тегас» для подготовки углеводородных газов / Д.В. Владыкин, А.В. Юрьев // Территория нефтегаз. – 2013. – № 10. – С. 95-96.

19 Ворошилов И. В. Мембранные технологии «Тегас» для подготовки углеводородных газов / И.В. Ворошилов, А.В. Юрьев // Экспозиция нефть газ. – 2013. – № 2 (27). – С. 19-21.

20 Перспективные технологии на основе парциального окисления углеводородных газов [Электронный ресурс] / neftegaz.ru. – Режим доступа : <https://neftegaz.ru/science/booty/332158-perspektivnyye-tekhnologii-na-osnove-partzialnogo-okisleniya-uglevodorodnykh-gazov/>

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21 Билянский, К. В. Низкотемпературный 3S сепаратор / К. В. Билянский, О. М. Дарбазанов, В. И. Зернов // Молодой ученый. – 2020. – № 10 (300). – С. 86-88.

22 Ишмурзин А.А. Сверхзвуковая сепарация при промышленной подготовке природного газа / А.А. Ишмурзин, Р.Ф. Мияссаров // Современные инновации. – 2017. – № 2 (16). – С. 16-17.

23 3S-технология [Электронный ресурс] / ENGO. – Режим доступа : <http://www.engo3s.com/3s-tehnology>

24 Голубева И.А. Оренбургский гпк – газоперерабатывающий и гелиевый заводы (ооо «газпром добыча оренбург / И.А. Голубева, Е.В. Родина, В.В. Можейкина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – № 2. – С. 31-44.

25 Газпром добыча оренбург [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://orenburg-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/a5/165/buklet.pdf>

26 Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. – М. : ОАО Издательство «Недра», 1998. – С. 211–213.

27 Калинин А. Ф. Расчёт и выбор конструкции кожухотрубного теплообменного аппарата. – М. : РГУНГ им. И.М. Губкина, 2002. – С. 82-98.

28 Трошин А.К. Теплоносители тепло- и массообменных аппаратов и их теплофизические свойства. – М., МИНГ, 1984. – 94 с.

29 Катаев К.А., Петряков В.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской научно-практической конференции. Т. 1 / под ред. О. Ф. Данилова. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2011. – С.69–71.

30 ГОСТ 14245-79. Теплообменники кожухотрубчатые с U-образными трубами. - Взамен ГОСТ 14245-69. ; введ. 1979-03-19. – Министерство химического и нефтяного машиностроения. – М. : изд-во стандартов, 1979. – 18 с.

31 ПБ 10-573-03. Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – введ. – 2003-06-11. – Ростехнадзор РФ. – М : Министерство юстиций РФ, 2003. – 41 с.

					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32 Правила эксплуатации магистральных газопроводов СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [Электронный ресурс] / neftegaz.ru. – Режим доступа : <https://neftegaz.ru/tech-library/normativno-spravochnaya-informatsiya/142122-pravila-ekspluatatsii-magistralnykh-gazoprovodov-sto-gazprom-2-3-5-454-2010/>

33 ПБ 09-12-92. правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем. – Взамен ПБ 09-12-84. – введ. – 1992-04-21. – ГосПроматомНадзор России. – М : изд-во стандартов, 1992. – 33с.

34 Приказ №6. Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей. – введ. – 2003-01-13. – Минэнерго России. – М : Министерство юстиций России. – 2003. – 209 с.

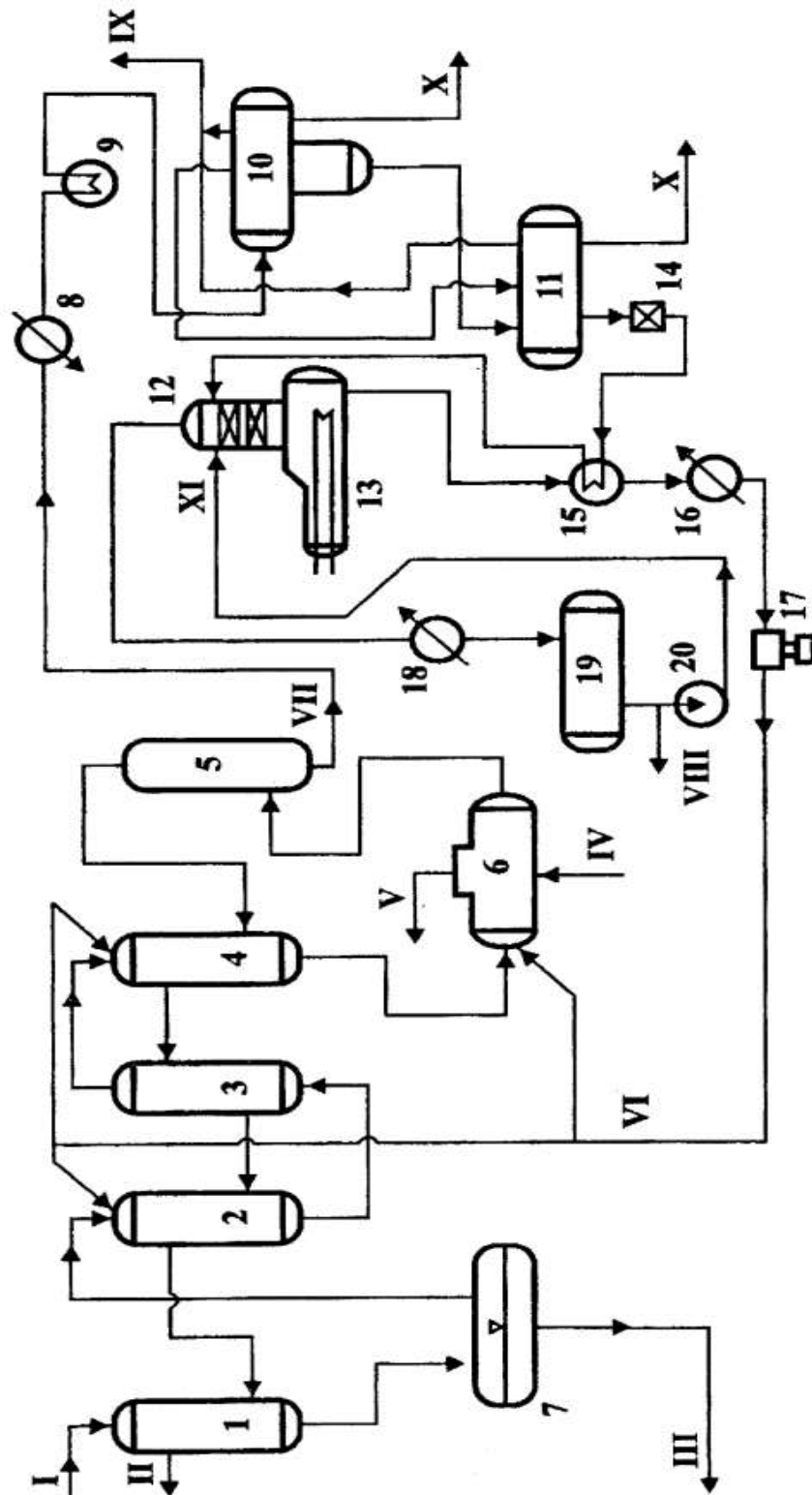
35 ГОСТ Р 57431-2017 (ИСО 16903:2015) Газ природный сжиженный. Общие характеристики (Переиздание). – введ. – 2018-01-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 26 с.

36 Экологически риски и методы их предотвращения [Электронный ресурс] / neftegaz.ru. – Режим доступа : <https://neftegaz.ru/science/ecology/331712-ch3oh-ekologicheski-riski-i-metody-ikh-predotvrashcheniya/>

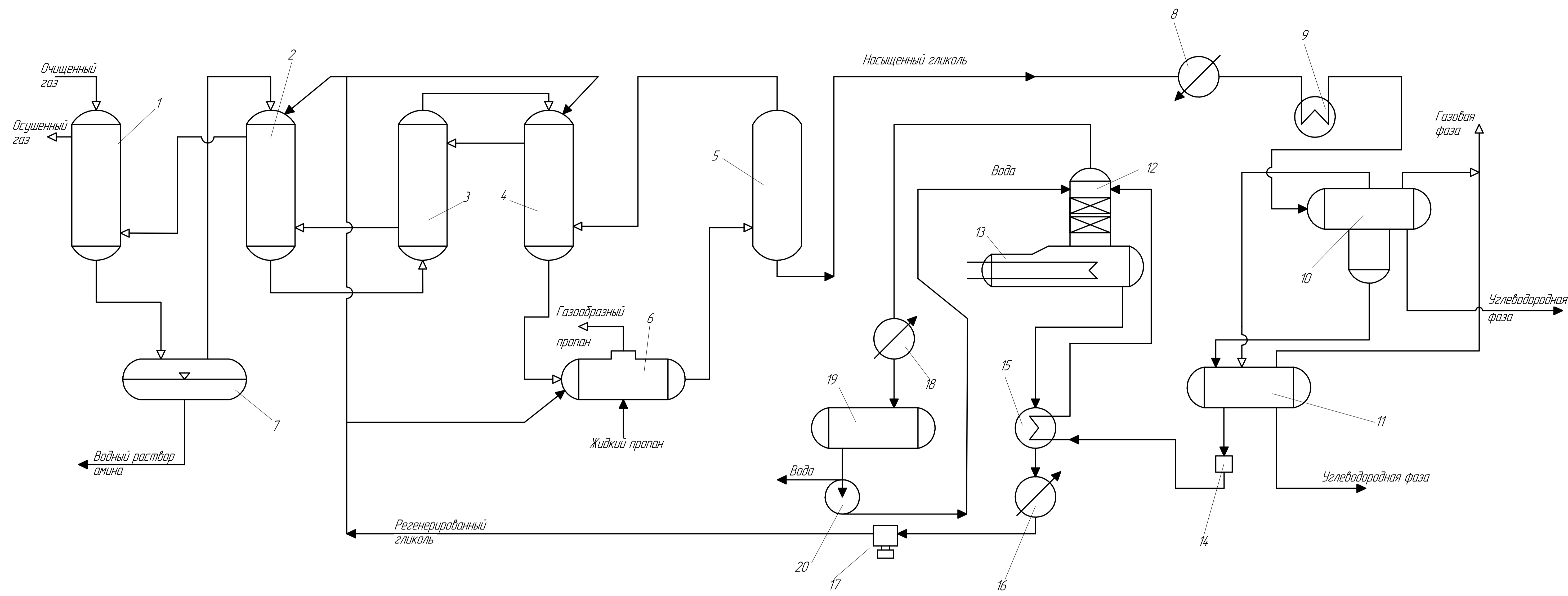
					ВКР.161861.180301.ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технологическая схема установки осушки газа и регенерации гликоля



					ВКР.161861.180301.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки осушки газа	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Гасникова А.М.	<i>Гасникова</i>				У	56	56
Пров.	Охотникова Г.Г.	<i>Охотникова</i>				АмГУ ИФФ		
Н. контр.	Родина Т.А.	<i>Родина</i>				гр. 618-об		
Утв.	Гужель Ю.А.							

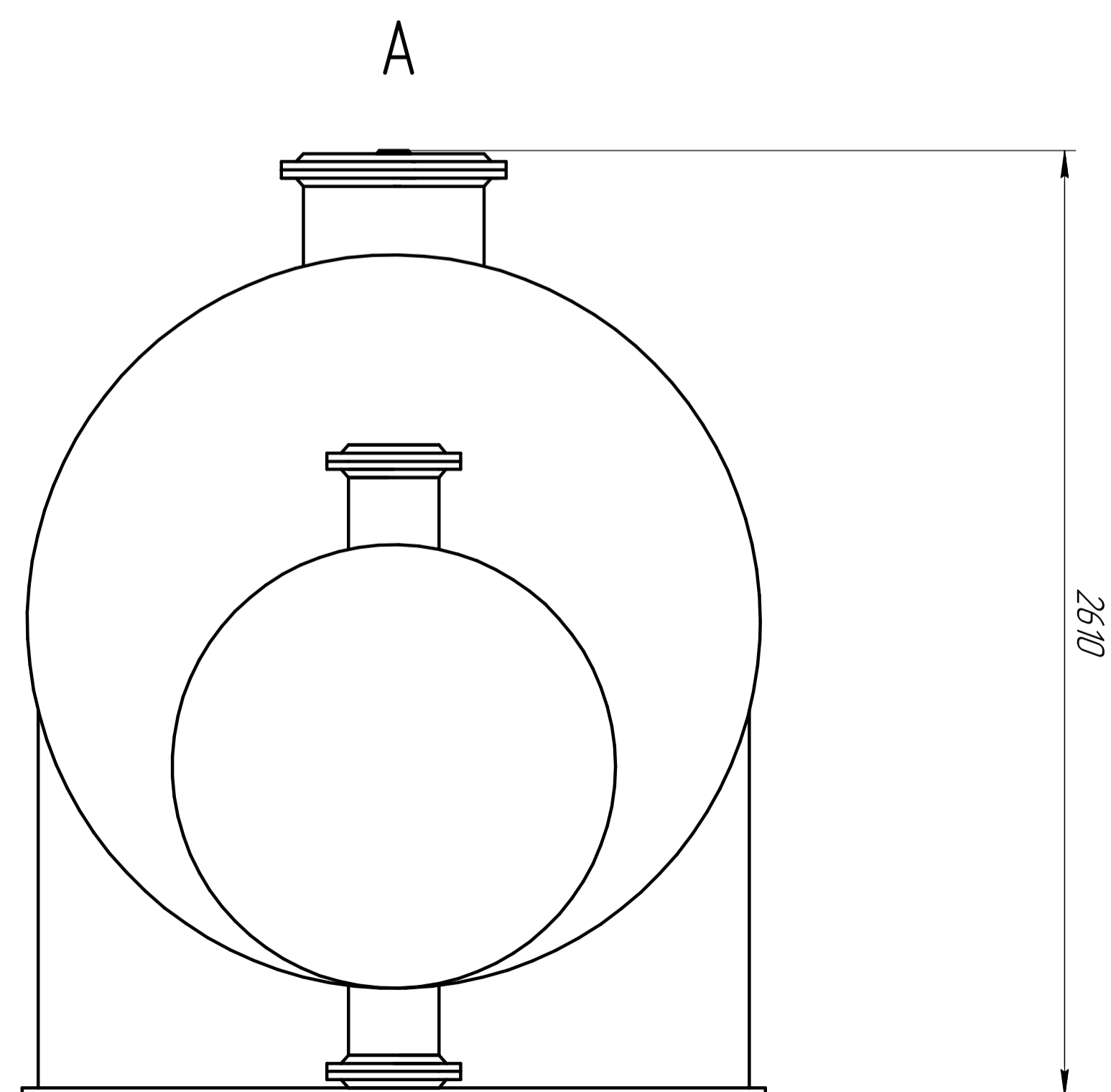
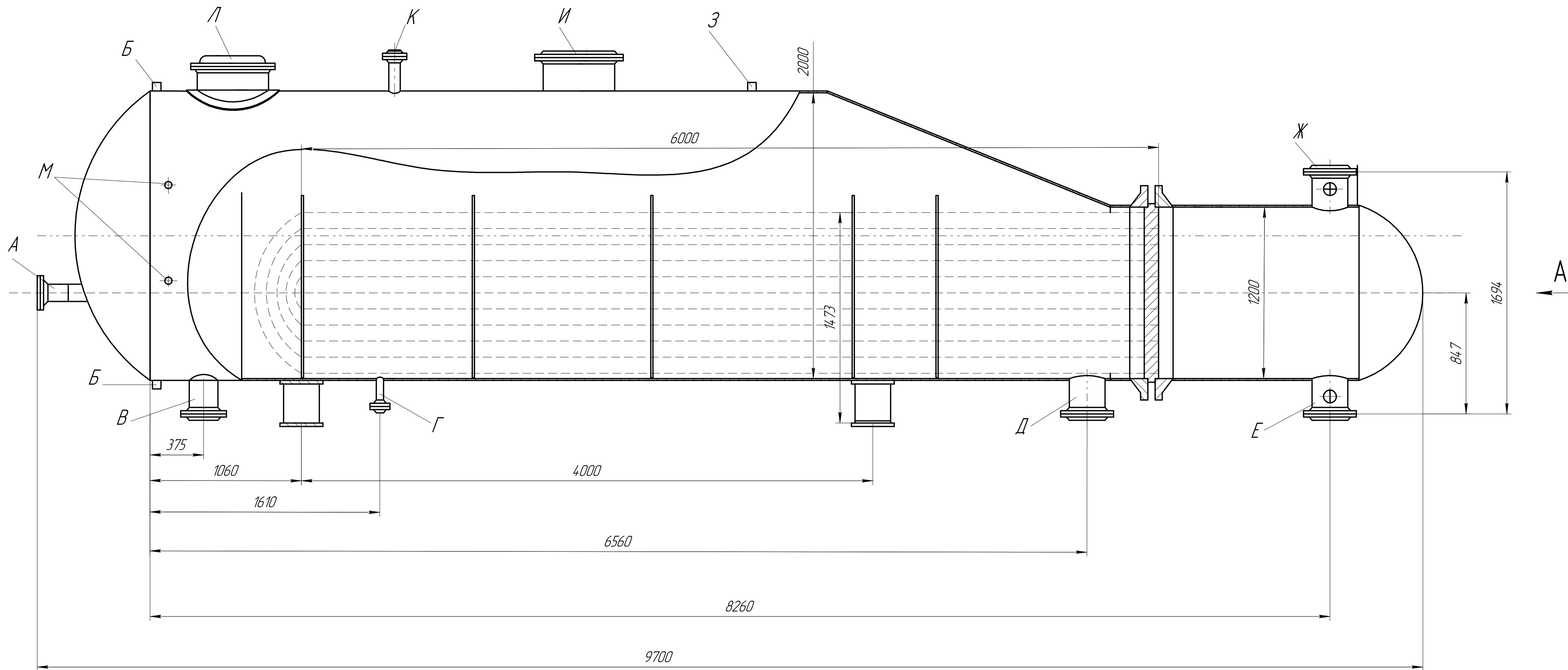


Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1-4	Теплообменники	4	
5	Сепаратор отделения гликоля	1	
6	Испаритель	1	
7	Сепаратор для отделения воды	1	
8,15	Теплообменники	2	
9	Подогреватель	1	
10,19	Емкости	2	
11	Дегазатор	1	
12	Колонна регенерации	1	
13	Ребоилер	1	
14	Фильтр	1	
16,18	Холодильники	2	
17,20	Насосы	2	

ВКР.16.1861.180301

Технологическая схема установки осушки газа				Лит	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	у	1:1
Разраб.	Усачников А.М.	Проф.	С.И.		Лист	Листов 1
Проб.	Окопникова Г.И.	Инж.	С.И.		АМГУ гр.618-од	
Т.контр.					Формат А1	
Инконтр.	Родина Т.А.	Инж.	С.И.		Копировал	
Утв.					Формат А1	

Лист № 1
 Дата
 Подп. и дата
 Инв. № инв.
 Взам. инв. №
 Инв. № инв.
 Справ. №
 Перв. примен.



Техническая характеристика:

1. Аппарат предназначен для конденсирования паров влаги в неосушенном газе;
2. Поверхность теплообмена составляет 585 м^2 ;
3. Диаметр труб $25 \times 2 \text{ мм}$;
4. На входе в установку, в неосушенный газ впрыскивается 75–85 % моноэтиленгликоль;
5. Охлаждение газового потока осуществляется до $-15 \text{ }^\circ\text{C}$.

Обозначение	Наименование	Кол.	Диаметр условный мм
А	Для монтажа пучка	1	200
Б	Для регулятора уровня	2	60
В	Выход остатка пропана	1	200
Г	Дренаж	1	50
Д	Вход жидкого пропана	1	250
Е	Выход охлажденного газа	1	250
Ж	Вход неосушенного газа	1	250
З	Для манометра	1	60
И	Выход паров пропана	1	500
К	Для предохранительного клапана	1	80
Л	Люк-лаз	1	500
М	Для указателя уровня	2	50

				ВКР.161861.180301		
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Пропановый испаритель	
Разраб.	Окончила	А.М.	С.А.		Лит	Масса
Проб.	Окончила	Г.Г.	С.А.		у	1:15
Т.контр.					Лист	Листов 1
Инж.пр.	Родина Т.А.	И.М.	С.А.		АМГУ	
Удб.					гр. 618-од	

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ОТЗЫВ

на бакалаврскую работу студента инженерно-физического факультета

Фамилия: Гасниковой

Имя: Анастасии

Отчество: Михайловны

Направление подготовки: 18.03.01 «Химическая технология»

Тема бакалаврской работы: Расчет установки осушки газа

1. Объем работы:

- количество листов дипломной работы – 56 стр.;
- количество рисунков и таблиц – 12 рисунков, 13 таблиц;
- число приложений – 1.

2. Соответствия содержания работы заданию (полное или неполное):
содержание бакалаврской работы в полной мере соответствует заданию.

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе:

вопросы задания в бакалаврской работе отражены в полном объеме.

Материалы, представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью:

материалов, представленных в бакалаврской работе, непосредственно не связанных с темой нет.

3. Достоинства бакалаврской работы:

выполнен расчет установки осушки газа.

4. Недостатки бакалаврской работы:

серьезные недостатки в бакалаврской работе отсутствуют.

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления:

бакалаврская работа выполнена самостоятельно.

6. Масштабы и характер использования специальной литературы:

нормативные правовые акты и специальная литература для решения поставленных задач использованы в достаточном объеме.

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала:

текстовая часть и графический материал оформлены в соответствии с правилами оформления бакалаврских работ, с незначительными стилистическими ошибками.

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускников:

при выполнении выпускной квалификационной работы А.М. Гасникова продемонстрировала достаточно высокий уровень профессиональной компетентности.

9. Практическая значимость (внедрение) результатов бакалаврской работы:

предложения, представленные в бакалаврской работе, могут быть использованы в деятельности предприятия.

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы:

бакалаврская работа соответствует требованиям федерального государственного образовательного стандарта и заслуживает оценки «отлично», а Гасникова Анастасия Михайловна – присвоения квалификации бакалавр по направлению подготовки 18.03.01 «Химическая технология».

«30» июня 2020 г.

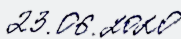
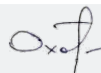
Руководитель  Г.Г. Охотникова



СПРАВКА

о результатах проверки текстового документа на наличие заимствований

Проверка выполнена в системе Антиплагиат.ВУЗ

Автор работы	Гасникова Анастасия Михайловна
Подразделение	группа 618-об
Тип работы	Выпускная квалификационная работа
Название работы	Гасникова _ ВКР.pdf
Название файла	Гасникова _ ВКР.pdf
Процент заимствования	15.66 %
Процент самоцитирования	0.00 %
Процент цитирования	11.71 %
Процент оригинальности	72.63 %
Дата проверки	08:14:18 23 июня 2020г.
Модули поиска	Модуль поиска ИПС "Адилет"; Модуль поиска "АмГУ"; Модуль выделения библиографических записей; Сводная коллекция ЭБС; Модуль поиска "Интернет Плюс"; Коллекция РГБ; Цитирование; Модуль поиска переводных заимствований; Модуль поиска переводных заимствований по eLibrary (EnRu); Модуль поиска переводных заимствований по интернет (EnRu); Коллекция eLIBRARY.RU; Коллекция ГАРАНТ; Коллекция Медицина; Диссертации и авторефераты НББ; Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU; Модуль поиска перефразирований Интернет; Коллекция Патенты; Модуль поиска общеупотребительных выражений; Кольцо вузов
Работу проверил	Охотникова Галина Генриховна ФИО проверяющего
Дата подписи	  Подпись проверяющего

