

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  
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: Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов

Исполнитель  
студент группы 818-об

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Е.Н. Землякова

Руководитель  
доцент, канд. хим. наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

С.А. Лескова

Консультант по безопасности  
жизнедеятельности  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль  
проф., док. хим. наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Т.А. Родина

Благовещенск 2022

**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 Земляковой Екатерины Николаевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов» утверждена Приказом от 04.04.2022 г №115-ОД
2. Срок сдачи студентом законченной работы 23.06.2022 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Производительность установки по сырью – 45 000 т/год. Параметры сырьевого газа: давление – 1,85 МПа; температура – 20 °С. Литературные данные. Технологическая документация, нормативная или иная документация.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам очистки и компримирования углеводородных газов. Характеристика сырья и готовой продукции. Описание технологической схемы очистки и компримирования газа. Материальный баланс процесса компримирования газа. Технологический расчет основного оборудования – компрессора, циклонного аппарата, фильтра тонкой очистки газа. Безопасность и экологичность производства.
5. Перечень материалов приложения: Технологическая схема установки компримирования газа.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 25.05.2022 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Лескова Светлана Анатольевна,  
доцент, канд. хим. наук

Задание принял к исполнению 25.05.2022 г.

\_\_\_\_\_ 

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 65 с., 6 рисунков, 6 таблиц, 31 источник.

### ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, УСТАНОВКА, ФИЛЬТР, КОНДЕНСАТ, ОЧИСТКА, СЖАТИЕ ГАЗА, ДАВЛЕНИЕ, ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЕ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, КОМПРЕССОР, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

На основе рассмотренной научно-технической информации и анализа литературы по тематике работы были изучены основные применяемые методы очистки и компримирования природного газа. Рассмотрена документация по инновационным технологиям подготовки углеводородных газов.

Цель работы – изучение процессов очистки и компримирования газов, а также методов усовершенствования процессов подготовки природного газа.

Рассмотрена характеристика сырья процесса, произведен расчет оборудования.

Охарактеризованы основные требования безопасности при газоопасных работах и работах, выполняемых на компрессорных станциях. Представлены должностные инструкции машиниста технологических компрессоров.

В графической части работы выполнен чертеж технологической схемы установки компримирования углеводородного газа.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Землякова Е. Н.</i>			<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Лескова С. А.</i>				у	3	65
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Литературный обзор	9
1.1 Очистка углеводородных газов	9
1.1.1 Очистка углеводородных газов от механических примесей	10
1.1.2 Очистка углеводородных газов от химических примесей	11
1.1.2.1 Абсорбционные процессы	12
1.1.2.2 Адсорбционные процессы	14
1.1.2.3 Каталитические процессы	15
1.1.2.4 Мембранные процессы	17
1.1.3 Инновационные процессы очистки природного газа	18
1.2 Технологии компримирования углеводородных газов	23
1.2.1 Компрессорная установка	24
1.2.1.1 Каскадный способ компримирования газа	25
1.2.1.2 Периодический способ компримирования газа	26
1.2.2 Инновационные процессы сжатия газа	27
2 Технологическая часть	30
2.1 Характеристика сырья	30
2.2 Описание технологической схемы	31
2.3 Обоснование новой технологии сжатия газа	33
2.4 Материальный баланс процесса компримирования газа	34
2.5 Расчет оборудования	39
2.5.1 Расчет компрессора	39
2.5.2 Расчет циклонного аппарата	43

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Землякова Е. Н.</i>				<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Лескова С. А.</i>					у	4	65
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>			
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>							

2.5.3	Расчет фильтра тонкой очистки газа	46
3	Безопасность и экологичность производства	51
3.1	Требования безопасности при проведении газоопасных работ	51
3.2	Основные требования эксплуатации компрессорных станций	53
3.3	Должностные инструкции машиниста компрессорных установок	55
3.3.1	Общие положения	55
3.3.2	Требования к знаниям	56
3.3.3	Права работника	57
3.3.4	Ответственность	57
3.4	Воздействие углеводородных газов на окружающую среду при условии аварийной и безаварийной эксплуатации компрессорной станции	58
	Заключение	61
	Библиографический список	62

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

АВО – аппараты воздушного охлаждения;

ГОР – газоопасные работы;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ДИПА – диизопропаноламин;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭА – диэтанолламин;

КПД – коэффициент полезного действия;

МДЭА – метилдиэтанолламин;

МЭА – моноэтанолламин;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

СК – стабилизированный конденсат;

ЦБК – центробежный компрессор;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Землякова Е. Н.</i>			<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводород- ных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Лескова С. А.</i>				У	6	65
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире потребление газа, особенно сжатого, достаточно велико. Газ используется во многих производствах как высокоэффективный энергоноситель и сырье для синтеза углеводородов. Газовая промышленность является одной из важнейших отраслей экономики. Особое значение компримирование газов играет в технологических процессах химической и нефтегазоперерабатывающей промышленности. В технологию современных химических заводов и нефтехимических предприятий все шире внедряются технологические процессы, в которых принимают участие различные газы, сжатые при значительных давлениях.

Актуальной проблемой для газоперерабатывающих предприятий является соответствие технологических газов жестким требованиям, предъявляемыми нормативными документами. Особое внимание уделяется содержанию кислых примесей, которые усиливают коррозию труб и оборудования. Для решения этих задач разрабатываются и применяются газоочистные и пылеулавливающие установки, спрос на которые растет с каждым годом.

Целью бакалаврской работы является изучение инновационных и существующих способов очистки и компримирования углеводородных газов, составление технологической схемы установки компримирования газа, выполнение расчета оборудования, используемого в технологическом процессе.

Для реализации поставленной цели были определены и выполнены следующие задачи:

1) Произвести подбор и анализ научно-технической документации для изучения традиционных методов очистки и сжатия углеводородных газов.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Землякова Е. Н.</i>				<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Лескова С. А.</i>					у	7	65
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>					<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>							

2) Проанализировать нормативную документацию и научную литературу по вопросу инновационных технологий очистки и компримирования природного газа.

3) Составить и описать технологическую схему новой технологии компримирования газа.

4) Выполнить расчет аппаратов, используемых в процессе компримирования газа.

5) Ознакомится с требованиями промышленной безопасности и охраной окружающей среды на газоперерабатывающем предприятии.

6) Подготовить графическое изображение выбранной технологии в виде чертежа технологической схемы.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Очистка углеводородных газов

Природные углеводородные газы представляют собой многокомпонентные смеси предельных углеводородов и неуглеводородных соединений: азота, углекислоты, сероводорода, инертных газов (гелий, аргон), паров ртути и меркаптанов. Для обеспечения нормальной работы газопроводов, компрессоров и газоперерабатывающих установок необходимо проводить очистку газа от присутствующих в нем примесей и влаги.

В настоящее время существует несколько способов очистки углеводородных газов, при которых происходит удаление механических и кислых примесей. Выбор процесса следует производить после детального технологического, термодинамического и технико-экономического обоснования. Выделяют следующие факторы, влияющие на выбор способа очистки:

– внешние параметры, независимые от аппаратурно-технологического оформления процесса: компонентный состав газа, давление и температура газа; требуемая степень очистки; характеристики энергоресурсов (давление пара, наличие отходящего тепла) и возможность их повторного применения;

– внутренние параметры, на которые влияет оборудование и технологическое оформление процесса очистки: расход тепла, электроэнергии, растворителя; отходы; размеры аппаратуры;

– экономические факторы – цены на энергетические ресурсы, сырье, отходы процесса, аппаратура [1].

В промышленности разработано множество вариаций процессов очистки газа, отвечающих требованиям конкретных производств. Рассмотрим методы газоочистки, широко применяемые во всем мире.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Землякова Е. Н.</i>			<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Лескова С. А.</i>				у	9	65
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>			<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

### 1.1.1 Очистка углеводородных газов от механических примесей

Добываемый газ может содержать механические примеси, которые представляют собой остатки строительного мусора, грунт, частицы керна, продукты коррозии внутренних поверхностей труб и аппаратов. Механические примеси оказывают ударное воздействие на подвижные части газовых компрессоров, забивают трубы и оборудование, истирают металл, что приводит к нарушению процесса переработки газа. Во избежание износа трубопровода газ перед подачей в магистральный газопровод необходимо очищать от взвешенных частиц.

В практике газоочистки известны разнообразные методы и аппараты для удаления твердых частиц из газов. При выборе способа очистки газа учитывают вид загрязнений, их химические и физико-химические свойства, характер производства, возможность использования соответствующих веществ в качестве поглотителей, применение отделяемых загрязняющих веществ, затраты на проведения процесса очистки.

Используют следующие устройства для очистки газа от механических примесей: механические газоочистные устройства, аппараты мокрой очистки газов, фильтры из пористых материалов, электрофильтры.

Механическая очистка газа – удаление примесей происходит в аппаратах под действием силы тяжести, инерции или центробежной силы. К механическим газоочистным аппаратам относят пылесадительные камеры, инерционные пылеуловители, циклоны. Преимуществом устройств является простота конструкции. Они применяются для предварительной очистки.

Мокрая очистка газа заключается в улавливании жидкостью твердых частиц, используют метод при возможности увлажнения очищаемого газа. Загрязненный газ в аппарате контактирует с жидкостью (водой) или орошаемыми ею поверхностями и частицы пыли оседают. В качестве аппаратов для мокрой очистки газов используют промывные башни, скоростные газопромыватели, барботажные аппараты.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Для снижения капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с большим расходом воды и повышения степени очистки до 99,9 %, применяется способ промывки газа циркулирующей водой. Часть потока оборотной воды для промывки газа отводят и нагревают до температуры кипения. Паровую фазу отделяют от жидкой, охлаждают до получения водного конденсата и подают на рецикл. После промывки газ сжимается, а вода нагревается до температуры кипения теплом сжатого газа. В воде, подаваемой на промывку, концентрация солей не должна превышать 12 г/л, а скорость потока воды не ниже 2,0 м/с [2].

Для очистки газа используют фильтры из пористого материала, на которых оседают частицы пыли. Запыленный газ пропускают через материал различной плотности и толщины, в котором задерживается основная масса механических примесей. Для газоочистки применяют два вида промышленных фильтров – тканевые и зернистые.

Электрофильтры – аппараты для электростатической очистки газов, в которых осаждение примесей происходит за счет ионизации газа и твердых частиц в нем. Эффективность очистки газов достигает 99 %. По конструкции электрофильтры делят на трубчатые и пластинчатые [3].

### 1.1.2 Очистка углеводородных газов от химических примесей

Углеводородный газ, получаемый в результате различных производственных процессов (газификация, переработка нефти), содержит большое количество нежелательных химических примесей, таких как серосодержащие соединения – сероводород, сероуглерод, меркаптаны, сульфиды и дисульфиды. В состав некоторых газов входит диоксид углерода, азот, гелий, что не позволяет использовать образующийся газ в бытовых и промышленных целях и требует удаления этих веществ.

Химические примеси являются коррозионно-агрессивными компонентами, во влажной среде усиливают коррозию труб и оборудования, приводят

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

к ухудшению топливных качеств газа, повышают температуру гидратообразования. Перед подачей газа в магистральный газопровод требуется обязательное удаление кислых примесей.

Для идентификации видов примесей и определения их количественного содержания в газе в заводских лабораториях газоперерабатывающих заводов широко применяют хроматографический анализ. Методика проведения анализа представлена в ГОСТ 31371.1-2020 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава» [4].

Очистка углеводородных газов от кислых компонентов, инертных газов и паров воды проводится с помощью процессов абсорбции, адсорбции, каталитических методов, мембранной технологии. Выбор конкретного метода очистки зависит от многих факторов: области применения очищенного газа, конечной концентрации сероводорода, экономических показателей [5].

#### 1.1.2.1 Абсорбционные процессы

Наиболее используемыми процессами газоочистки являются абсорбционные методы. Абсорбционный процесс основан на поглощении целевого компонента из газовой смеси жидкими поглотителями – абсорбентами. Применяемые сорбенты должны отвечать следующим требованиям:

- низкое давление насыщенного пара при температурах сорбции для минимальных потерь с очищенным газом;
- низкая коррозионная активность, стойкость к окислению;
- невысокая вязкость;
- высокая способность поглощения кислых компонентов из газа [6].

В зависимости от природы применяемого поглотителя процесс подразделяют на физическую, химическую, физико-химическую абсорбцию.

Физическая абсорбция не приводит молекулы газа и жидкости к химическому взаимодействию, она основана на растворении газа в жидкости и под-

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

чиняется закону Генри. Закон гласит, что при постоянной температуре растворимость (концентрация) газа в данной жидкости прямо пропорциональна давлению этого газа над раствором.

Абсорбенты процесса – моно-, ди-, и триэтиленгликоли, их диметилловые эфиры, трибутилфосфат и т.д. Преимуществами метода являются меньшие энергозатраты на регенерацию поглотителя, простота аппаратуры, доступность поглотителей. Недостатки процесса – громоздкость оборудования, коррозионная активность многих жидкостей и образование твердых остатков (шлама).

Распространенным процессом физической абсорбции является метод «Селексол», в котором в качестве абсорбента используется селексол – диметилловый эфир полиэтиленгликоля. Достоинствами процесса являются: извлечение всех кислых компонентов и сероорганических соединений, высокая селективность по сероводороду в присутствии диоксида углерода, отсутствие коррозии [7].

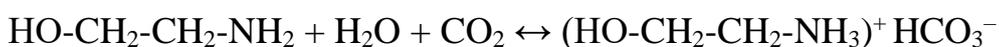
При хемосорбции взаимодействие кислых газов с активными компонентами абсорбента приводит к образованию химических соединений, легко разлагающихся на исходные вещества при повышении температуры. Аминовая очистка моноэтаноламином (МЭА), диэтаноламином (ДЭА) или метилдиэтаноламином (МДЭА) нашла широкое применение в промышленности.

Рассмотрим реакции взаимодействия аминов с кислыми компонентами на примере МЭА.

1. Реакция сероводород – амин:



2. Реакция диоксид углерода – амин:



Преимуществами аминовой очистки является возможность получения кислых компонентов при низком парциальном давлении и невысокое поглощение углеводородных компонентов.

К недостаткам процесса относятся чувствительность к кислороду в сырье (приводит к окислению и полимеризации раствора), вспенивание аминов (снижение достигается применением антипенных присадок), коррозионная активность алканоаминов.

В комбинированных процессах абсорбции используется смесь химических и физических абсорбентов. Одним из применяемых методов является процесс «Сульфинол», где в качестве поглотителя используют сульфолан и диизопропаноламин (ДИПА). Сульфолан осуществляет физическую абсорбцию, а ДИПА – химическую абсорбцию. Метод «Сульфинол» обеспечивает абсорбцию сероорганических соединений, а именно меркаптанов, серооксида углерода, сероуглерода и дисульфидов. Добавление физического абсорбента (сульфолана) позволяет свести к минимуму деградацию раствора, однако серьезным недостатком такого растворителя является его сродство к углеводородам, что приводит к некоторому их поглощению. Используя комбинацию физического и химического сорбента, можно совместить в одном процессе достоинства двух методов очистки, провести качественную очистку, исключив недостатки физической и химической абсорбции [8].

#### 1.1.2.2 Адсорбционные процессы

Адсорбционный процесс основан на поглощении кислых компонентов твердыми поглотителями. Эти методы очистки подразделяются на физические и химические.

Физическая адсорбция обусловлена силами Ван-дер-Ваальса, между молекулами адсорбата и адсорбента. Процесс основан на диполь-дипольном взаимодействии. Полярные молекулы, являющиеся диполем, адсорбируются на поверхностях с постоянными электростатическими зарядами. Такой способ очистки газа протекает без изменения электронной структуры атомов или

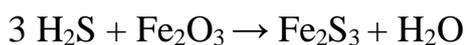
					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

молекул при относительно низких температурах.

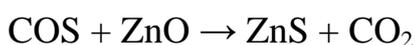
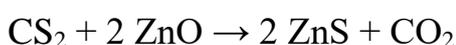
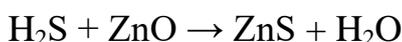
В качестве адсорбентов нашли широкое применение активированные угли, силикагели и алюмогели. В промышленности для очистки активно применяются синтетические цеолиты. Они селективны по отношению к полярным молекулам и обладают высокой поглотительной способностью.

Химическая адсорбция является результатом химического взаимодействия адсорбата и адсорбента, образующих поверхностные соединения. Промышленное применение среди твердых хемосорбентов нашли оксиды железа, цинка и меди. Рассмотрим их взаимодействие с некоторыми химическими примесями.

Используя в качестве поглотителя оксиды железа возможно протекания следующих реакций:



Применяя оксиды цинка, реакции взаимодействия протекают по схемам:



Процессы химической адсорбции менее распространены из-за невысокой технологичности, нерегенерируемости поглотителя и необходимости утилизации отработанного сорбента [7].

### 1.1.2.3 Каталитические процессы

Каталитические методы основаны на превращении нежелательных примесей в легко извлекаемые продукты в сравнении с исходными. Метод применяется, когда в газе присутствуют трудноудаляемые соединения (сероуглерод, серооксид углерода, сульфиды, дисульфиды, тиофен), когда требуется тонкая очистка газа. Выделяют два вида каталитических процессов – окислительные и восстановительные, включающие окисление и восстановление кислых газов в присутствии никелевых, кобальтовых и других катализаторов.

Окислительные методы заключаются в проведении реакций каталитического окисления сероводорода до элементарной серы или меркаптанов до дисульфидов.

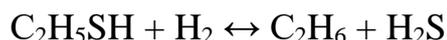
В промышленности распространен окислительный метод «Мерокс», заключающийся в окислении сероводорода или меркаптанов на активном оксиде алюминия. Первый этап процесса основан на поглощении меркаптанов раствором щелочи с катализатором (сульфид никеля на носителе). Вторым этапом идет окисление воздухом с превращением в инертные дисульфиды.



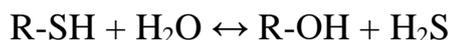
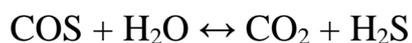
Преимуществом процесса является селективность при отсутствии необходимости извлечения  $\text{CO}_2$ . Недостатки – побочные реакции, которые приводят к повышенному расходу реагентов, отложениям на стенках оборудования и коррозии [7].

Восстановительные методы основаны на восстановлении сернистых соединений до сероводорода при взаимодействии их с водородом или водяным паром.

Процесс гидрирования серосодержащих веществ проводят в присутствии кобальт- или никель-молибденового катализатора:



Восстановление соединений серы при взаимодействии с водяным паром при больших температурах называют процессом гидролиза. Рассмотрим реакции процесса:



Достоинства каталитических методов: высокая степень очистки; малогабаритные и простые установки; возможность регенерации катализатора. Недостатки – большая стоимость катализаторов; образование новых продуктов, подлежащих удалению другими методами (абсорбция, адсорбция) [6].

#### 1.1.2.4 Мембранные процессы

Мембранные технологии – одно из перспективных направлений газоочистки на сегодняшний день.

Процесс мембранного разделения основан на различной скорости проникновения газообразных компонентов через полупроницаемую перегородку, разделяющую массообменный аппарат на две рабочие зоны. В результате на выходе из мембранного аппарата получаются два газовых потока, обогащенные соответственно легко- и труднопроницающими компонентами разделяемой газовой смеси. Легкопроницающие компоненты проходят через мембрану, а труднопроницающие удаляются из аппарата [9].

Промышленные мембраны для удаления диоксида углерода из природного газа изготавливаются из ацетата или триацетата целлюлозы. Работа мембраны характеризуется по двум ключевым параметрам: проницаемость и селективность. Совершенствование мембран достигается увеличением проницаемости, что уменьшает площадь мембраны, необходимую для четкого разделения. Повышение степени чистоты продукта добиваются увеличением селективности мембраны.

В настоящее время мембраны производятся в виде плоских листов или полых волокон. Листы упаковываются в виде спирально намотанных (рулонных) модулей, а волокна объединены в пучки, которые напоминают кожухотрубчатый теплообменник. Для повышения эффективности количество мембранных модулей может быть увеличено. Газовую смесь предварительно необходимо очистить от механических примесей [7].

Современные мембраны, дающие уникальные возможности в области разделения газов, изготавливает компания «ТЕГАС» – отечественный производитель компрессорного и разделительного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Мембранная технология подготовки углеводородных газов позволяет решать ряд задач на одной газоподготовительной станции (компримирование,

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

осушка по воде и углеводородам, снижение содержания сероводорода, меркаптанов, диоксида углерода). Все нежелательные примеси собираются в зоне низкого давления (пермеате), а подготовленный продуктовый газ выходит из установки без потери давления и объема.

Конструкция мембранной системы позволяет легко адаптировать ее к значительным изменениям состава газа и скорости потока. Принцип работы мембраны и распределение потоков представлены на рисунке 1.

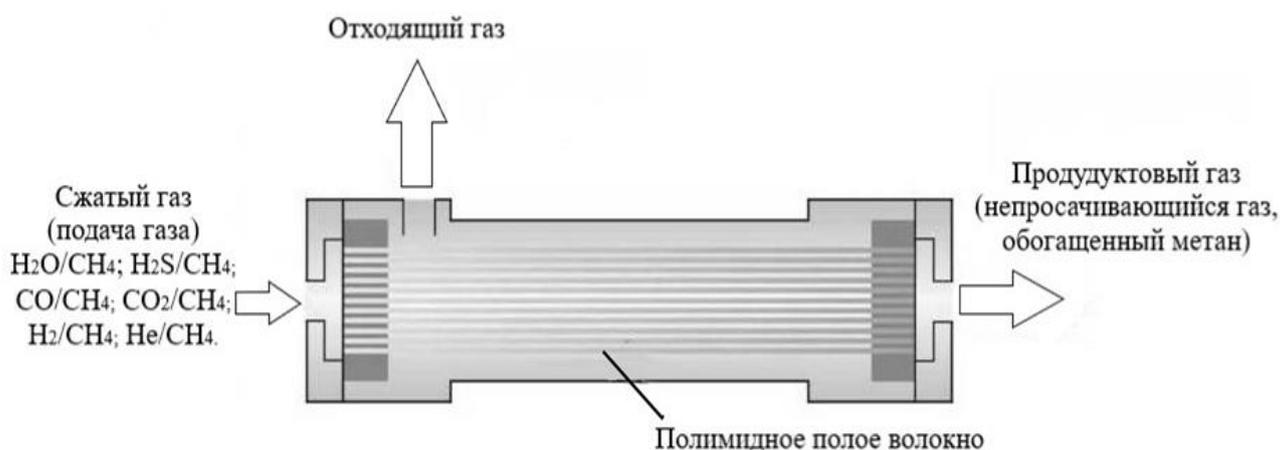


Рисунок 1 – Принцип работы мембраны «ТЕГАС»

Основным преимуществом мембранных систем «ТЕГАС» является их способность работать при температурах выше 95 °С, что позволяет решать проблему конденсации и исключает необходимость тщательной предварительной подготовки газа [10].

### 1.1.3 Инновационные процессы очистки природного газа

Разработка новых технологий очистки, их модернизация проводится с целью оптимизации процесса, снижения энергопотребления и повышения экологичности.

#### 1. Очистка с использованием мембранного контактора

С целью улучшения процесса абсорбционной очистки газа и уменьшения размеров установки возможно использование новой комбинированной технологии очистки (абсорбционно-мембранной), с мембранным контактором для очистки газа.

Метод предназначен для обеспечения эффективного удаления нежелательных компонентов из газа. Предложенное устройство обеспечивает прохождение компонентов газовой смеси через нанопористую мембрану, установленную в контакторном элементе, и их селективное поглощение жидким абсорбентом, контактирующим с нанопористой мембраной. Конструкция устройства обеспечивает перепад давлений между жидким абсорбентом и газовой фазой в диапазоне, который не превышает давления смачивания мембраны и давления проскока газового пузырька в жидкость. Рассматриваемый способ исключает возможность проникновения жидкой фазы в объем пор мембраны, что значительно повышает ее работоспособность и предотвращает деградацию материала мембраны, предотвращает затекание жидкости в волокна мембраны, загрязнение газа абсорбентом.

Устройство позволяет проводить эффективную очистку газа в соответствии с техническими требованиями, разрешает осуществить процесс абсорбции модулями малых размеров (сокращение размера относительно абсорбционных колонн до 80 %), существенно снизить капитальные вложения и эксплуатационные затраты установок подготовки газа.

При больших объемах перерабатываемого газа контакторные элементы объединяют в мембранный модуль с помощью коллекторов. Они соединяют входы и выходы жидкой и газовой фазы и обеспечивают требуемое сечение условного прохода. Это делают с целью предотвращения увеличения перепада давления между жидкой и газовой фазами в контакторных элементах.

Во избежание заполнения мембранного модуля газом вход абсорбента находится в нижней части контакторных элементов, а выход – в верхней. Принципиальная схема работы метода приведена на рисунке 2.

Нанопористая мембрана выполнена в виде картриджа из полых волокон или в рулонной геометрии. Она может быть изготовлена из любого стойкого к впитыванию материала: политетрафторэтилена, полипропилена, полисульфона, полиэфиркетона, оксида алюминия. Мембрана должна иметь пористую



точно высока по сравнению с другими методами очистки газа [11].

## 2. Очистка газа методом гидратообразования

Поступающий на установку очистки углеводородный газ содержит углекислый газ, концентрация которого может достигать высоких значений, до 22,0 % [12]. Содержание диоксида углерода нормируется, его доля в очищенном газе не должна превышать 2,5 %. Для эффективной очистки от  $\text{CO}_2$  предлагается использовать метод гидратообразования.

Суть нового метода удаления диоксида углерода заключается в образовании газогидратов при давлении от 2 до 8 МПа и при температуре от 273 до 278 К. Процесс повышает степень удаления из газа диоксида углерода. В газогидратный кристаллизатор вводят поток природного газа с 6-10-кратным молярным избытком воды.

Не перешедшие в газогидратную фазу компоненты природного газа удаляются из кристаллизатора, а образовавшиеся гидраты поступают в разделительный модуль для разрушения на воду и углекислотный концентрат. Разделение происходит при повышении температуры от 293 до 323 К, остальные компоненты природного газа отправляют на переработку [13].

## 3. Очистка от механических примесей с помощью фильтрующего материала

Для достижения тонкой очистки газов от взвешенных частиц и капель жидкости предлагается использовать фильтрующий элемент, конструкция которого представлена на рисунке 3. Особенностью конструкции является возможность подачи газа на очистку как на внутреннюю поверхность фильтра, так и на внешнюю. В зависимости от направления циркуляции потока очищаемого газа вкладыш фильтра изготавливают с противоположно ориентированным градиентом пористости.

При внедрении такого устройства продлевается время работы фильтра за счет увеличения его грязеемкости, при этом упрощается работа фильтрующего патрона и расширяется область применения.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

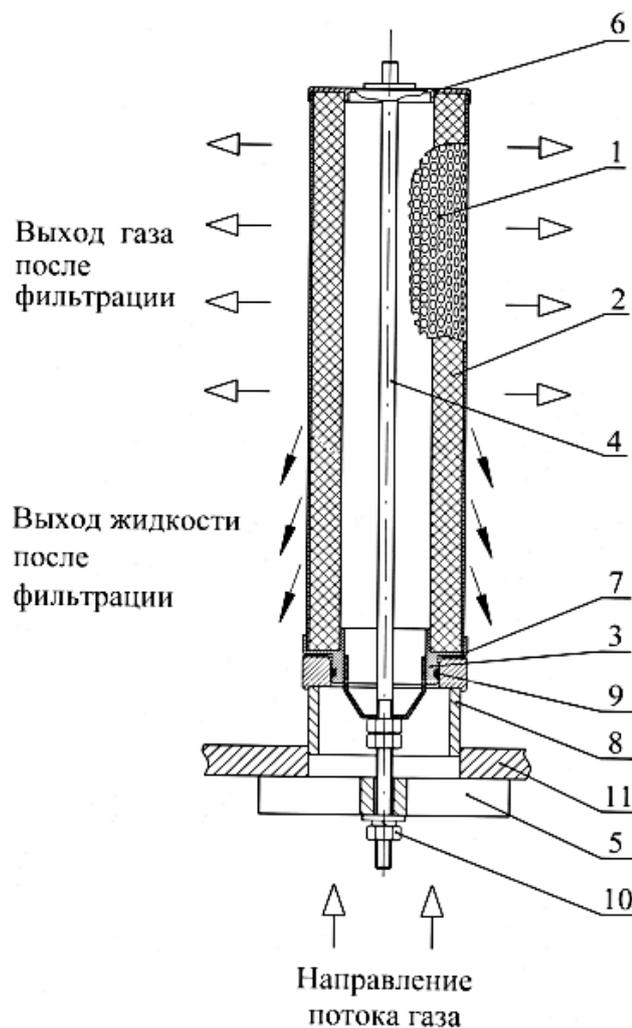


Рисунок 3 – Конструкция фильтрующего элемента:

- 1 – каркас; 2 – сменная фильтрующая вставка; 3 – основание; 4 – стяжка;  
 5 – крестовина; 6 – крышка; 7 – плоская прокладка; 8 – адаптер;  
 9 – уплотнительное кольцо; 10 – крепеж; 11 – полотно тарелки аппарата

Элемент фильтрующий содержит цилиндрический перфорированный каркас, внутри или снаружи которого установлена сменная фильтрующая вставка в форме полого цилиндра. Вставка выполнена из многослойного волокнисто-пористого материала с градиентом пористости, реализующая механизм фильтрации с высокой грязеемкостью и эффективностью отделения капельной жидкости. Фильтр имеет средство крепления к технологическому оборудованию, штуцеры подачи и отвода очищенного углеводородного газа.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.181140.180301.ПЗ

Лист

22

Сменный фильтрующий вкладыш изготавливают из различных полимерных волокон и их комбинаций.

Фильтр в собранном виде крепится в аппарате на полотне тарелки через адаптер, обеспечивающий герметичное прилегание. Фильтрующий элемент сконструирован так, что в процессе эксплуатации меняется только вставка.

Удаляя механические примеси, фильтрующий элемент работает как обычный фильтр. При удалении капельной жидкости из очищаемого газа фильтрующий элемент работает по принципу коалесценции – слияние мелких капель жидкости в более крупные при прохождении потока газа через различные слои материала фильтра с последующим увеличением размера пор.

Устройство может быть использовано в фильтрах, фильтрах-сепараторах, сепараторах, установках подготовки природного газа и других аппаратах газовой промышленности [14].

## 1.2 Технологии компримирования углеводородных газов

В настоящее время подготовка природного и попутного нефтяного газа к транспортировке по газотранспортным сетям и использованию является особо актуальной технологической задачей, требующей внедрения надежного, высокотехнологичного оборудования.

Компримирование газа – технология промышленной переработки и подготовки газа (сжатие) путем повышения давления газа с помощью компрессора. Компримированный газ должен соответствовать требованиям, изложенных в ГОСТ 27577-2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия» [15].

Газ сжимается в одну или несколько ступеней. Тип и мощность компрессора определяются в зависимости от количества сжимаемого газа и требуемой степени повышения давления. Компримирование сопровождается повышением температуры газа и обычно требует дальнейшего его охлаждения.

Компримирование газа – основная операция при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам, при закачке подземных

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

хранилищ и при сжижении газов, для увеличения нефтеконденсатоотдачи месторождений, для обеспечения нужд химической и нефтеперерабатывающей индустрии. Во всех этих процессах компрессоры используются для сжатия и перемещения газа или пара [16].

Компрессоры известны как газодувные машины для перемещения воздуха и газа. Они потребляют энергию от привода (например, электродвигателя) и передают ее рабочей среде – воздуху или другому газу. По принципу действия делятся на компрессоры объемного действия и компрессоры динамического действия.

Нагнетательные компрессоры – устройства этого класса всасывают определенный объем газа, сжимают его за счет уменьшения замкнутого объема, а затем перемещают в камеру нагнетания. Это машины дискретного действия, в которых рабочие процессы осуществляются строго последовательно, циклически повторяясь. Объемные компрессоры называют статическими машинами, так как движение рабочего тела в процессе сжатия в них происходит относительно медленно.

Динамические компрессоры – в таких машинах газ непрерывно движется в проточную часть компрессора, при этом кинетическая энергия потока преобразуется в потенциальную. Плотность потока газа постепенно увеличивается от входа в машину к выходу [12].

### 1.2.1 Компрессорная установка

Компрессорные установки широко используются для сжатия углеводородных газов, в основном используют поршневые компрессные агрегаты, которые обеспечивают большую степень повышения давления, чем другие компрессоры. Увеличение давления газа приводит к повышению его температуры. Чрезмерная температура газа на выходе из установки приводит к разрушению изоляционного покрытия трубопровода, а также к сжижению газа.

В зависимости от пропускной способности магистрального газопровода, типа и мощности газоперекачивающей установки на компрессорной станции

могут быть установлены следующие компрессоры:

– поршневой компрессор с приводом от газового двигателя внутреннего сгорания или с электроприводом;

–центробежный компрессор с газотурбинным приводом или электроприводом [17].

#### 1.2.1.1 Каскадный способ компримирования газа

Сжимаемый углеводородный газ часто содержит воду, твердые частицы и жидкие углеводороды, которые мешают работе компрессора. Перед каждой ступенью сжатия устанавливаются сепараторы. Перед первой ступенью с целью очистки газа, а на следующих стадиях для отделения сконденсировавшейся жидкости.

Емкость для сбора конденсата рассчитана на низкое давление, такого же как давление газа, поступающего в компрессорную установку. Такой резервуар имеет меньшую материалоемкость, легок в изготовлении и не требует больших затрат при обслуживании.

Компрессорная установка состоит из компрессоров, соединенных трубопроводами нескольких ступеней сжатия, и холодильников, установленных за каждой ступенью сжатия. В установке перед каждой ступенью сжатия встроены сепараторы, которые снабжены отводными трубопроводами. Каждый трубопровод последующего сепаратора связан с предыдущим сепаратором с возможностью подачи конденсата под нижний допустимый уровень жидкости сепаратора и под давлением последующей ступени сжатия компрессора. Нагнетательный трубопровод сепаратора перед первой ступенью сжатия связан с резервуаром для конденсата, что позволяет сливать конденсат со всех сепараторов в один резервуар.

Последовательная подача конденсата из сепаратора высшей ступени сжатия в сепаратор предыдущей низшей ступени, а затем в сепаратор перед первой ступенью сжатия позволяет постепенно сбросить давление конденсата.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25



ключение компрессионной камеры на слив. Цикл опустошения камеры от рабочей жидкости с одновременным поступлением в нее компримируемого газа через всасывающий клапан.

При достижении уровнем рабочей жидкости минимального положения цикл повторяется. Цикл опустошения компрессионной камеры от рабочей жидкости осуществляется без прекращения ее подачи насосом в камеру сжатия. Опорожнение этой камеры от рабочей жидкости производят при расходе выше производительности насоса, который перекачивает рабочую среду [19].

### 1.2.2 Инновационные процессы сжатия газа

Процесс компримирования газа охватывает следующие стадии: сжатие газа компрессором с получением компрессата (сжатого газа), его охлаждение и разделение для получения сжатого газа и нестабильного конденсата. При таком методе компримирования получают нестабильный конденсат с высоким давлением насыщенных паров за счет высокого содержания легких компонентов, что усложняет его последующую переработку и транспортировку. Недостатками рассматриваемой технологии являются:

- низкий выход сжатого газа из-за растворения его компонентов в конденсате, особенно при высоких давлениях сжатия;
- потери целевых компонентов конденсата (углеводородов  $C_{5+}$ ), особенно при низком давлении компримирования.

Задачей модернизации применяемых в настоящее время способов сжатия является повышение выхода компримированного газа, снижение давления насыщенных паров конденсата, уменьшение потерь углеводородов  $C_{5+}$  со сжатым газом. Такого результата можно добиться за счет того, что компрессат предварительно охлаждают нестабильным конденсатом в условиях стабилизации последнего, затем смешивают со стабилизирующим газом и хладагентом, охлаждают и разделяют в условиях дефлегмации с получением сжатого газа и нестабильного конденсата. Его стабилизируют с получением стабилизирован-

ного конденсата (СК) и газа стабилизации путем отгонки легких компонентов за счет нагрева компрессатом. При необходимости СК можно дополнительно охладить до температуры транспортировки или переработки.

При сжатии газа, образующего при охлаждении слоистый конденсат (например, влажного углеводородного газа), целесообразно перед стабилизацией отделить неустойчивый конденсат, разделить с получением двух несмешивающихся нестабильных конденсатов (водного и углеводородного), каждый из которых дополнительно стабилизируют и охлаждают.

В предлагаемом способе охлаждение газовой смеси компрессата и газа стабилизации в условиях дефлегмации позволяет фракционировать конденсат тяжелых компонентов, выпадающих при охлаждении газовой смеси, что снижает содержание тяжелых компонентов в сжатом газе, и, таким образом, снизить их потери со сжатым газом.

Стабилизация нестабильного конденсата отгонкой легких компонентов за счет подогрева компрессатом позволяет получить СК и увеличить выход сжатого газа за счет удаления легких компонентов из конденсата с газом стабилизации, а также снижение давление насыщенного пара конденсата, что улучшает его качество и облегчает транспортировку и переработку. Схема представленного процесса изображена на рисунке 5.

Газ сжимают в компрессоре 1, полученный компрессат охлаждают в стабилизаторе 2 (например, в пленочной отгонной колонне) нестабильным конденсатом в условиях стабилизации последнего, смешивают с газом стабилизации и поступают в дефлегматор 3 за счет охлаждения хладагентом с получением сжатого газа и нестабильного конденсата, который стабилизируют за счет нагрева компрессатом в стабилизаторе 2 с получением стабилизированного конденсата и газа стабилизации [20].

В работе [21] предлагается использовать отечественный компрессор «сухого» сжатия газа (бессмазочный) малой производительностью с расходом до 5 м<sup>3</sup>/мин и давлением до 10 бар. Он представляет многороторный компрес-

сор объемного действия, основными деталями служат роторы основного и вспомогательного типа. Сжатие газа происходит в результате взаимодействия роторов при вращении.

Главным достоинством использования такого компрессора является возможность создания «сухого» сжатия газа. В процессе сжатия газ не контактирует с техническими жидкостями и маслами, благодаря чему достигается высокое качество (по наличию примесей) сжатого газа.

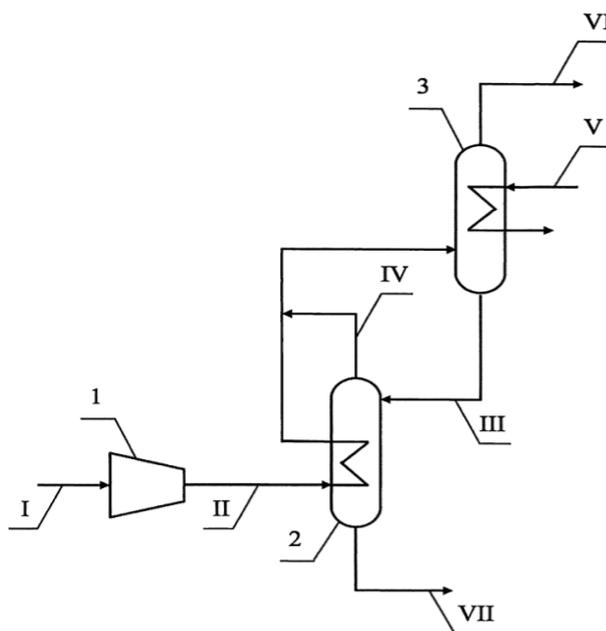


Рисунок 5 – Схема компримирования газа:

1 – компрессор; 2 – колонна стабилизации; 3 – дефлегматор; I – газ;  
 II – компрессат; III – нестабильный конденсат; IV – газ стабилизации;  
 V – хладагент; VI – сжатый газ; VII – стабилизированный конденсат

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.181140.180301.ПЗ

Лист

29

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Характеристика сырья

На компрессорной станции товарная продукция не производится, она предназначена для компримирования товарного газа до давления, необходимого для обеспечения его транспортировки по магистральному трубопроводу. Часть потока скомпримированного газа может подаваться на установки различных технологических процессов (установка осушки, очистки ШФЛУ) в качестве газа регенерации.

Природный газ, подаваемый в магистральный трубопровод должен соответствовать требованиям по СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [22], представленным в таблице 1. Поэтому перед подачей в трубопроводы необходимо удалить с газа жидкую фазу тяжелых углеводородов и механические примеси.

Таблица 1 – Требования к параметрам и качественным характеристикам газа горючего природного

Наименование показателя	Значение
1	2
1 Компонентный состав, %:	
метан, не менее	85,0
этан, не менее	6,0
пропан, не менее	3,0
2 Молярная доля азота, %, не более	2,0
3 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,0
4 Молярная доля кислорода, %, не более	0,5

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Землякова Е. Н.</i>				<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Лескова С. А.</i>					у	30	65
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>					<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>							

1	2
5 Массовая концентрация сероводорода, мг/м <sup>3</sup> , не более	6,0
6 Массовая концентрация меркаптановой серы, мг/м <sup>3</sup> , не более	16,0
7 Массовая концентрация общей серы, мг/м <sup>3</sup> , не более	30,0
8 Массовая концентрация ртути, мкг/м <sup>3</sup> , не более	20,0
9 Массовая концентрация механических примесей, мг/м <sup>3</sup> , не более	1,0
10 Теплота сгорания высшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> , не менее	36,0
11 Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 4,0 МПа, °С, не выше: зимний период (1 октября – 30 апреля) летний период (1 мая – 30 сентября)	Минус 20,0 Минус 10,0
12 Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении 2,7 МПа, °С, не выше	Минус 5,0

## 2.2 Описание технологической схемы

Компримирование газа применяют как в начале технологического процесса для сжатия до давления, необходимого для дальнейшей переработки газа, так и в конце для подготовки его к транспорту по магистральным трубопроводам на большие расстояния.

Технологическая схема компримирования природного газа представлена на рисунке 6.

Природный газ из всасывающего коллектора направляется на вход первой ступени сжатия в многоступенчатый центробежный компрессор К-1 после прохождения блока газоочистки от механических примесей. На установку газ поступает при давлении от 0,58 до 1,85 МПа и температуре от 20 °С до 40 °С.

					ВКР.181140.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Данные параметры могут варьироваться в зависимости от месторождения используемого газа. Температура газа перед каждой степенью сжатия не превышает 40 °С. В системе предусмотрена байпасная линия с вентилем В-1, предназначенная для обеспечения бесперебойной работы оборудования.

Блок очистки включает циклон Ц для предварительной газоочистки и фильтр для тонкой очистки Ф от механических примесей. После сжатия в компрессоре до 3,5 МПа газ с температурой 150 °С, поступает в дефлегматор Д, где газ охлаждается за счет снятия температуры внешним хладагентом до температуры от 35 °С до 37 °С. В результате получается сжатый газ и конденсат.

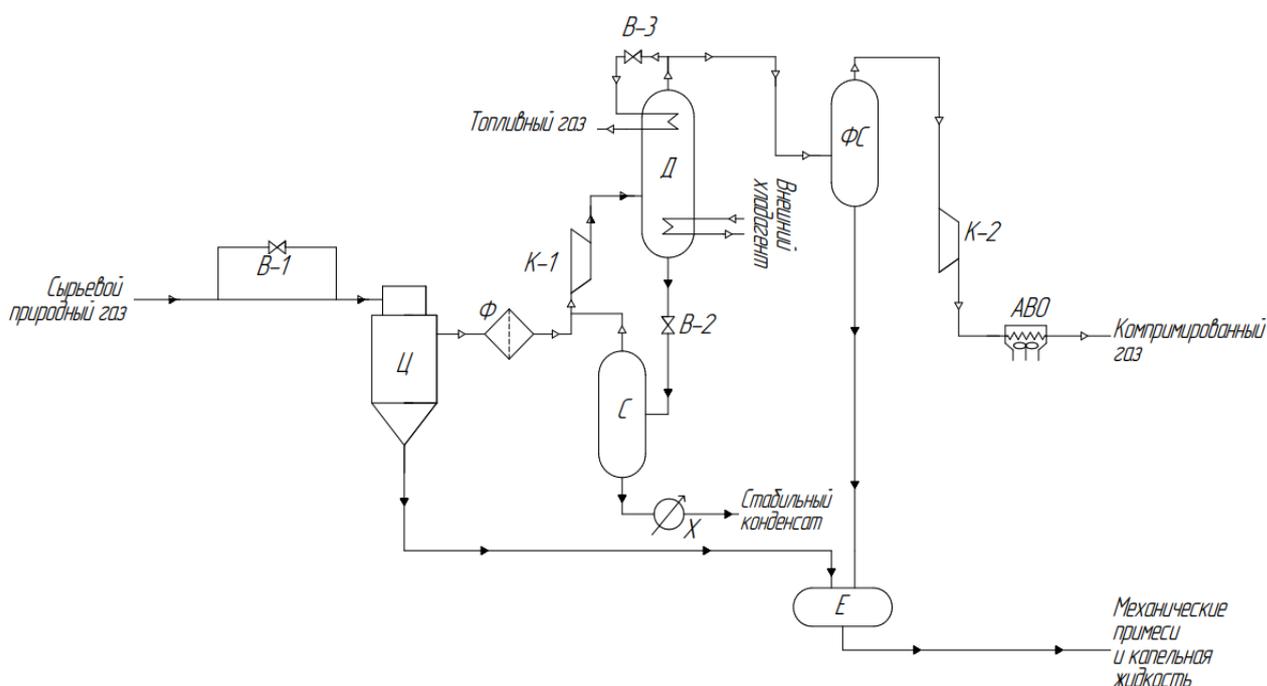


Рисунок 6 – Технологическая схема компримирования газа:

В 1-3 – вентиль; Ц – циклон; Ф – фильтр тонкой очистки; К 1-2 – центробежный компрессор; Д – дефлегматор; С – сепаратор; ФС – фильтр-сепаратор; АВО – аппарат воздушного охлаждения; Е – сливная емкость

Образующийся конденсат с низа дефлегматора Д дросселируется вентилем В-2 и направляется в сепаратор С для разделения. В сепараторе происходит выделение стабилизированного конденсата и газа сепарации. На выходе из сепаратора установлен холодильник Х для охлаждения стабилизированного

конденсата.

Газ сепарации возвратным потоком поступает и смешивается с газом перед компрессором. Дефлегматор может быть снабжен дополнительным охлаждением топливным газом. Сверху дефлегматора выводят газ, сжатый на первой ступени. В случае использования дополнительного охлаждения балансовая часть сжатого газа направляется на следующую ступень сжатия газа, а циркулирующая часть подается на дросселирования через вентиль В-3, а затем в качестве хладагента для охлаждения сжатого газа и выводится из установки.

После первой ступени сжатия и отделения конденсата газ направляется на фильтр-сепаратор ФС, где удаляются взвешенные твердые частицы и капельная жидкость. Газ направляется в компрессор К-2, где сжимается до давления, необходимого для транспортировки газа или подачи на последующую переработку – до 6,0 МПа. Далее газ направляют на охлаждение в аппараты воздушного охлаждения газа АВО. На второй ступени сжатия возможно использование АВО газа, т.к. основная часть конденсата была удалена на первой ступени сжатия. После АВО газ поступает в трубопровод при температуре до 50 °С. Слив с циклона Ц и фильтра сепаратора ФС предусмотрен в одну емкость Е, предназначенную для сбора механических примесей и капельной жидкости.

### 2.3 Обоснование новой технологии сжатия газа

Известные процессы компримирования газа включают подготовку газа, его сжатие и охлаждение, после чего сжатый газ направляется на дальнейшую переработку и транспортировку.

Природные углеводородные газы состоят в основном из парафиновых углеводородов, а также содержат пары жидких углеводородов. При сжатии газа в компрессорах образуется конденсат.

Новая технология сжатия газа состоит из нескольких последовательно соединенных ступеней сжатия. При этом на первой ступени сжатия преду-

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

смотрено использование дефлегматора. Последовательное подключение нескольких ступеней сжатия допускает постепенно увеличивать давление газа, что позволяет избежать разрушение изоляционного покрытия трубопроводов.

Предложенная схема, благодаря дополнительному охлаждению, позволяет получить сжатый газ с более низкой температурой точки росы по воде и углеводородам. Использование дефлегматора в технологическом процессе в качестве холодильника позволяет увеличить объемный выход сжатого газа и снизить потери тяжелых компонентов со сжатым газом за счет охлаждения компрессата в дефлегматоре. Разделение конденсата, получаемого в дефлегматоре в подогретом состоянии, позволяет снизить его давление насыщенных паров и получить стабилизированный конденсат.

Также перед каждой ступенью сжатия установлены аппараты для очистки газа от жидкой и твердой фракций газа для предотвращения износа лопастей рабочего колеса компрессора. В предложенной технологии используется фильтрующий элемент, который при удалении капельной жидкости функционирует как коалесцер, а при очистке от твердых примесей – как фильтр.

#### 2.4 Материальный баланс процесса компримирования газа

Состав природного газа, поступающего на установку представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав природного газа, поступающего на установку

Компонент	Мольное содержание в газе, %
Метан	0,50
Этан	0,04
Пропан	0,03
Бутан	0,01
Диоксид углерода	0,12
Азот	0,03
Сумма тяжелых углеводородов C <sub>5+</sub>	0,27

Рассчитаем материальный баланс процесса компримирования газа исходя из массовой производительности установки.

Массовая производительность установки по сырью составляет 45000 т/год природного газа при фонде рабочего времени 8000 ч/год.

Расчет материального баланса проводим согласно методике, представленной в пособии [23].

Найдем объемную производительность на входе в установку, исходя из формулы:

$$G = V \cdot \rho, \quad (1)$$

где  $G$  – массовая производительность установки, кг/ч;

$V$  – объемная производительность установки, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

Из формулы (1):

$$V = \frac{G}{\rho}, \quad (2)$$

$$V = \frac{5625}{0,68} = 3825 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Поступающий природный газ перед подачей на компрессорную установку проходит блок очистки от механических примесей. Массовый расход пыли в неочищенном газе составляет 420 кг/ч.

Блок очистки газа состоит из циклона и дополнительно установленного фильтра на первой ступени сжатия газа. Перед второй ступенью компримирования установлен фильтр сепаратор, что повышает степень очистки газа до в среднем до 99,0 – 99,999 %.

Рассчитаем массовый расход пыли на выходе из установки:

$$m_{\text{п.в.}} = m_{\text{п.г.}} - \frac{m_{\text{п.г.}} \cdot \gamma}{100}, \quad (3)$$

где  $m_{\text{п.г.}}$  – массовый расход пыли в неочищенном от примесей газе, кг/ч;

$\gamma$  – степень очистки газа, %.

$$m_{п.в.} = 420 - \frac{420 \cdot 99,999}{100} = 0,0042 \text{ кг/ч.}$$

Находим количество удаленных примесей исходя из разницы между количеством пыли на входе и выходе из установки:

$$m_y = m_{п.г.} - m_{п.в.}, \quad (4)$$

$$m_y = 420 - 0,0042 = 419,9958 \text{ кг/ч.}$$

Запыленность газа составляет:

$$n = \frac{m_{п.в.}}{V}, \quad (5)$$

$$n = \frac{0,0042}{3825} = 0,001 \text{ г/м}^3.$$

Конечное содержание механических примесей в газе соответствует требованиям, представленным в таблице 1.

Для определения количества выделившегося конденсата в технологическом процессе необходимо определить мольную долю отгона  $e'$ :

$$\sum \frac{z_i' \cdot K_i}{1 + e' \cdot (K_i - 1)} = 1, \quad (6)$$

где  $z_i'$  – мольное содержание  $i$ -го компонента в газе, %;

$K_i$  – константа фазового равновесия каждого компонента, принимается из справочных данных.

Мольная доля отгона была определена методом последовательного приближения и равна:  $e' = 0,349$ .

Рассчитываем мольный состав газовой и жидкой фазы. Полученные данные заносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Мольный состав фаз

Компонент	$M_i$	$z_i'$	$K_i$	$y_i' = \frac{z_i' \cdot K_i'}{1 + e' \cdot (K_i - 1)}$	$x_i' = \frac{y_i'}{K_i}$
1	2	3	4	5	6
$N_2$	28	0,03	174,0000	0,0421	$2,4195 \cdot 10^{-4}$
$CO_2$	44	0,12	17,3000	0,1649	0,0095
$CH_4$	16	0,50	43,0000	0,6966	0,0162
$C_2H_6$	30	0,04	7,0000	0,0532	0,0076

1	2	3	4	5	6
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0,03	2,0000	0,0351	0,0176
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,01	0,5200	0,0079	0,0152
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> и выше	445	0,27	0,0001	9,3401·10 <sup>-5</sup>	0,9340
Сумма	-	1,00	-	1,0000	1,0000

Молярную массу тяжелых компонентов C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> и выше находим из уравнения (7):

$$M_{C_{5+}} = \sum z'_i \cdot M_i, \quad (7)$$

$$M_{C_{5+}} = \sum (0,03 \cdot 28) + (0,12 \cdot 44) + (0,5 \cdot 16) + (0,04 \cdot 30) + (0,03 \cdot 44) + (0,01 \cdot 58) + (0,35 \cdot 445) = 172,97 \text{ кг/кмоль.}$$

Массовый состав газовой фазы определяем по представленной ниже формуле:

$$y'_i = \frac{z'_i \cdot K'_i}{1 + e \cdot (K'_i - 1)}, \quad (8)$$

Рассчитываем массовый состав газовой фазы, полученные данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Массовый состав газовой фазы

Компонент	M <sub>i</sub>	y' <sub>i</sub>	y' <sub>i</sub> · M <sub>i</sub>	$y'_i = \frac{y'_i \cdot M_i}{\sum y'_i \cdot M_i}$	y' <sub>i</sub> · 100 % масс
N <sub>2</sub>	28	0,0421	1,1788	0,0508	5,08
CO <sub>2</sub>	44	0,1649	7,2556	0,3125	31,25
CH <sub>4</sub>	16	0,6966	11,1456	0,4799	47,99
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0,0532	1,5960	0,0687	6,87
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0,0351	1,5444	0,0665	6,65
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,0079	0,4582	0,0197	1,97
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> и выше	445	9,3401·10 <sup>-5</sup>	0,0416	0,0018	0,18
Сумма	-	1,0000	23,2202	1,0000	100,00

Рассчитываем массовый состав жидкой фазы, найденные значения заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Массовый состав жидкой фазы

Компонент	$M_i$	$x'_i$	$x'_i \cdot M_i$	$x'_i = \frac{x'_i \cdot M_i}{\sum x'_i \cdot M_i}$	$x'_i \cdot 100$ % масс
$N_2$	28	$2,4195 \cdot 10^{-4}$	0,0068	$1,6226 \cdot 10^{-5}$	0,0016
$CO_2$	44	0,0095	0,4180	0,0010	0,1000
$CH_4$	16	0,0162	0,2592	0,0006	0,0600
$C_2H_6$	30	0,0076	0,2280	0,0005	0,0500
$C_3H_8$	44	0,0176	0,7744	0,0019	0,1900
$C_4H_{10}$	58	0,0152	0,8816	0,0021	0,2100
$C_5H_{12}$ и выше	445	0,9340	415,7190	0,9939	99,3900
Сумма	-	1,0000	418,2878	1,0000	100,0000

Массовая доля отгона определяется по формуле:

$$e = e' \cdot \frac{y'_i \cdot M_i}{M_{C_{5+}}}, \quad (9)$$

$$e = 0,349 \cdot \frac{23,2202}{172,97} = 0,1342.$$

Составим материальный баланс на 5625 кг/ч по входящему газу.

Количество выделившегося газа в процессе определяем по формуле:

$$G_r = e \cdot G, \quad (10)$$

$$G_r = 0,1342 \cdot 5625 = 754,88 \text{ кг/ч.}$$

Сводный материальный баланс представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Материальный баланс процесса сжатия газа

Приход				Расход			
Поток	% мол	кг/ч	т/год	Поток	% мол	кг/ч	т/год
Природный газ	100,00	5625,00	45000,00	Сухой газ	13,49	754,88	6039,04
				Конденсат	84,51	4753,68	38029,44
				Потери	2,00	116,44	931,52
Итого	100,00	5625,00	45000,00	Итого	100,00	5625,00	45000,00

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

По составленному материальному балансу можно сделать вывод, что, используя новый способ компримирования углеводородных газов уменьшаются потери углеводородов  $C_{5+}$  со сжатым газом. В прототипе такой установки потери составляли 570 кг/ч, в предлагаемой установке потери составляют около 116,44 кг/ч, что значительно повышает выход и качество сжатого газа, а также стабилизированного конденсата. Применяя охлаждение атмосферным воздухом и топливным газом в условиях дефлегмации получают в несколько раз больше конденсата.

## 2.5 Расчет оборудования

### 2.5.1 Расчет компрессора

Компрессор – промышленный агрегат, используемый для сжатия и подачи различных газов и воздуха под давлением. Компрессоры используются в различных технологических процессах практически во всех отраслях промышленности.

Для расчета основных параметров компрессора необходимо знать производительность и отношение давлений сжатия компрессора. Дополнительно для расчета могут быть заданы плотность, температура, давление газа на входе в компрессор [24].

Исходные данные для расчета:

- производительность  $V = 490$  тыс. м<sup>3</sup>/час;
- давление на входе  $P_n = 1,85$  МПа;
- температура на входе  $T_n = 20$  °С;
- давление на выходе  $P_k = 6,0$  МПа;
- частота вращения  $n = 5500$  об/мин;
- рабочее тело – природный газ.

Определим число ступеней по соотношению давлений сжатия и степени повышения давления в одной ступени по формуле:

$$Z = \frac{C_k}{C_{ст}}, \quad (11)$$

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

где  $C_K$  – соотношение давлений сжатия по компрессору;

$C_{CT}$  – степень повышения давления в одной ступени в зависимости от рабочего тела. Для природного газа принимаем  $C_{CT} = 1,39$ .

Тогда по формуле (11) определяем число ступеней компрессора:

$$Z = \frac{3,44}{1,39} = 2,62.$$

Принимаем число ступеней равное 3.

Рассчитаем по формуле (12) соотношение давлений с учетом гидравлических сопротивлений в промежуточных холодильниках и степень недоохлаждения в холодильнике по уравнению:

$$C_{CT1} = \sqrt[n+1]{\frac{C_K}{\rho^n}} \cdot \sqrt{\left(\frac{T'_H}{T_H}\right)^m}, \quad (12)$$

где  $n$  – число ступеней охлаждения;

$\frac{T'_H}{T_H}$  – степень недоохлаждения газа, принимается в интервале 1,02 – 1,06;

$\rho$  – соотношение давлений выхода и входа в холодильник, принимается в интервале 0,95 – 0,98;

$m$  – множитель, определяемый в зависимости от показателя адиабаты и политропного коэффициента полезного действия ( $\eta_{пол} = 0,75 - 0,9$ ), и рассчитывается по формуле (13).

$$m = \frac{k}{k-1} \cdot \eta_{пол} \quad (13)$$

$$m = \frac{1,29}{1,29-1} \cdot 0,8 = 3,56.$$

Подставляем полученное значение в формулу (12), получим соотношение давлений сжатия в первой ступени:

$$C_{CT1} = \sqrt[3]{\frac{3,64}{0,96^2}} \cdot \sqrt{(1,04)^{3,56}} = 1,7.$$

Соотношение давлений сжатия второй ступени:

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

$$C_{CT_2} = \frac{C_{CT_1}}{\sqrt{\left(\frac{T'_H}{T_H}\right)^m}}, \quad (14)$$

$$C_{CT_2} = \frac{1,7}{\sqrt{(1,04)^{3,56}}} = 1,6.$$

Соотношение давлений сжатия по третьей ступени:

$$C_{CT_3} = \frac{C_{CT_2}}{\sqrt{\left(\frac{T'_H}{T_H}\right)^m}}, \quad (15)$$

$$C_{CT_3} = \frac{1,6}{\sqrt{(1,04)^{3,56}}} = 1,5.$$

Определим изменение температуры рабочего тела во всех трех ступенях сжатия газа.

Первая ступень:

$$\Delta t_1 = T_{H1} \cdot (C_{c1}^{1/m} - 1), \quad (16)$$

$$\Delta t_1 = 293 \cdot (1,7^{1/3,56} - 1) = 47,2 \text{ К.}$$

Вторая ступень:

$$\Delta t_2 = T_{H2} \cdot (C_{c2}^{1/m} - 1), \quad (17)$$

$$\Delta t_2 = 293 \cdot 1,04 \cdot (1,6^{1/3,56} - 1) = 43,0 \text{ К.}$$

Третья ступень:

$$\Delta t_3 = T_H \cdot (C_{c3}^{1/m} - 1), \quad (18)$$

$$\Delta t_3 = 293 \cdot (1,04)^2 \cdot (1,5^{1/3,56} - 1) = 38,3 \text{ К.}$$

Рассчитаем удельную работу сжатия в ступенях компрессора в зависимости от разности температур по ступеням.

$$\ell_{уд_i} = R \cdot \Delta t_i, \quad (19)$$

где  $R$  – газовая постоянная рабочего тела.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Для природного газа  $R = 518,3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$ .

Для каждой ступени удельная работа сжатия равна:

$$\ell_{\text{уд}_1} = 518,3 \cdot 47,2 = 24,46 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}};$$

$$\ell_{\text{уд}_2} = 518,3 \cdot 43,0 = 22,29 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}};$$

$$\ell_{\text{уд}_3} = 518,3 \cdot 38,3 = 19,85 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}}.$$

Находим массу рабочего тела из уравнения Клайпейрона – Менделеева:

$$PV = z \cdot m \cdot R \cdot T, \quad (20)$$

где  $P$  – давление газа на входе, Па;

$V$  – производительность компрессора,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$z$  – фактор сжимаемости, равен 1;

$m$  – масса рабочего тела,  $\text{кг}/\text{с}$ .

Выражаем из (20) массу рабочего тела:

$$m = \frac{P \cdot V}{z \cdot R \cdot T}; \quad (21)$$

$$m = \frac{1,85 \cdot 10^3 \cdot 133,3}{1 \cdot 518,3 \cdot 293} = 16,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Определяем мощность компрессора по формуле (22):

$$N_{\text{к}} = \sum \ell_{\text{уд}_i} \cdot m / \eta_{\text{к}}, \quad (22)$$

где  $\sum \ell_{\text{уд}_i}$  – удельная работа каждой ступени сжатия газа,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$ ;

$\eta_{\text{к}}$  – полный коэффициент полезного действия компрессора, определяемый как:

$$\eta_{\text{к}} = \eta_{\text{пол}} \cdot \eta_{\text{мех}}, \quad (23)$$

где  $\eta_{\text{мех}}$  – механический КПД компрессора, принимается в интервале 0,95 – 0,99.

$$\eta_{\text{к}} = 0,8 \cdot 0,98 = 0,784.$$

Подставляя в (22):

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$N_K = \frac{(24,46 + 22,29 + 19,85) \cdot 10^3 \cdot 16,2}{0,784} = 9 \text{ МВт.}$$

По полученным данным выбираем центробежный компрессор НЦ-12-76. Производительность такого компрессора 285 м<sup>3</sup>/мин; давление на входе не более 1,85 МПа; давление на выходе не более 7,45 МПа; частота вращения 6500 об/мин; мощность 12000 кВт. Такой компрессор можно использовать для транспорта газа и сжатия газа в системах магистральных трубопроводов.

### 2.5.2 Расчет циклонного аппарата

Пылеуловитель – установка для очистки газа от твердых частиц крупного и среднего размера. Конструкция применяется в качестве первой ступени очистки газа. Работа циклона основана на использовании центробежных сил, возникающих при вращении газопылевого потока внутри корпуса агрегата. Расчет циклона выполнен в соответствии с методикой, изложенной в [25].

Исходные данные для определения эффективности работы циклона:

- расход газа при нормальных условиях  $V_0 = 35000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- плотность газа  $\rho_0 = 0,68 \text{ кг/м}^3$ ;
- температура газа  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- вязкость газа  $\mu = 24,8 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;
- барометрическое давление  $P_{\text{бар}} = 101,3 \text{ кПа}$ ;
- разрежение в циклоне  $P_r = 100 \text{ Па}$ ;
- начальная концентрация пыли в газе  $C = 100 \text{ г/м}^3$ ;
- характеристика дисперсного состава пыли:  $d_m = 10 \text{ мкм}$ ;  $\lg(\sigma_{\text{ч}}) = 0,7$ ;
- плотность частиц пыли  $\rho_{\text{ч}} = 3000 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность газов при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, находят по формуле:

$$\rho_r = \rho_0 \frac{273 \cdot (P_{\text{бар}} \pm P_r)}{(273 + t_r) \cdot 101,3 \cdot 10^3}, \quad (24)$$

где  $\rho_0$  – плотность газов при нормальных условиях;

$t_r$  – температура газов на входе в циклон, °C;

$P_{\text{бар}}$  – барометрическое давление, Па;

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$P_r$  – избыточное давление газа при входе в циклон, Па.

$$\rho_r = 0,68 \cdot \frac{273 \cdot (101,3 \cdot 10^3 - 100)}{(273 + 20) \cdot 101,3 \cdot 10^3} = 0,633 \text{ кг/м}^3.$$

Расход газа при рабочих условиях:

$$V_r = \frac{V_0 \cdot \rho_0}{\rho_r \cdot 3600}, \quad (25)$$

$$V_r = \frac{35000 \cdot 0,68}{0,633 \cdot 3600} = 10,4 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При оптимальной скорости газового потока возможно определить диаметр циклона по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V_r}{\pi \cdot W_{\text{опт}}}}, \quad (26)$$

где  $W_{\text{опт}}$  – оптимальная скорость газового потока, принимаемая 3,5 м/с.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 10,4}{3,14 \cdot 3,5}} = 1,95 \text{ м}.$$

Примем установку ЦН – 15 состоящую из 4 циклонов. Такой циклон применяется для сухой очистки газа с начальной запыленностью до 1000 г/м<sup>3</sup>.

Тогда расход газа на один циклон:

$$V_{\text{ц}} = \frac{V_r}{4}, \quad (27)$$

$$V_{\text{ц}} = \frac{10,4}{4} = 2,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уточненный диаметр циклона исходя из расхода газа на один циклон по формуле (26) равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,6}{3,14 \cdot 3,5}} = 0,973 \text{ м}.$$

Примем ближайший стандартный диаметр циклона 1000 мм согласно ГОСТ 9617-67 «Сосуды и аппараты. Ряды диаметров» [26].

Зная диаметр циклона найдем действительную скорость газа в циклоне по формуле (28):

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

$$W_{\text{ц}} = \frac{4 \cdot V_{\Gamma}}{\pi \cdot D^2}, \quad (28)$$

$$W_{\text{ц}} = \frac{4 \cdot 2,6}{3,14 \cdot 1,0^2} = 3,31 \text{ м/с.}$$

Гидравлическое сопротивление циклона, Па, можно определить по формуле:

$$\Delta P = \zeta \cdot \frac{W^2 \cdot \rho}{2}, \quad (29)$$

где  $\zeta$  – коэффициент сопротивления циклона;

$W$  – условная скорость газа, отнесенная к полному сечению циклона в плане, м/с;

$\rho$  – плотность газа при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициент сопротивления циклона:

$$\zeta = K_1 \cdot K_2 \cdot \zeta_{500} + K_3, \quad (30)$$

где

$K_1$  – поправочный коэффициент на влияние диаметра циклона;

$K_2$  – поправочный коэффициент на влияние запыленности газа;

$\zeta_{500}$  – коэффициент сопротивления циклона диаметром 500 мм;

$K_3$  – поправочный коэффициент на влияние групповой компоновки циклонов.

Тогда коэффициент сопротивления равен:

$$\zeta = K_1 \cdot K_2 \cdot \zeta_{500} + K_3 = 1 \cdot 0,92 \cdot 155 + 35 = 177,6.$$

По формуле (29) находим гидравлическое сопротивление циклона:

$$\Delta P = (177,6 - 35) \cdot \frac{3,31^2 \cdot 0,633}{2} = 494,48 \text{ Па.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивление циклонной установки, состоящей из четырех циклонов:

$$\Delta P = 177,6 \cdot \frac{3,31^2 \cdot 0,633}{2} = 615,85 \text{ Па.}$$

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	Лист
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Величина  $d_{50}$  представляет собой размер частиц, осажденных при фактических условиях работы выбранного циклона с эффективностью 50 %.

Эта величина может быть найдена из выражения:

$$d_{50} = d_{50}^T \cdot \sqrt{\frac{D \cdot \rho_{чТ} \cdot \mu \cdot W_T}{D_T \cdot \rho_{ч} \cdot \mu_T \cdot W}}, \quad (31)$$

где  $D_T, \rho_{чТ}, \mu_T, W_T$  – величины, соответствующие условиям, при которых получена величина  $d_{50}$ ;

$D, \rho_{ч}, \mu, W$  – величины, соответствующие действительным условиям работы циклона.

$$d_{50} = 6,0 \cdot \sqrt{\frac{1,0 \cdot 1930 \cdot 24,8 \cdot 10^{-6} \cdot 3,5}{0,6 \cdot 3000 \cdot 22,2 \cdot 10^{-6} \cdot 3,31}} = 6,75 \text{ мкм.}$$

Эффективность циклонов на основании следующего выражение для полной очистки в циклоне:

$$\eta = \Phi(x), \quad (32)$$

Величина  $x$  применительно к циклонам может быть определена по следующей формуле:

$$x = \frac{\log\left(\frac{dm}{d_{50}}\right)}{\sqrt{\log^2 \sigma_{п} + \log^2 \sigma_{ч}}}, \quad (33)$$

$$x = \frac{\log\left(\frac{10}{6,75}\right)}{\sqrt{0,352^2 + 0,7^2}} = 0,218.$$

Определим численное значение функции  $\Phi(x)$ , полный коэффициент очистки газа, выраженный в долях по формуле (32):

$$\eta = \Phi(0,218) = 0,5871.$$

Таким образом, на первой ступени предварительной очистки газа удаляется до 60 % механических примесей.

### 2.5.3 Расчет фильтра тонкой очистки газа

Для очистки запыленных газов широкое распространение получили пористые фильтры. Степень очистки газов в них при соблюдении правил техни-

					ВКР.181140.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

ческой эксплуатации достигает 99,9 %.

Пористый фильтр представляет собой перегородку с большим количеством мелких пор. При фильтрации газового потока через пористую перегородку взвешенные в потоке частицы задерживаются на ней.

Произведем расчет фильтрующего оборудования по методике, представленной в [27]. Температура поступающего газа 20 °С.

Для расчета выбираем материал, используемый для изготовления фильтр элемента. Учитывая условия эксплуатации фильтра, прочностных и коррозионных характеристик материала выбираем пористый материал Ст50ХГ.

Максимальный диаметр пор находим по формуле:

$$d_{n \max} = 3 \cdot d_{\text{то абс}}, \quad (34)$$

где  $d_{\text{то абс}}$  – требуемая тонкость очистки, мкм, примем данное значение равным 16 мкм.

$$d_{n \max} = 3 \cdot 16 = 48 \text{ мкм.}$$

Средний размер пор:

$$d_{\text{ср}} = 1,25 \cdot d_{n \max} \cdot \Pi^{0,3}, \quad (35)$$

где  $\Pi$  – пористость фильтрэлемента.

Для выбранного фильтра пористость составляет 0,26.

Тогда по формуле (35) определяем средний размер пор фильтра:

$$d_{\text{ср}} = 1,25 \cdot 48 \cdot 0,26^{0,3} = 40,05 \text{ мкм.}$$

Размер частиц порошка для изготовления фильтрующего элемента находим по формуле:

$$d_{\text{чп}} = \frac{d_{\text{ср}}}{\Pi^2}, \quad (36)$$

$$d_{\text{чп}} = \frac{40,05}{0,26^2} = 592,46 \text{ мкм.}$$

По технологическим и прочностным соображениям выбираем толщину фильтрэлемента в пределах 0,25 – 5 мм. Принимаем  $h = 3$  мм.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Скорость газового потока в порах:

$$W_n = \frac{\Delta P_{\text{нач}} \cdot d_{\text{ср}}^2}{208 \cdot h \cdot \mu}, \quad (37)$$

где  $\Delta P_{\text{нач}}$  – начальное сопротивление фильтра, Па;

$h$  – толщина фильтрующего слоя, м;

$\mu$  – вязкость фильтруемого вещества, Па · с.

$$W_n = \frac{10000 \cdot (40,05 \cdot 10^{-6})^2}{208 \cdot 0,003 \cdot 24,8 \cdot 10^{-6}} = 0,104 \text{ м/с.}$$

Определяем площадь фильтрации:

$$F = \frac{Q}{W_n \cdot \Pi}, \quad (38)$$

где  $Q$  – объемный расход, м<sup>3</sup> /ч (100 м<sup>3</sup> /ч).

$$F = \frac{100}{0,104 \cdot 0,26 \cdot 3600} = 1,027 \text{ м}^2.$$

Исходя из полученных данных найдем скорость фильтрования по формуле:

$$W_{\phi} = \Pi \cdot W_n, \quad (39)$$

$$W_{\phi} = 0,26 \cdot 0,104 = 0,027 \text{ м/с.}$$

Находим расчетное конечное сопротивление фильтра:

$$\Delta P_{\text{кон}} = \frac{\Delta P_{\text{нач}}}{h} \cdot \left[ (1 - e^{-x}) \cdot \left( \frac{e^Y - 1}{A \cdot B} \right) + h \right], \quad (40)$$

где  $A$  – опытный коэффициент, зависящий от размера частиц и пор, для очистки газов  $A = 5,25 \cdot 10^3 \text{ с}^{-1}$ ;

$B$  – коэффициент, зависящий от пористости фильтрующего материала.

Рассчитаем коэффициент  $B$  по формуле:

$$B = \frac{(1 - \Pi_0) \cdot \Pi}{W_{\phi}}, \quad (41)$$

где  $\Pi_0$  – пористость осадка.

$$B = \frac{(1 - 0,5) \cdot 0,26}{0,027} = 4,81 \text{ с/м.}$$

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Определяем объемную долю частиц пыли в газе по выражению (42):

$$q_{\text{ВХ}} = \frac{C_{\text{ВХ}}}{\rho_{\text{ч}}}, \quad (42)$$

где  $C_{\text{ВХ}}$  – входная концентрация пыли в газовом потоке, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{ч}}$  – плотность частиц пыли, кг/м<sup>3</sup>.

$$q_{\text{ВХ}} = \frac{20 \cdot 10^{-6}}{3000} = 6,67 \cdot 10^{-9}.$$

Коэффициент  $Y$  для формулы (40) находим как:

$$Y = A \cdot q_{\text{ВХ}} \cdot \tau, \quad (43)$$

где  $\tau$  – время работы фильтра, с.

Время непрерывной работы фильтра составляет 30 часов.

По формуле (43):

$$Y = 5,25 \cdot 10^3 \cdot 6,67 \cdot 10^{-9} \cdot 30 \cdot 3600 = 3,78.$$

Коэффициент  $X$  для формулы (40) определяется произведением:

$$X = A \cdot B \cdot h, \quad (44)$$

$$X = 5,25 \cdot 10^3 \cdot 4,81 \cdot 0,003 = 7,6.$$

Подставляем все полученные данные в формулу (40) для нахождения конечного сопротивления фильтра:

$$\Delta P_{\text{кон}} = \frac{10000}{0,003} \cdot \left[ (1 - 2,7^{-7,6}) \cdot \left( \frac{2,7^{3,78} - 1}{5,25 \cdot 10^3 \cdot 4,81} \right) + 0,003 \right] = 15502,97 \text{ Па} = 15,502 \text{ кПа}.$$

Исходя из того, что расчетное конечное сопротивление отличается от заданного, необходимо рассчитать максимально допустимое время работы фильтра:

$$\tau_{\text{м}} = \frac{1}{A \cdot q_{\text{ВХ}}} \cdot \ln \left[ 1 + \frac{\Delta P_{\text{кон}}}{\Delta P_{\text{нач}}} \cdot \frac{x}{1 - e^{-x}} \right], \quad (45)$$
$$\tau_{\text{м}} = \frac{1}{5,25 \cdot 10^3 \cdot 6,67 \cdot 10^{-9}} \cdot \ln \left[ 1 + \frac{15502,97}{10000} \cdot \frac{7,6}{1 - 2,7^{-7,6}} \right] = 72779,15 \text{ с}.$$

Объемная доля частиц пыли в газе после прохождения фильтра по формуле:

$$q_{\text{ВЫХ}} = \frac{1}{A \cdot \tau_M} \cdot \ln \left( \frac{e^Z + e^x - 1}{e^x} \right), \quad (46)$$

где коэффициент  $Z$  находим по выражению:

$$Z = A \cdot q_{\text{ВХ}} \cdot \tau_M, \quad (47)$$

$$Z = 5,25 \cdot 10^3 \cdot 6,67 \cdot 10^{-9} \cdot 72779,15 = 2,549.$$

Подставляя в (46):

$$q_{\text{ВЫХ}} = \frac{1}{5,25 \cdot 10^3 \cdot 72779,15} \cdot \ln \left( \frac{2,7^{2,549} + 2,7^{7,6} - 1}{2,7^{7,6}} \right) = 1,6 \cdot 10^{-11}.$$

Определяем эффективность очистки газового потока от взвешенных частиц пыли:

$$\eta = \frac{q_{\text{ВХ}} - q_{\text{ВЫХ}}}{q_{\text{ВХ}}} \cdot 100, \quad (48)$$

$$\eta = \frac{6,67 \cdot 10^{-9} - 1,6 \cdot 10^{-11}}{6,67 \cdot 10^{-9}} \cdot 100 = 99,76 \text{ \%}.$$

Таким образом, используя фильтр из пористого материала, возможно обеспечить практически 100 % степень очистки газа.

По полученным данным выбираем для установки фильтр газовый «Кордон – 50», предназначенный для очистки природного газа от механических примесей при температуре от минус 40 °С до плюс 45 °С.

Фильтр имеет следующие технические характеристики:

- входное давление не более 1,2 МПа;
- пропускная способность 5000 м<sup>3</sup>/ч;
- допустимый перепад давления 10000 Па;
- масса 11 кг;
- длина 250 мм;
- высота 300 мм.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

#### 3.1 Требования безопасности при проведении газоопасных работ

Переработка природного газа является взрывопожароопасным процессом. По физико-химическим и взрывопожароопасным характеристикам сырья, готовой продукции, отходов производства и выбросам в атмосферу компрессорная станция относится к взрывопожароопасным производственным объектам.

Углеводороды, входящие в состав природного газа, образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Для избежание ситуаций, воздействие которых может привести к тяжким телесным повреждениям или к летальному исходу, при работах в газоопасных местах и на установках газоперерабатывающих заводов необходимо соблюдать правила техники безопасности.

Газоопасными местами являются места, где в воздухе возможно появление взрывоопасных газов и паров, вредных веществ в концентрациях, превышающих предельно допустимые значения, или места, где содержание кислорода может упасть ниже 20 % по объему.

Согласно национальному стандарту – ГОСТ Р 54982-2012 «Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация» ГОР подразделяются на группы в зависимости от степени опасности:

I группа – осуществляется с выдачей наряда-допуска на газоопасные работы;

II группа – проводимые без получения наряда-допуска на проведение газоопасных работ, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале учета газоопасных работ.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Землякова Е. Н.</i>				<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Лескова С. А.</i>					У	51	65
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>					<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>							

К I группе газоопасных работ относятся:

- работы, связанные с разгерметизацией технологического оборудования и коммуникаций, при которых не исключена возможность выброса в рабочую зону вредных и взрывоопасных газов, паров и других веществ, способных вызвать взрыв, пожар, оказать вредное воздействие на организм человека;
- работы, выполняемые в закрытой аппаратуре, в коллекторах, тоннелях, колодцах и других подобных сооружениях;
- работы в отстойниках, резервуарах, ящиках погружных конденсаторов-холодильников, траншеях, с аппаратами и трубопроводами, в которых находились вредные или взрывоопасные вещества.

К ГОР II группы относятся периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса (в том числе отбор проб, дренирование аппаратов), характеризующиеся сходными условиями их выполнения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей. Эта группа работ связана с подготовкой оборудования к ремонту, обслуживанием отдельных узлов и агрегатов оборудования, при выполнении которых исключена возможность взрыва, загорания.

Для безопасного проведения газоопасных работ следует обеспечить:

- последовательность и режим выполнения газоопасной работы;
- контроль состояния воздушной среды;
- принятие мер, исключающих допуск на место проведения газоопасной работы лиц, не занятых ее выполнением.

К выполнению газоопасных работ допускаются лица:

- не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к данному виду работ;
- обученные безопасным методам и приемам выполнения опасных работ с газом;
- владеющие способами работы в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

- имеющие навыки по оказанию первой помощи пострадавшим;
- знающие токсические свойства веществ на производстве и их действие на организм.

К выполнению газоопасных работ не допускаются работники, не прошедшие проверку знаний и не допущенные к самостоятельной работе, а также стажеры, практиканты. Работы с газами выполняются бригадой мастеров, численностью не менее двух человек [28].

### 3.2 Основные требования эксплуатации компрессорных станций

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – основная часть магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения пропускной способности за счет повышения давления газа на выходе компрессорных станций с использованием различных типов газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

На компрессорных станциях осуществляются следующие основные технологические процессы: очистка транспортируемого газа от механических примесей и жидкости; сжатие газа; охлаждение газа после сжатия; измерение и контроль технологических параметров; управление режимом работы газопровода путем корректировки технологического режима работы компрессорного цеха.

При работе на ДКС существуют определенные требования трудовой и промышленной безопасности, изложенные в документе межотраслевого применения по вопросам охраны и промышленной безопасности от 05.06.2003 № 60 «Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов» [29]. Основные требования при работе на ДКС:

1. К работе допускаются лица не моложе 18 лет, после прохождения инструктажа по охране труда и пожарной безопасности, инструктажа по безопасным методам и приемам труда, стажировки на рабочем месте и проверки полученных знаний компетентной комиссией.

2. Эксплуатация оборудования должна строго соответствовать правилам

технической эксплуатации.

3. Не допускается размещение компрессоров в помещениях, если в смежном помещении расположены взрывоопасные и химически опасные производства, вызывающие коррозию оборудования и вредно воздействующие на организм человека.

4. Компрессорная станция должна быть оборудована средствами охраны, безопасности, электроснабжения, механизации и вентиляции в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по охране труда.

5. Все компрессорные установки должны быть оснащены:

– манометрами, устанавливаемыми после каждой ступени сжатия и в линии нагнетания после компрессора;

– термометрами для индикации температуры сжатого газа, устанавливаемыми на каждой ступени компрессора, после промежуточных и конечного холодильников;

– приборами для измерения давления и температуры масла, подаваемого на смазку механизма движения.

6. Каждую компрессорную установку следует оснащать системой аварийной защиты, обеспечивающей звуковую и световую сигнализацию.

7. Запрещается эксплуатировать агрегат с технологическими параметрами, не соответствующими нормам технологического режима.

8. Необходимо контролировать степень коррозионного износа оборудования и трубопроводов.

9. Перед пуском компрессора после ремонта персонал обязан осмотреть установку, убедиться в ее исправности, проверить систему смазки и охлаждения и запустить ее в соответствии с инструкцией по эксплуатации компрессора.

10. Запрещается хранение керосина, бензина и других легковоспламеняющихся жидкостей в помещении машинного зала компрессорной установки.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

11. Запрещается оставлять работающими компрессоры (за исключением полностью автоматизированных компрессоров) без присмотра лиц, уполномоченных на их обслуживание.

Вредное воздействие на обслуживающий персонал ДКС в процессе эксплуатации оказывают:

- напорное оборудование и трубопроводы;
- сжимаемый газ, выбрасываемый в воздух рабочей зоны в результате повреждения, а также выхлопные газы газотурбинных ГПА;
- повышенный уровень шума в рабочей зоне;
- тепловое воздействие;
- повышенное статическое электричество;
- водометанольная смесь, скапливающаяся в фильтрах-сепараторах и дренажных баках и попадающая в рабочие зоны в результате повреждений, при ремонтных работах, связанных со вскрытием оборудования, при внутренних осмотрах аппаратов.

### 3.3 Должностные инструкции машиниста компрессорных установок

Рабочая инструкция оператора компрессорной установки содержит элементы, которые работник обязан знать и выполнять при приеме на работу. Должностные инструкции, приведенные ниже соответствуют рабочей инструкции машиниста технологических компрессоров цеха компримирования газа ООО «Газпром переработка Благовещенск» № РИ-93П-2022-04.

#### 3.3.1 Общие положения

Непосредственное ведение технологического процесса, обслуживание оборудования на ДКС осуществляют машинисты технологических компрессоров.

Машинистом компрессорных установок назначается лицо не моложе 18 лет, прошедшее обучение в установленном порядке и имеющее удостоверение машиниста, прошедшее медицинский осмотр.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

При проведении работ по техническому обслуживанию цеха с электроагрегатами газоперекачивающих агрегатов должен иметь IV группу по электробезопасности.

Работник обязан соблюдать правила внутреннего трудового распорядка и установленный режим труда и отдыха; выполнять работу, входящую в его обязанности; применять безопасные приемы выполнения работ; уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

Перед началом работы машинист компрессорных станций обязан:

- проверить целостность, пригодность СИЗ, герметичность СИЗОД;
- проверить наличие и заполнение технической документации, укомплектованность аптечки;
- проверить исправность технологического оборудования, заземления, наличие и работоспособность противопожарного инвентаря, проверить работу вентиляционных установок, электрооборудования;
- убедиться в наличии предусмотренных контрольно-измерительных приборов и их исправности;
- произвести внешний визуальный осмотр насоса и привода;
- проверить наличие ограждений.

### 3.3.2 Требования к знаниям

Машинист технологических компрессоров должен знать:

- технологию транспортирования газа;
- схемы расположения трубопроводов цеха и между цехами;
- основные сведения об автоматизированных системах управления технологическими процессами;
- технические условия и технологию проведения всех видов технического обслуживания и ремонта компрессоров;
- требования, предъявляемые к качеству выполняемых работ, в том числе и по смежным операциям или процессам;
- свойства газов, проявляющиеся при работе компрессоров;

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

- основные виды отклонений от нормального технологического режима и методы их устранения;
- правила пользования средствами индивидуальной защиты;
- порядок действий при возникновении аварий и ситуаций, которые могут привести к нежелательным последствиям.

### 3.3.3 Права работника

Машинист компрессорных установок имеет право:

- на обеспечение средствами индивидуальной защиты, инструментом, необходимыми материалами, оборудованным рабочим местом;
- организацию нормальных условий труда, отвечающих требованиям по охране труда;
- отказаться от выполнения работы в случае опасности для его жизни и здоровья;
- в пределах своей компетенции сообщать непосредственному руководителю обо всех недостатках в деятельности организации, выявленных в процессе выполнения порученной работы, и вносить предложения по их устранению;
- давать подчиненным ему сотрудникам поручения, задания по ряду вопросов, входящих в их функциональные обязанности;
- запрашивать и получать необходимые материалы и документы, связанные с вопросами его деятельности;
- взаимодействовать с другими службами компании по производству и другим вопросам, входящим в его функциональные обязанности.
- знать проекты решений руководства предприятия по вопросам деятельности подразделения;
- вносить руководителю предложения по улучшению работы, связанной с задачами, предусмотренными настоящей инструкцией.

### 3.3.4 Ответственность

Машинист компрессорных установок несет ответственность за:

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

- своевременное и качественное осуществление своих обязанностей;
- организацию своей работы, своевременное выполнение приказов, распоряжений и указаний руководства;
- соблюдение правил внутреннего распорядка, противопожарной безопасности и техники безопасности;
- ведение документации, предусмотренной действующими нормативными актами;
- оперативное принятие мер, включая своевременное информирование руководства, по устранению нарушений техники безопасности, противопожарных и иных правил, создающих угрозу деятельности учреждения, его работникам и иным лицам;
- нарушение трудовой дисциплины, законодательных и нормативно-правовых актов работник может быть привлечен в соответствии с действующим законодательством в зависимости от тяжести проступка к дисциплинарной, материальной, административной и уголовной ответственности [30].

### 3.4 Воздействие углеводородных газов на окружающую среду при условии аварийной и безаварийной эксплуатации компрессорной станции

Основными источниками загрязнения окружающей среды являются постоянные технологические выбросы и утечки газа в следствии износа оборудования.

Природный газ является взрывоопасным и легко воспламеняющимся веществом, в высоких концентрациях (более 10 %) может оказывать токсичное действие на организм человека, не имеет цвета и запаха. Основным компонентом газа является метан. Он приводит к отравлениям, если отравление тяжелое, то человек теряет сознание, возможна остановка дыхания и сердцебиения. ПДК в рабочей зоне 7000 мг/м<sup>3</sup>. Кроме того, в технологическом процессе компрессорных станции используется турбинное масло – горючая, пожароопасная жидкость нефтяного происхождения.

Сжатые газы представляют опасность физического взрыва из-за высокого давления и химического взрыва из-за реакции паров смазки с окисляющими газами. Также в этом случае в атмосферу выбрасывается смесь с высокой концентрацией серосодержащих соединений и углеводородов, наиболее токсичных элементов.

Причины, которые могут привести к взрыву компрессорной станции, получающей сжатый газ:

- превышение допустимого давления и температуры сжатого газа;
- запыленный воздухозаборник;
- перегрев компрессора во время работы;
- воспламенение и взрыв паров смазочного масла;
- накопление нагара;
- наличие электростатических зарядов;
- неисправность манометра, предохранительных клапанов, разъемных соединений.

Для обеспечения безаварийной работы технологических установок в проекте предусмотрены:

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение негорючих материалов для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования;
- установка сигнализаторов дозрывоопасной концентрации газа в помещениях с выдачей сигнала в диспетчерскую и автоматическим включением аварийно-вытяжной вентиляции;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами управления, автоматики, обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- дистанционное управление кранами КС;
- электроснабжение насоса смазочного масла предусмотрено от источ-

ника бесперебойного питания для обеспечения непрерывной работы;

– аварийное освещение в помещениях ГПА и вспомогательных блоков с питанием от аккумуляторных батарей;

– аварийное отключение КС при возникновении опасных условий;

– использование взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;

– защита от электромагнитной индукции, статического электричества и меры по предотвращению введения в здание высоких потенциалов;

– применение стальных бесшовных труб для газопроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы;

– идентификационная окраска газопроводов и других технологических трубопроводов [31].

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе произведен анализ научно-технической литературы с целью исследования вопроса об основных методах очистки и компримирования газов. Рассмотрены методы и пути модернизации процесса подготовки газа.

Изучены технологические схемы очистки и сжатия углеводородного газа, в том числе аппаратное оформление процесса, особенности ведения процесса, технологические параметры. Выполнен расчет установки компримирования газа и основного оборудования процесса.

Предложена инновационная технология компримирования газа:

– использование постепенного повышения давления за счет нескольких ступеней сжатия, что приводит к равномерному увеличению давления и температуры газа и позволяет избежать разрушение изоляционного покрытия трубопроводов;

– применение дефлегматора на первой ступени сжатия, за счет чего снижается унос тяжелых углеводородных компонентов со сжатым газом.

В работе представлены основные требования безопасности при работе на компрессорах станциях, а также должностные инструкции оператора компрессорных установок. Выполнена графическая часть работы – технологическая схема установки компримирования газа.

Таким образом, поставленная цель и задачи бакалаврской работы выполнены в полном объеме.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Землякова Е. Н.</i>			<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Лескова С. А.</i>				у	61	65
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Куандыков, Е. С. Анализ факторов, влияющих на выбор способа очистки попутного газа / Е. С. Куандыков, А. А. Исламутдинова, Р. Р. Даминев // Актуальные проблемы и современные технологии обеспечения пожарной, экологической и промышленной безопасности : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа : Изд-во «Нефтегазовое дело», 2017. – С. 126-129.

2 Пат. 2236891 Российская Федерация, МПК В01D 53/00, F25J 3/08. Способ очистки углеводородного газа / А. Ю. Аджиев, С. И. Бойко, А. В. Клиник, А. О. Шеин ; ОАО «НИПИгазпереработка». – № 2002131621/15 ; Заявл. 25.11.2002 ; Оpubл. 27.09.2004, Бюл. № 27.

3 Технология переработки углеводородных газов : учебник для вузов / В. С. Арутюнов [и др.]. – М. : Изд-во Юрайт, 2020. – 723 с.

4 ГОСТ 31371.1-2020. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава. – Взамен ГОСТ 31371.1-2008 ; введ. 01-07-2021. – М. : Стандартиформ, 2020. – 40 с.

5 Салтыкова, С. Н. Основные направления очистки углеводородных газов / С. Н. Салтыкова, А. П. Кузнецова, П. Ф. Барбанэль // Студент года 2019 : сб. науч. тр. : в 3 ч. – Петрозаводск : МЦНП «Новая наука», 2019. – С. 47-51.

6 Лapidус, А. Л. Газохимия : учебник / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013. – 405 с.

7 Очистка газов от кислых компонентов / И. М. Мухаметгалиев [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2017. – № 3. – С. 54-59.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Землякова Е. Н.</i>				<i>Новые технологии очистки и компримирования углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Лескова С. А.</i>					у	62	65
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>					<i>АмГУ, ИФФ, 818-об гр.</i>		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>							

8 Кузнецова, А. П. Анализ методов абсорбционной очистки углеводородных газов / А. П. Кузнецова // Наука и инновации XXI века : сб. науч. тр. – Изд-во Сургутского гос. ун-та – 2021. – С. 99-101.

9 Есетов, Ж. А. Технология подготовки попутного нефтяного газа на основе мембранного разделения / Ж. А. Есетов // Итоговая научно-образовательная конференция студентов Казанского федерального университета 2016 года : сб. статей : в 5 т. / Казанский фед. ун-т. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2016. – Т. 1. – С. 75-78.

10 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.

11 Пат. 2672452 Российская федерация, МПК В01D 63/08, С10L 3/10, В01D 53/52, В01D 71/02, В01D 53/62. Мембранный контактор для очистки природных и технологических газов от кислых компонентов / А. А. Елисеев, Д. И. Петухов, А. А. Поярков, А. А. Елисеев, М. А. Комкова, С. К. Подголин, А. В. Лукашин ; ПАО «НК» Роснефть». – № 2018102871 ; Заявл. 25.01.2018 ; Оpubл. 14.11.2018, Бюл. № 32.

12 Мишин, В. М. Переработка природного газа и конденсата : учебник для системы непрерывного фирменного профессионального обучения рабочих в обществах и организациях ОАО «Газпром» / В. М. Мишин. – М. : Издательский центр «Академия», 1999. – 448 с.

13 Пат. 2761705 Российская федерация, МПК F25J 3/08, С10L 3/10, В01D 53/81. Способ удаления диоксида углерода из природного газа / М. С. Сергеева, А. Н. Петухов, И. В. Воротынцев, В. М. Воротынцев : «НГТУ». – № 2021110137 ; Заявл. 13.04.2021 ; Оpubл. 13.12.2021, Бюл. № 35.

14 Пат. 2673519 Российская федерация, МПК В01D 46/24. Элемент фильтрующий для тонкой очистки углеводородного газа от механических примесей и капельной жидкости / В. В. Снежков, С. И. Гузенков, А. В. Шибанов, О. А. Приймак, Н. В. Мневек, Л. Б. Галдина : ООО «ЛАРТА Текнолоджи». –

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

№ 2018103864 ; Заявл. 01.02.2018 ; Оpubл. 27.11.2018, Бюл. № 33.

15 ГОСТ 27577-2000. Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия. – Взамен ГОСТ 27577-87 ; введ. 01-01-2002. – М. : Изд-во стандартов, 2004. – 6 с.

16 Технология компримирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://www.grasys.ru/tehnologii/tehnologiya\\_komprimirovaniya/](https://www.grasys.ru/tehnologii/tehnologiya_komprimirovaniya/). – 16.05.2022.

17 Осипов, А. В. Компрессорные станции / А. В. Осипов // Вестник современных исследований. – 2018. – № 11.3(26) – С. 310-311.

18 Пат. 162304 Российская Федерация, МПК F04B 41/00, F04B 39/16. Поршневая компрессорная установка для компримирования газа / С. В. Кудрявцев, И. А. Странкалс, С. Н. Шевнин, И.В. Шестоперов ; ООО «ИНГК-ПРОМТЕХ». – № 2015152761/06 ; Заявл. 08.12.2015 ; Оpubл. 10.06.2016, Бюл. № 16.

19 Пат. 2642704 Российская федерация, МПК F04D 25/00. Способ периодического компримирования газа / М. Д. Валеев, Р. М. Ахметзянов, Р. З. Ахметгалиев ; М. Д. Валеев. – № 2017100653 ; Заявл. 10.01.2017 ; Оpubл. 25.01.2018, Бюл. № 3.

20 Пат. 2524790 Российская Федерация, МПК F25J 3/08. Способ компримирования газа / А. В. Курочкин ; А. В. Курочкин. – № 2013134301/06 ; Заявл. 22.07.2013 ; Оpubл. 10.08.2014, Бюл. № 22.

21 Гусев, С. Н. Разработка компрессорной установки сухого сжатия газа в рамках реализации программы импортозамещения / С. Н. Гусев, А. С. Тарасова // Компрессорные технологии. – 2021. – № 5. – С. 4-8.

22 СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Взамен ОСТ 51.40-93 ; введ. 25.10.2010. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2011. – 12 с.

23 Дытнерский, Ю. И. Основные процессы и аппараты химической тех-

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

нологии : пособие по проектированию / Г. С. Борисов, В. П. Брыков, Ю. И. Дытнерский [и др.] ; под ред. Ю. И. Дытнерского. – 5-е изд., стереотип. – М. : ООО «Издательский дом Альянс», 2010. – 496 с.

24 Наумов, С. А. Расчет центробежного компрессора. Методические указания / С. А. Наумов, В. Ю. Соколов, А. В. Садчиков, С. В. Горячев. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2011. – 70 с.

25 Замураев, А. Е. Расчет пылеуловителей : расчет циклонов и рукавных фильтров / А. Е. Замураев, В. Б. Пономарев. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТИ-УПИ, 2006 – 50 с.

26 ГОСТ 9617-76. Сосуды и аппараты. Ряды диаметров. – Взамен ГОСТ 9617-67 : введ. 01.09.1976. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 3 с.

27 Кобзарь, И. Г. Процессы и аппараты защиты окружающей среды : метод. указания / И. Г. Кобзарь, В. В. Козлова. – Ульяновск: УлГТУ, 2007. – 27 с.

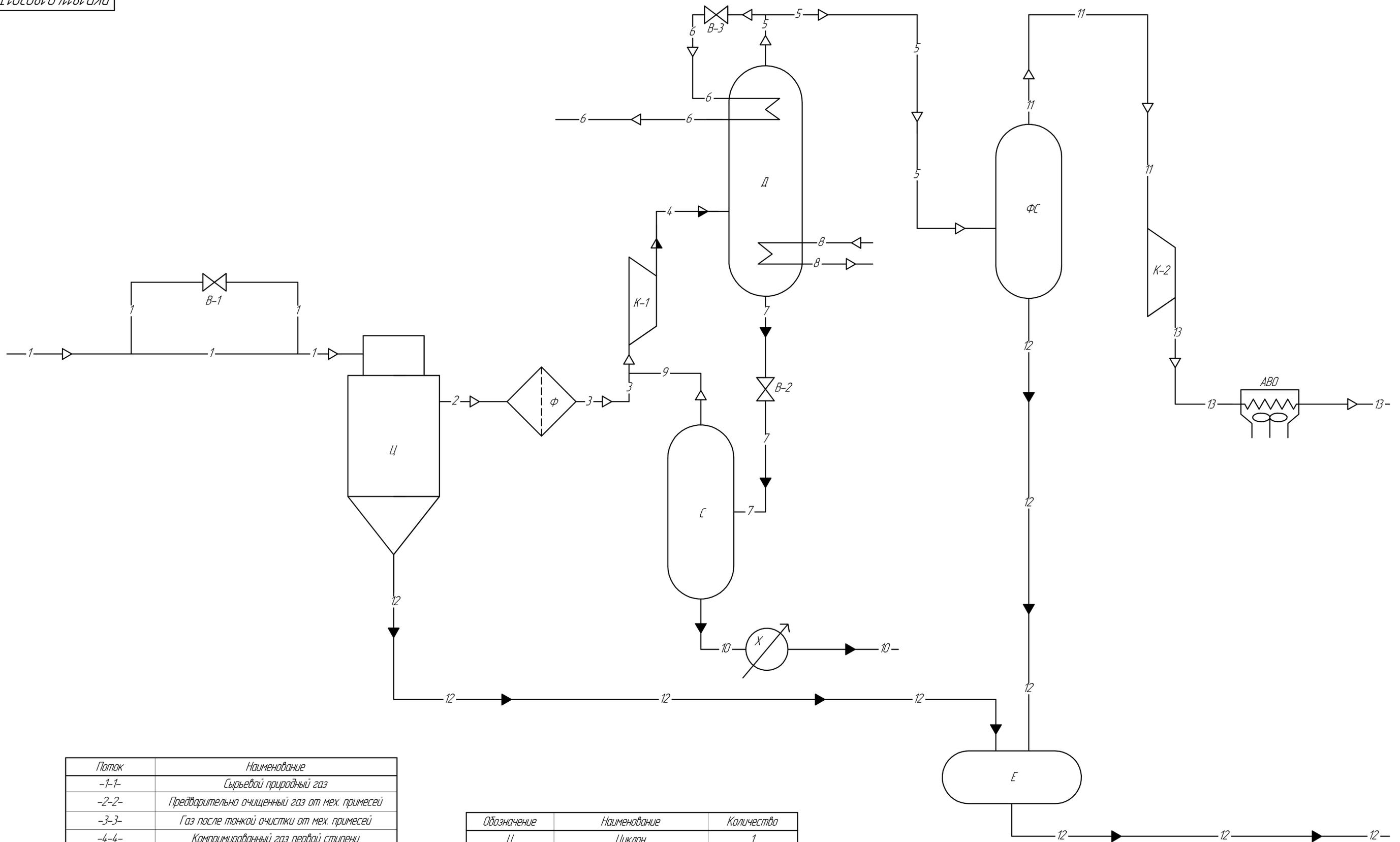
28 ГОСТ Р 54982-2012. Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. – Введ. 01-01-2013. – М. : Стандартинформ, 2014. – 117 с.

29 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. / А. И. Субботин [и др.]. – М. : Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2008. – 24 с.

30 Профстандарт: 40.027. Машинист компрессорных установок. Утвержден приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 22 июля 2020. № 442н.

31 Все о транспорте газа. Требования промышленной безопасности на компрессорных станциях газопроводов [Электронный ресурс]. Turbinist.ru. – <https://www.turbinist.ru/22-trebovaniya-promyshlennoj-bezopasnosti-na.html>, – 25.05.2022.

					<i>ВКР.181140.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65



Поток	Наименование
-1-1-	Сырьевой природный газ
-2-2-	Предварительно очищенный газ от мех. примесей
-3-3-	Газ после тонкой очистки от мех. примесей
-4-4-	Компримированный газ первой ступени
-5-5-	Сжатый газ
-6-6-	Топливный газ
-7-7-	Углекислотный конденсат
-8-8-	Внешний хладагент
-9-9-	Газ сепарации
-10-10-	Стабилизированный углекислотный конденсат
-11-11-	Газ после очистки от капельной жидкости
-12-12-	Механические примеси и капельная влага
-13-13-	Компримированный газ второй ступени

Обозначение	Наименование	Количество
Ц	Циклон	1
Ф	Фильтр тонкой очистки	1
К	Центробежный компрессор	2
Д	Дефлегматор	1
С	Сепаратор	1
ФС	Фильтр-сепаратор	1
АВО	Аппарат воздушного охлаждения	1
Х	Холодильник	1
Е	Сливная емкость	1
В	Вентиль	3

				ВКР.18114.0.180301.ТС				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Новые технологии очистки и компримирования углекислотных газов			
Разраб.	Землякова Е.Н.							
Проб.	Лескова С.А.				Лит	Масса	Масштаб	
Т.контр.					у	-	-	
					Лист	1	Листов	1
Инконтр.	Радина Т.А.				Технологическая схема			
Утв.	Гижель Ю.А.				АМГУ ИФФ гр. 818-08			
					Формат А1			

Лист 1 из 1

Лист 1 из 1