

**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 техноло-  
гия природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Моделирование установки низкотемпературной ректификации  
углеводородных газов

Исполнитель

студент группы 918-об

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

В.А. Керро

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Ю.А. Гужель

Консультант по безопасности

жизнедеятельности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль

проф., док. хим. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Т.А. Родина

Благовещенск 2023

**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 Керро Владислава Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов» утверждена Приказом от 20.04.2023 г № 951-уч.
2. Срок сдачи студентом законченной работы 09.06.2023 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Производительность установки по сырью 668000 кг/ч. Температура сырьевого газа – 15 °С, давление сырьевого газа – 6,9 МПа. Литературные данные. Технологическая документация, нормативная и иная документация
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по методам извлечения углеводородных газов и теоретическим основам низкотемпературной ректификации. Характеристика способов модернизации низкотемпературных установок. Характеристика сырья и готовой продукции установки. Описание технологической схемы установки. Моделирование установки низкотемпературной ректификации. Безопасность и экологичность производства.
5. Перечень материалов графической части: Технологическая схема установки низкотемпературной ректификации.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент – раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 25.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Гужель Юлия Александровна, канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению 25.04.2023 г.

\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 78 с., 19 рисунков, 16 таблиц, 56 формул, 44 литературных источника.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПРОЦЕССЫ, РАЗДЕЛЕНИЕ ГАЗА, РЕКТИФИКАЦИЯ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ДЕМЕТАНИЗАТОР, ДЕЭТАНИЗАТОР, ХОЛОДИЛЬНЫЙ ЦИКЛ, КОМПРИМИРОВАНИЕ

В работе составлен литературный обзор по низкотемпературным методам, отдельное внимание уделено процессу низкотемпературной ректификации. Проведена модернизация установки низкотемпературной ректификации на основе программного обеспечения.

Выполнен технологический и механический расчет аппаратов, обоснован выбор основного и вспомогательного оборудования, эффективность работы установки.

Рассмотрена безопасность и экологичность установки НТР. Выявлены вредные и опасные производственные факторы, влияющие на показатели качества условия труда сотрудников на газоперерабатывающем заводе.

Выполнено графическое исполнение технологической схемы установки низкотемпературной ректификации.

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				у	3	78
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение		6
1 Литературный обзор		7
1.1 Характеристика углеводородных компонентов газа для низкотемпературных процессов		7
1.2 Методы извлечения углеводородных газов		8
1.2.1 Низкотемпературные процессы разделения газа		9
1.2.2 Мембранный метод		13
1.2.3 Иные способы разделения		15
1.2.4 Сравнительная характеристика процессов низкотемпературных конденсации и ректификации		19
1.3 Теоретические основы процессы низкотемпературной ректификации		21
1.4 Технологические схемы низкотемпературной ректификации		22
1.5 Способы модернизации низкотемпературных установок		25
2 Технологическая часть		27
2.1 Характеристика сырья и производимой продукции		27
2.2 Описание технологической схемы		30
2.3 Характеристика оборудования технологического процесса		32
2.4 Совершенствование установки НТР		34
2.5 Моделирование установки низкотемпературной ректификации		37
2.5.1 Моделирование установки		37
2.5.2 Материальный баланс установки		38
2.5.3 Моделирование основного оборудования		39

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>	<i>Керро В.А.</i>							у	4	78	
<i>Провер.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>										
<i>Н. Контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>										
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>										
								<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>			

3	Механическая часть	47
3.1	Механический расчет деметанизатора	47
3.2	Расчет колонны деметанизации на действие ветровых сил	52
4	Безопасность и экологичность производства	66
4.1	Воздействие опасных и вредных факторов на организм человека	66
4.2	Меры коллективной защиты персонала	68
4.3	Средства индивидуальной защиты персонала	70
	Заключение	72
	Библиографический список	73

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день перспективой в развитии газовой промышленности выступают технологические процессы, связанные с переработкой природного газа в интервале температур от минус 60 °С до минус 80 °С и более, для глубокого извлечения компонентов веществ, таких как метан, этан, пропан-бутановые фракции и углеводороды  $C_{5+}$ , для получения продукта – сжиженного природного газа.

Актуальность низкотемпературных процессов заключается в выделении из природного газа ценных компонентов, которые направляются на дальнейшее использование в качестве потребления.

Целью бакалаврской работы является усвоение теоретических и практических знаний, полученных за период обучения, применении их в развитии проекта модернизации низкотемпературной ректификационной установки.

Для выполнения поставленной цели были выявлены следующие задачи:

1. Выполнить анализ научно-технической литературы, на основе приведенных литературных источников.
2. Описать и составить технологическую схему процесса низкотемпературной ректификации природного газа.
3. Выполнить моделирование установки низкотемпературной ректификации на программном обеспечении.
4. Выполнить технологический расчет и обосновать необходимость механического расчета.
5. Изучить вопросы безопасности и экологичности на газоперерабатывающем заводе.

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				у	6	78
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Характеристика углеводородных компонентов газа для низкотемпературных процессов

По происхождению углеводородные компоненты газа можно разделить на: газы первичной и вторичной переработки нефти, и природные газы.

На сегодняшний день, с ростом добычи природного газа большее значение имеет комплексное использование ресурсов.

Газы содержат различные углеводородные компоненты, такие как метан, этан, пропан, бутан, пентан и более тяжелые. Каждое вещество имеет свои свойства и характеристики, которые важны для его использования в различных отраслях промышленности.

Метан – основной компонент природного газа, используемый в быту и в промышленности как топливо и сырье в химической индустрии, является первым членом гомологического ряда предельных алифатических углеводородов, составляет основную массу многих газов, выделяющихся на поверхности земли.

Этан является вторым членом гомологического ряда насыщенных углеводородов и первым из алканов, имеющих углерод-углеродную связь.

Многие компоненты, входящие в состав природного газа, используются в качестве сырья для других нефтехимических или газохимических предприятиях для получения ценных продуктов таких как, высокомолекулярные соединения, спирты, альдегиды и другие органические вещества. Гелий, выделяемый из природного газа, является одним из самых востребованных продуктов на рынке. В связи с этим достаточно быстро окупаются затраты на строительство различных установок газоразделения.

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				у	7	78
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						









































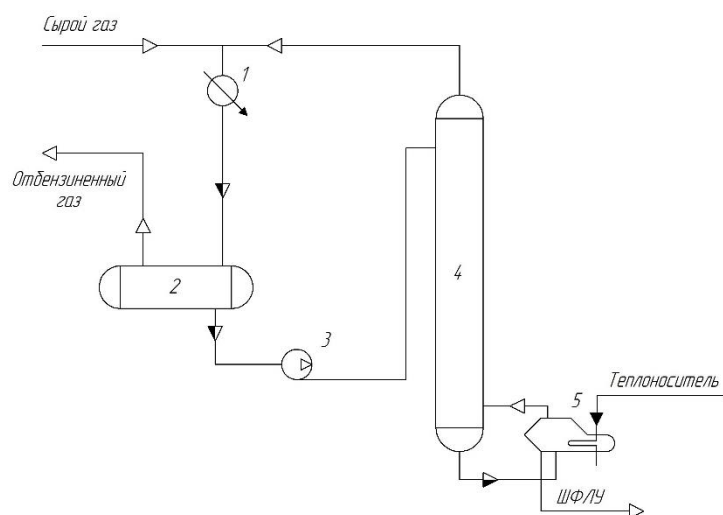


Рисунок 7 – Схема конденсационно-отпарной колонны установки НТР:

- 1 – холодильник-конденсатор; 2 – сепаратор; 3 – насос;  
4 – ректификационная колонна; 5 – ребойлер

Применение схемы НТР с конденсационно-отпарной колонной (рис. 7) позволяет снизить нагрузку на колонну за счет отделения основного количества сухого газа в сепараторе. Следовательно, возможно использовать менее дорогое оборудование с меньшей производительностью.

### 1.5 Способы модернизации низкотемпературных установок

Модернизация и оптимизация НТР является основной задачей ведения процессов при низких температурах. Для повышения эффективности процесса важна комбинация аппаратов и установок, например, разделительной колонны с холодильным циклом и рекуперативным теплообменником [16, 17].

Особенности оформления технологической установки низкотемпературной ректификации:

- применение внутренних / внешних холодильных циклов;
- использование специального оборудования (кипятильников, ребойлеров) для поддержания температуры куба колонны. Теплоносителем может являться исходное сырье или водяной пар;
- отсутствие холодильников-конденсаторов.

Важную роль в процессе охлаждения газа на технологических установках НТР и выполняют холодильные циклы. С их помощью можно получать температуры в широком диапазоне: от 20 градусов до температур, близких к абсолютному нулю [18, 19].

Классификация холодильных циклов по способу применения на установках НТР:

- внешние холодильные циклы (хладагент, циркулирующий в системе аппаратов). Различают однокомпонентные и смешанные хладагенты;
- каскад холодильных циклов (взаимодействие холодильных циклов с хладагентами, которые отличаются температурой кипения);
- внутренний холодильный цикл (внедрение на установку детандерного или дроссельного расширения);
- комбинация циклов с внутренним и внешним охлаждением [20, 21].

Одним из эффективным оборудованием для создания глубокого холода является турбодетандерный агрегат. Турбодетандер – это устройство, где природный газ совершает работу, при этом энергия газа преобразуется в механическую энергию. Вследствие этого температура и давление газа значительно уменьшаются [22, 23].

Существуют различные варианты модернизаций, которые можно применить на установках НТР:

- усовершенствование двигателей компрессоров за счет чего повышается энергоэффективность процесса;
- внедрение новых холодильных машин;
- замена змеевиков трубчатых печей на более современные из перспективных материалов;
- инновационные контактные устройства для ректификационных колонн [24].

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Характеристика сырья и производимой продукции

Сырьем для установки выделения этана и ШФЛУ является осушенный и очищенный от сернистых соединений и механических примесей природный газ, соответствующий СТО 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [25]. Показатели качества сырьевого газа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели качества сырья

Наименование продукции	Характеристика качества	
	Наименование показателя	Значение по НД
Осушенный и очищенный природный газ	Температура точки россы газа по воде, °С, при абс. давлении 3,92 МПа, не выше – зимний период – летний период	минус 10 минус 10
	Точка россы газа по углеводородам, °С, при абс. давлении от 2,5 МПа до 7,5 МПа, не выше – зимний период – летний период	минус 2 минус 2
	Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,03
	Массовая доля диоксида углерода, %, не более	2,50
	Массовая концентрация мехпримесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001

Товарной продукцией установки выделения этана и ШФЛУ являются:

- метановая фракция;
- этановая фракция;
- широкая фракция легких углеводородов.

Метановая фракция отводится с установки и поступает на дожимную компрессорную станцию, где происходит компримирование газа до необходимого давления. Затем газ направляется в магистральный газопровод на дальнейшее использование или как товарный продукт. Природный горючий газ дол-

					<b>ВКР.191270.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				у	27	78
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<b>АмГУ, ИФФ ер. 918-об</b>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

жен соответствовать требованиям прописанным в ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» [26]. Показатели качества газа горючего природного представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели качества газа горючего природного

Наименование продукции	Характеристика качества		Основная область применения
	Наименование показателя	Значение по НД	
Газ горючий природный (Товарный газ)	Компонентный состав, % мол.		Промышленное и коммунально-бытовое
	Содержание метана, не менее	$\geq 85$	
	Содержание этана, не более	$\leq 6$	
	Содержание пропана, не более	$\leq 3$	
	Содержание двуокиси углерода, не более	$\leq 2$	
	Общее содержание серы, мг/м <sup>3</sup> , не более	$\leq 30$	
	Высшая теплотворная способность, МДж/м <sup>3</sup>	36	
	Точка россы по воде при давлении 4 МПа, °С С 01.05 по 30.09 С 01.10 по 30.04	минус 10 минус 20	
	Точка россы по углеводородам при давлении 2,7 МПа, °С	минус 5	
	Содержание ртути, г/м <sup>3</sup> (ppm), не более	$20 \cdot 10^{-6}$	

Этановая фракция отводится с установки в качестве товарного продукта или направляется на дальнейшую переработку. Этановая фракция является сырьем для процесса пиролиза с целью получения этилена, который является ценным сырьем для нефтехимического синтеза. Основной продукцией, получаемой из этилена, является полиэтилен высокого и низкого давления, каучуки, ацетальдегид, уксусный ангидрид. Этановая фракция должна соответствовать ТУ 0272-155-31323949-2014 «Фракция этановая, поставляемая на экспорт» [27]. Показатели качества этановой фракции представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели качества этановой фракции

Наименование продукции	Характеристика качества			Основная область применения	
	Наименование показателя	Значение по НД			
Этановая фракция	Марка фракции	А	Б	В	Сырье для нефтехимии
	Компонентный состав, % вес.				
	Содержание метана, не более	2,0	2,0	2,0	
	Содержание этана, не менее	95,0	92,0	90,0	
	Содержание пропана, не более	3,0	3,0	3,0	
	Содержание C <sub>4+</sub>	отс.			
	Содержание диоксида углерода, не более	0,1	3,0	5,0	
	Содержание серы общей, не более	0,002			
	Содержание метанола, ppm, не более	50			
	Содержание ртути, млрд <sup>-1</sup> (ppb), не более	5	5	5	

ШФЛУ отводится с установки как полупродукт, далее направляемый на очистку от меркаптанов, метанольной воды и сероводорода. Затем очищенная фракция углеводородов C<sub>3+</sub> направляется на ГФУ с целью выделения пропановой, бутановой и пентан гексановой фракции (ПГФ) как товарных продуктов. Требования, применяемые к широкой фракции легких углеводородов, должны соответствовать ТУ 38.101524-2015 «Фракция широких легких углеводородов» [28]. Показатели качества этановой фракции представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Показатели качества широкой фракции легких углеводородов

Наименование продукции	Характеристика качества		Основная область применения
	Наименование показателя	Значение по НД	
Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	Массовая доля компонентов, %:	Марка А      Марка Б	Сырье для нефтехимии
	Сумма метана и этана, не более	3,0      5,0	
	Содержание пропана, не менее	15,0      –	
	Содержание пропана, не более	–      30,0	
	Содержание углеводородов C <sub>4</sub> и C <sub>5</sub> в сумме, не менее	45,0      40,0	
	Содержание углеводородов C <sub>6</sub> и выше в сумме, не более	15,0      30,0	
	Содержание серы общей, не более	0,025      0,050	
Содержание свободной воды и щелочи	отс.		

## 2.2 Описание технологической схемы

Технологическая схема установки НТР представлена на рисунке 8.

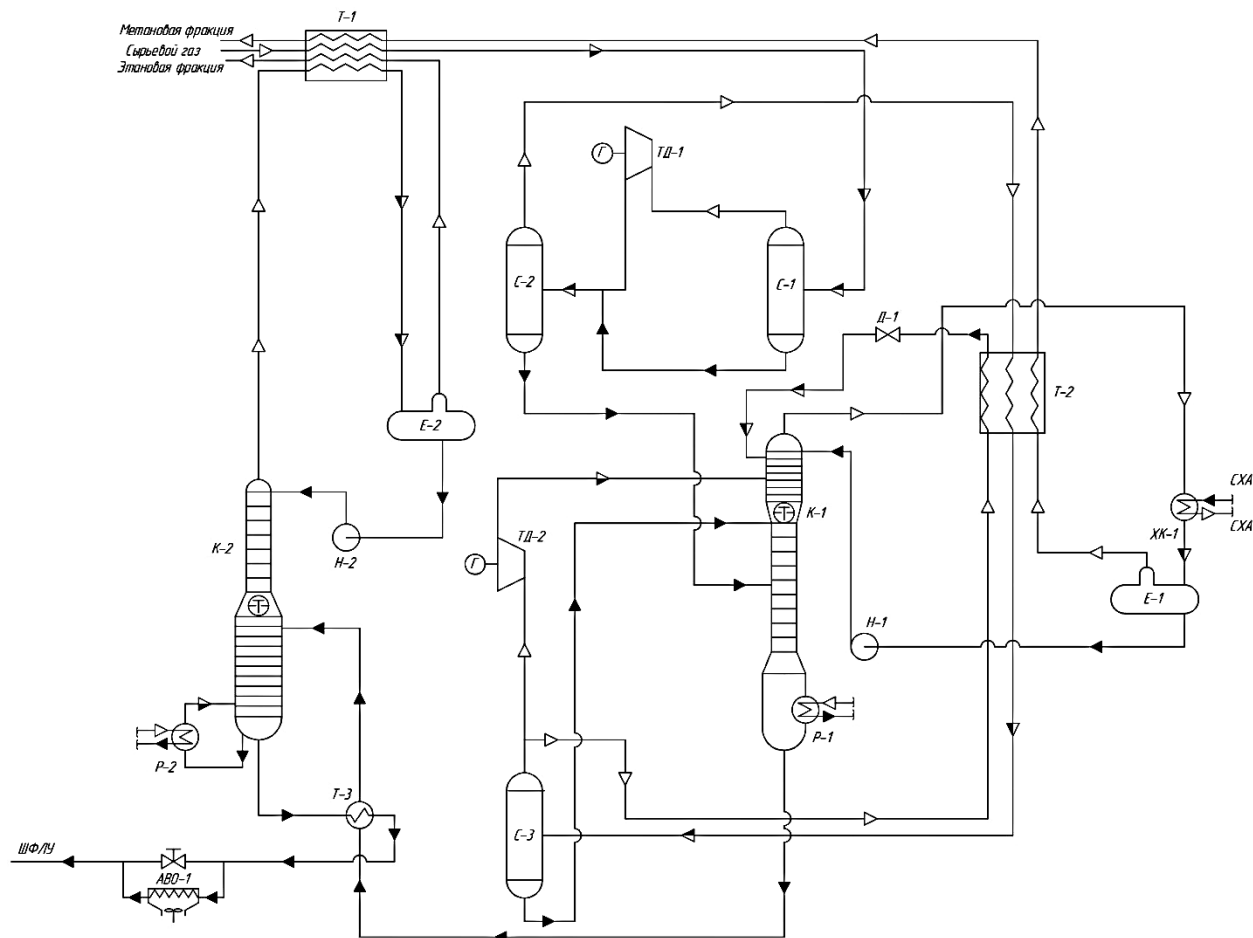


Рисунок 8 – Технологическая схема установки низкотемпературной ректификации природного газа (ПГ):

Т-1, 2 – криогенный теплообменник; С-1-3 – сепаратор;

К-1 – колонна деметанизации; К-2 – колонна дезтаннизации; Д-1 -дрессель;

ТД-1, 2 – турбодетандер; Г – генератор; ХК-1 – холодильник-конденсатор;

Е-1, 2 – рефлюксная емкость; Т-3 – рекуперативный теплообменник;

АВО-1 – аппарат воздушного охлаждения; Н-1, 2 – насос;

Р-1, 2 – ребойлер куба деметанизатора и дезтаннизатора соответственно

Сырьевой газ, подаваемый на установку при температуре 15 °С и давлении 6,9 МПа, подается в первый пластинчато-ребристый теплообменник Т-1. В теплообменнике исходный поток газа охлаждается до температуры минус 35 °С.

Частично сконденсированный газ поступает в сепаратор *C-1*, где разделяется на жидкую и газовую фазы. Газ из сепаратора *C-1* поступает в турбодетандер *ТД-1*, где расширяется до давления 4,5 МПа и охлаждается до температуры минус 48 °С.

Поток газа с турбодетандера объединяется с потоком жидкой фазы из сепаратора *C-1* и направляется в сепаратор *C-2*.

В сепараторе *C-2* газовая фаза отделяется от жидкой фазы, затем направляется во второй пластинчато-ребристый теплообменник *T-2*, газ на выходе из теплообменника при температуре минус 67 °С и давлении 4,3 МПа поступает в сепаратор *C-3*. Жидкая фаза из сепаратора *C-2* поступает на орошение колонны деметанизации *K-1* при температуре минус 55 °С и давлением 3,7-3,8 МПа.

В сепараторе *C-3* газ отделяется от жидкой фазы, затем разделяется на два потока. Один поток газа направляется в турбодетандер *ТД-2*, где расширяется до давления 2,9 МПа, после чего он поступает в верхнюю секцию деметанизатора *K-1* при температуре минус 90 °С. Второй поток газа охлаждается в теплообменнике *T-2* до температуры минус 103 °С и, расширяясь на дросселе *Д-1* до рабочего давления деметанизатора 2,9 МПа, подается в колонну *K-1* в качестве сырьевого орошения.

Колонна деметанизации предназначена для отделения метана и более легких компонентов от фракции  $C_{2+}$ . Подогрев колонны *K-1* осуществляется за счет подачи пара низкого давления в встроенный ребойлер *P-1*.

Верхний продукт колонны деметанизации *K-1* при температуре минус 98 °С и давлении 2,8 МПа поступает в холодильник-конденсатор *ХК-1*. В холодильнике конденсаторе *ХК-1* метановая фракция охлаждается до температуры минус 104 °С и затем направляется в рефлюксную емкость *E-1*. В емкости *E-1* товарный газ отделяется от конденсата и направляется обратным потоком в теплообменники *T-1* и *T-2*, где нагревается до 8 °С. Далее газ выводится с установки на дальнейшую переработку. Конденсат из емкости *E-1* возвращается в колонну *K-1* для поддержания температурного режима.

												Лист
												31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								

ВКР.191270.180301.ПЗ

Фракция  $C_{2+}$  с куба колонны дегидратации при температуре 20 °С подогревается в рекуперативном теплообменнике *T-3* до температуры 24 °С за счет кубового продукта колонны дегидратации, дальше при давлении 2,1 МПа поступает в среднюю часть колонны дегидратации *K-2*.

Колонна дегидратации предназначена для отделения этана от фракции  $C_{3+}$ .

Этановая фракция с верха колонны *K-2* при температуре до 10 °С и давлении 2,4 МПа направляется в пластинчато-ребристый теплообменник *T-1*, где охлаждается до температуры минус 48 °С, при этом поток газа частично конденсируется.

Газожидкостная смесь подается в емкость *E-2* для выделения газа из конденсата. Этан с верха рефлюксной емкости *E-2* выводится установки, предварительно нагреваясь в теплообменнике *T-1*, и подается потребителю. Конденсат из емкости *E-2* возвращается в колонну *K-2* в качестве орошения для поддержания температурного режима колонны.

ШФЛУ с куба колонны дегидратации *K-2* поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменника *T-3*, где охлаждается от 77 °С до 35 °С. При недостаточном охлаждении кубовый продукт направляется в аппарат воздушного охлаждения *АВО-1* и далее выводится с установки на дальнейшую очистку и газофракционирование.

### **2.3 Характеристика оборудования технологического процесса**

Оборудование, входящее в состав блока дегидратации, обеспечивает процесс отделения смеси этана и более тяжелой фракции от метана.

Для обеспечения необходимой степени охлаждения и конденсации сырьевого потока, в схеме применяются многопоточные низкотемпературные теплообменные устройства. Использование многопоточных аппаратов позволяет обеспечить теплообмен при противотоке нескольких потоков и достичь необходимой степени конденсации [29].

В данном оборудовании горячим потоком служит сырьевой газ, а холод-

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			32









Таблица 6 – Сущность модернизации аппаратов воздушного охлаждения

Параметры	Цель	Метод по достижению цели
Давление	Увеличение избыточного давления в нижней секции аппарата	Интенсификация движения масс воздуха вверх через теплообменные трубки
Производительность	Уменьшение загрязнения теплообменных труб	Предварительная фильтрация потока от механических, органических и неорганических примесей на фильтрующих полотнах
Температура	Снижения температуры между опорами и вентиляторами	Действие обратных клапанов, которые отражают солнечную радиацию

### Модернизация внутрикорпусных устройств ректификационных колонн

Наиболее часто применяемым способом совершенствования процесса извлечения тяжелых углеводородов из газа является модернизация внутрикорпусных устройств колонн на более совершенные.

С этой целью предлагается установить клапанные двухпоточные тарелки Flexitray фирмы Koch-Glitsch, обеспечивающие наиболее эффективное контактирование жидкой и газовой фаз в ректификационной колонне. Коэффициент полезного действия таких тарелок равен  $\sim 0,85$ .

Сущность внедрения клапанных тарелок Flexitray фирмы Koch-Glitsch представлены в таблице 7 [35, 36].

Таблица 7 – Сущность внедрения клапанных тарелок Flexitray

Принцип действия	Достоинства	Недостатки
Свободно лежащий над отверстием в тарелке клапан автоматически регулирует величину зазора между клапаном и плоскостью тарелки в зависимости от газопаровой нагрузки и тем самым поддерживает постоянную скорость газа и гидравлическое сопротивление тарелки в целом	<ul style="list-style-type: none"> <li>– равномерное распределение паров в потоке жидкости;</li> <li>– высокая эффективность за счет полноценного контакта паров и жидкости;</li> <li>– малый перепад давления между тарелками;</li> <li>– низкая металлоемкость;</li> <li>– широкий рабочий диапазон за счет подвижного клапана.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенное гидравлическое сопротивление, вызванное весом клапана;</li> <li>– высокая стоимость изготовления, обусловленная усложненной конструкцией тарелки.</li> </ul>

## 2.5 Моделирование установки низкотемпературной ректификации

### 2.5.1 Моделирование установки

Для расчета установки необходимо смоделировать технологическую схему процесса с помощью программного обеспечения.

Сырьевой газ подается на установку при температуре 15 °С и давлении 6,9 МПа. Состав и свойства, поступающего газа представлен на рисунке 9 и 10, соответственно.

Материальный поток: 1

Таблица | Вложения | Динамика

Таблица	Мольные доли	Паровая фаза
Условия		
Свойства		
Состав		
Подача нефти и газа		
Проба нефтепродукта		
Конст. равн.		
Пользов.перемен.		
Прим.		
Парам. стоим.		
Нормализ. выходы		
Выбросы		
Hydrogen	0,0006	0,0006
Nitrogen	0,0529	0,0529
CO2	0,0029	0,0029
Ethane	0,0559	0,0559
Propane	0,0256	0,0256
i-Butane	0,0023	0,0023
n-Butane	0,0036	0,0036
i-Pentane	0,0007	0,0007
n-Pentane	0,0004	0,0004
n-Hexane	0,0004	0,0004
n-Heptane	0,0001	0,0001
n-Octane	0,0000	0,0000
n-Nonane	0,0000	0,0000
n-Decane	0,0000	0,0000
Methane	0,8544	0,8544
Methanol	0,0000	0,0000
Итого	1,00000	

Правка... | Просмотр свойств... | Базис...

ОК

Удалить | Определить на основе потока... | Вид пробы

Рисунок 9 – Состав газа

Материальный поток: 1

Таблица | Вложения | Динамика

Таблица	Название потока	Паровая фаза
Условия		
Свойства		
Состав		
Подача нефти и газа		
Проба нефтепродукта		
Конст. равн.		
Пользов.перемен.		
Прим.		
Парам. стоим.		
Нормализ. выходы		
Выбросы		
Паровая / фазовая фракция	1,0000	1,0000
Температура [C]	15,00	15,00
Давление [kPa]	6,900	6,900
Мольный расход [kgmole/h]	3,590e+004	3,590e+004
Масс. расход [kg/h]	6,680e+005	6,680e+005
Станд. объем. расх. ид. жидк. [m3/h]	1994	1994
Молярная энтальпия [kJ/kgmole]	-7,395e+004	-7,395e+004
Молярная энтропия [kJ/kgmole-C]	207,5	207,5
Тепловой поток [kJ/h]	-2,655e+009	-2,655e+009
Объем. расх. жидк. при станд. усл. [m3/h]	8,463e+005	8,463e+005
Пакет флюида	Basis-1	
Тип утилиты		

ОК

Удалить | Определить на основе потока... | Вид пробы

Рисунок 10 – Свойства потока газа

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





Состав верхнего и кубового продукта колонны деметанизации со стандартными внутрикорпусными устройствами, выявленный в результате моделирования, представлен на рисунке 12 и 13, соответственно.

Материальный поток: 27

Таблица | Вложения | Динамика

Таблица

	Мольные доли	Паровая фаза
Hydrogen	0.0007	0.0007
Nitrogen	0.0581	0.0581
CO2	0.0032	0.0032
Ethane	0.0002	0.0002
Propane	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000
n-Heptane	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000
n-Nonane	0.0000	0.0000
n-Decane	0.0000	0.0000
Methane	0.9378	0.9378
Methanol	0.0000	0.0000

Итого: 1,00000

Правка... | Просмотр свойств... | Базис...

OK

Удалить | Определить на основе потока. | Вид пробы

Рисунок 12 – Состав верхнего продукта

Материальный поток: 20

Таблица | Вложения | Динамика

Таблица

	Мольные доли	Паровая фаза	Жидкая фаза
Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000
CO2	0.0000	0.0000	0.0000
Ethane	0.6262	0.8302	0.6262
Propane	0.2881	0.1525	0.2881
i-Butane	0.0254	0.0069	0.0254
n-Butane	0.0407	0.0087	0.0407
i-Pentane	0.0081	0.0009	0.0081
n-Pentane	0.0049	0.0004	0.0049
n-Hexane	0.0048	0.0002	0.0048
n-Heptane	0.0014	0.0000	0.0014
n-Octane	0.0003	0.0000	0.0003
n-Nonane	0.0001	0.0000	0.0001
n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000
Methane	0.0000	0.0000	0.0000
Methanol	0.0001	0.0000	0.0001

Итого: 1,00000

Правка... | Просмотр свойств... | Базис...

OK

Удалить | Определить на основе потока. | Вид пробы

Рисунок 13 – Состав нижнего продукта







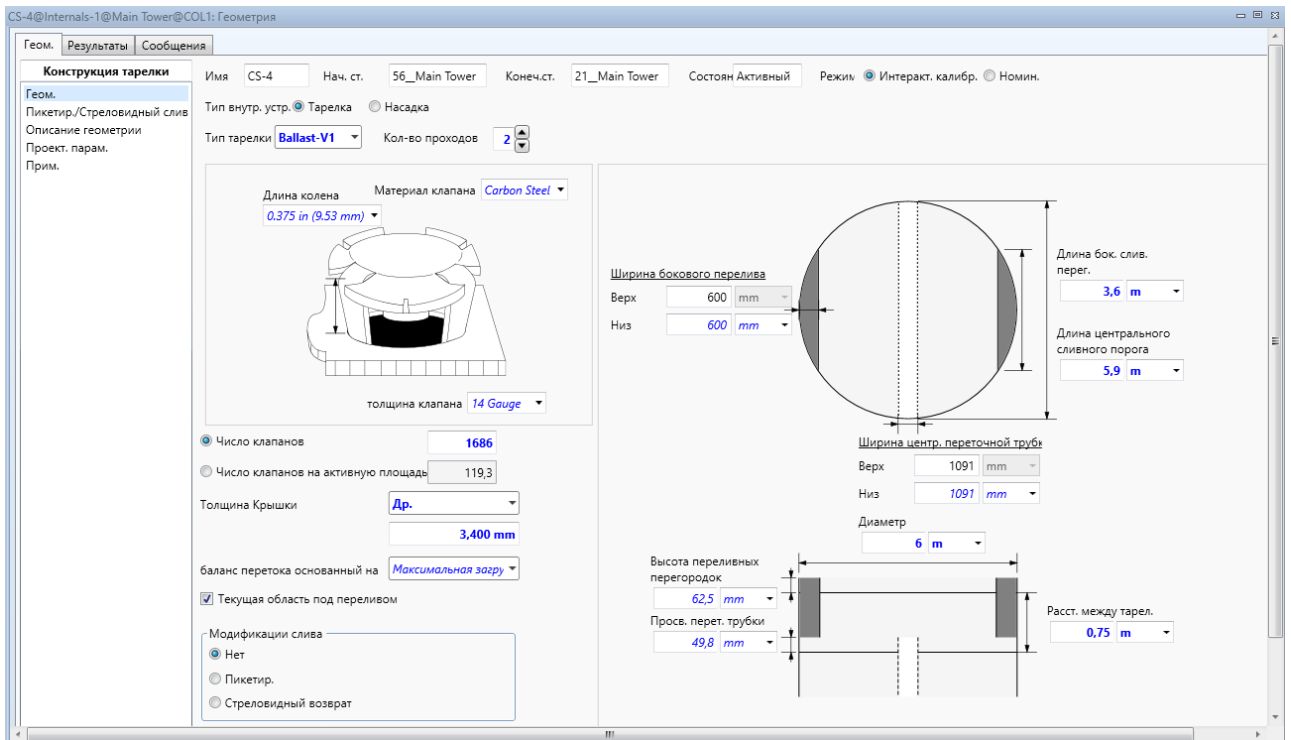


Рисунок 17 – Конструкция контактных устройств для верхней секции

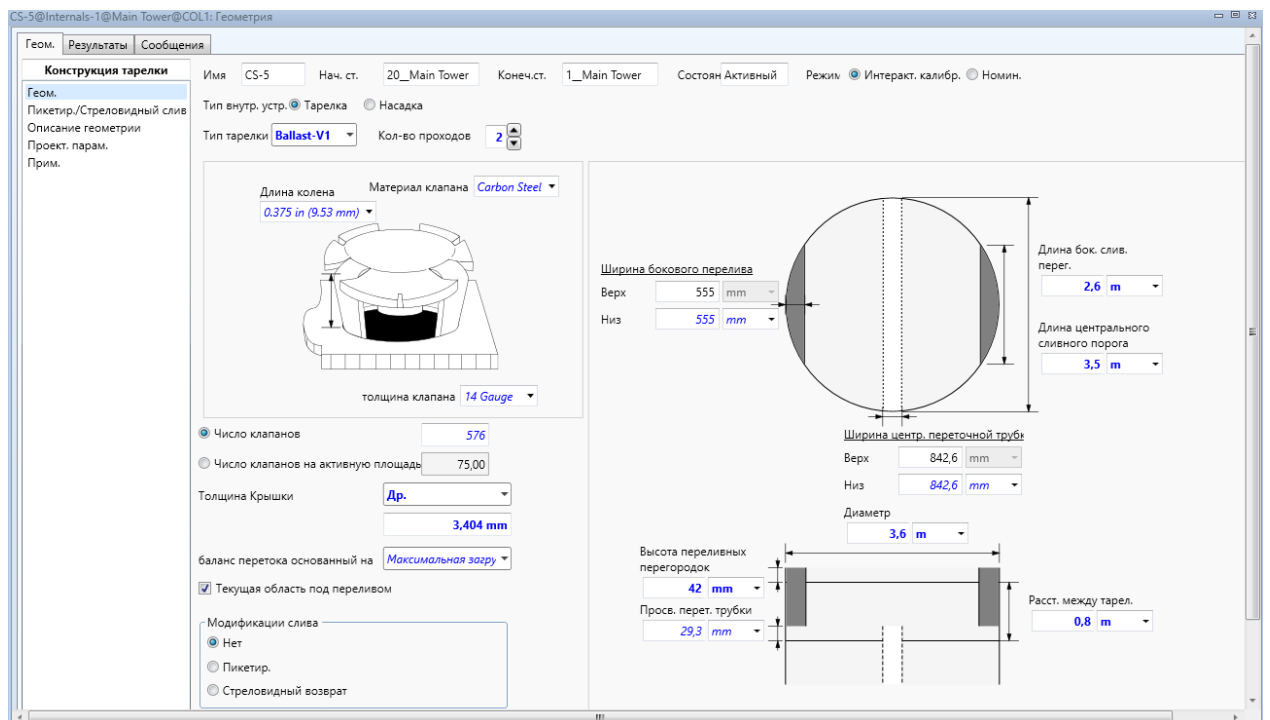


Рисунок 18 – Конструкция контактных устройств для нижней секции

Гидравлическая модель деметанизатора, представленная на рисунке 19, показывает стабильность работы внедряемых тарелок.

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



$$H = 41,5 + 1,4 + 2,5 = 45,4 \text{ м}$$

Рассчитанные характеристики уточняющего расчета деметанизатора и применяемых контактных устройств представлены в таблицах 10 и 11, соответственно.

Таблица 10 – Характеристики деметанизатора

Параметр	Значение
Высота, мм	45400
Диаметр верхней секции, мм	6000
Диаметр нижней секции, мм	3600
Количество тарелок	56
Диапазон тарелок верхней секции	56-21
Диапазон тарелок нижней секции	20-1
Расстояние между тарелками в верхней секции, мм	750
Расстояние между тарелками в нижней секции, мм	800
Флегмовое число	0,3
Температура верха колонны, °С	минус 99,97
Температура куба колонны, °С	19,00

Таблица 11 – Характеристики применяемых контактных устройств

Параметр	Значение
Верхняя секция	
Диаметр секции, мм	6000
Число клапанов	1686
Длина коленного клапана, мм	9,53
Ширина бокового перелива, мм	600
Длина сливной боковой перегородки, мм	3600
Ширина центральной переточной трубки	1091
Длина центрального сливного порога, мм	5900
Высота переливных перегородок, мм	62,5
Просвет переточной трубки, мм	49,8
Расстояние между тарелками, мм	750
Нижняя секция	
Диаметр секции, мм	3600
Число клапанов	576
Длина коленного клапана, мм	9,53
Ширина бокового перелива, мм	555
Длина сливной боковой перегородки, мм	2600
Ширина центральной переточной трубки	842,6
Длина центрального сливного порога, мм	3500
Высота переливных перегородок, мм	42
Просвет переточной трубки, мм	29,3
Расстояние между тарелками, мм	800

Сравнительная характеристика до и после внедрения внутрикорпусных устройств представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнительная характеристика внутрикорпусных устройств

Компонент	Содержание, % мол.	
	До внедрения	После внедрения
Верхний продукт		
Метан	90,20	93,80
C <sub>2+</sub>	3,83	0,23
Примеси	5,97	5,97
Итого	100,00	100,0
Нижний продукт		
Метан	3,80	0,20
C <sub>2+</sub>	93,72	97,32
Примеси	2,48	2,48
Итого	100,00	100,0

По сравнительной характеристике, представленной в таблице 12, можно сделать вывод, что в результате моделирования установки в программном обеспечении была произведена замена контактных устройств на новые внутрикорпусные, за счет внедрения увеличилась четкость разделения между верхним и нижним продуктом колонны, следовательно, деметанизатор позволяет получать продукцию товарного качества.

Механический расчет представлен в следующем разделе.

### 3 МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Механический расчет деметанизатора

При замене внутрикорпусных устройств необходимо рассчитать устойчивость ректификационной колонны, вследствие этого необходимо произвести механический расчет для определения основных показателей.

Произведем механический расчет колонны деметанизации.

Поскольку деметанизатор имеет разный диаметр для верхней и нижней части колонны, то для расчета принимаем средний диаметр колонны.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для механического расчета

Параметр	Значение
Внутренний диаметр колонны, мм	4800
Высота тарельчатой части колонный, мм	41500
Рабочее давление, МПа	2,95
Рабочая температура, °С: – верхняя часть колонны – нижняя часть колонны	минус 98,53 19,68
Среда (характер)	Фракция C <sub>1+</sub> (пожаро- и взрывоопасная)
Полное число тарелок: – верхняя секция – нижняя секция	56 36 20
Тип тарелок	Клапанные двухпоточные
Район установок	Дальний восток

#### Выбор конструкционного материала

При выборе конструкционного материала для деметанизатора следует учитывать температуру стенки, рабочее давление, характер среды, технологические свойства и химический состав.

Колонные аппараты, как правило, устанавливаются на открытой площадке, поэтому при подборе материалов необходимо учесть среднюю температуру

					<b>ВКР.191270.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>				У	47	78
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						
						<b>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</b>		









Проверка напряжений в нижней части стенки аппарата и в нижнем днище при проведении гидравлических испытаний

Напряжение в нижней части деметанизатора определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{P_{\Gamma} \cdot [D_B + (S - C)]}{2 \cdot \varphi \cdot (S - C)} \leq 0,9 \cdot \sigma_T, \quad (13)$$

где  $P_{\Gamma}$  – гидравлическое давление в нижней части аппарата, МПа;

$S$  – расчетная толщина стенки цилиндрической части, м.

Гидравлическое давление в нижней части аппарата находим по формуле:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{пр}} + H \cdot 10^{-2}, \quad (14)$$

где  $P_{\text{пр}}$  – пробное давление, МПа;

$H$  – высота столба воды в аппарате, м.

Для сварных сосудов с  $P_p$  0,5 и более  $P_{\text{пр}}$ :

$$P_{\text{пр}} = P_p + 0,3, \quad (15)$$

$$P_{\text{пр}} = 2,95 + 0,3 = 3,25 \text{ МПа.}$$

Высота столба воды в аппарате:

$$H = H_T + H_{\text{дн(в)}} + H_{\text{дн(н)}}, \quad (16)$$

где  $H_T$  – высота тарельчатой части, м.

$$H = 41,5 + 2,61 + 1,51 = 45,62 \text{ м.}$$

Следовательно, гидравлическое давление в нижней части аппарата будет соответствовать:

$$P_{\Gamma} = 3,25 + (45,62 \cdot 10^{-2}) = 3,7 \text{ МПа}$$

Напряжение в нижней части стенки колонны деметанизации:

$$\sigma = \frac{P_{\Gamma} \cdot [D_B + (S - C)]}{2 \cdot \varphi \cdot (S - C)} = \frac{3,7 \cdot [4,8 + (0,084 - 0,003)]}{2 \cdot 1 \cdot (0,084 - 0,003)} = 111,48 \text{ МПа}$$

Условия прочности:

$$\sigma < 0,9 \cdot \sigma_T$$

$$0,9 \cdot \sigma_T = 0,9 \cdot 196 = 176,4 \text{ МПа.}$$

$\sigma < 0,9 \cdot \sigma_T$ , следовательно, полученная величина стенки, равная 84 мм, обеспечивает прочность обечайки при гидравлическом испытании.

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						









$Q_T$  – вес внутренних устройств (например, тарелок), монтируемых после установки аппарата на фундамент;

$Q_{Пл}$  – вес площадок обслуживания;

$Q_{И}$  – вес теплоизоляции аппарата;

$Q_{В}$  – вес воды в аппарате во время гидравлических испытаний.

Минимальный вес аппарата  $Q_1$  определим по формуле:

$$Q_1 = Q_{Ц} + Q_{д} + Q_{оп} + Q_{Ф.К.} + Q_{л} + Q_{лаз} + Q_{ш} , \quad (27)$$

где  $Q_{Ц}$  – вес цилиндрической части аппарата;

$Q_{д}$  – вес днищ;

$Q_{оп}$  – вес обечайки опоры;

$Q_{Ф.К.}$  – вес фундаментного кольца;

$Q_{л}$  – вес опорных лап аппарата;

$Q_{лаз}$  – вес люков-лазов;

$Q_{ш}$  – вес штуцеров.

Вес любой части (узла) аппарата вычисляется умножением его объема на удельный вес материала:

Вес цилиндрической части аппарата рассчитываем по формуле:

$$Q_{Ц} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{Н}^2 - D_{В}^2) \cdot H_T \cdot \rho \cdot g , \quad (28)$$

где  $D_{Н}$  – наружный диаметр аппарата, м;

$D_{В}$  – внутренний диаметр аппарата, м;

$H_T$  – высота тарельчатой части аппарата, м;

$\rho$  – плотность стали.

$$Q_{Ц} = \frac{3,14}{4} \cdot (4,97^2 - 4,8^2) \cdot 41,5 \cdot 7500 \cdot 9,81 = 3980990,00 \text{ Н} .$$

Объем металла выпуклой части днища определяем по формуле:

$$V = \frac{\pi}{6} \cdot (D_{Н}^2 \cdot H_{Н} - D_{В}^2 \cdot H_{В}) , \quad (29)$$

где  $H_{Н}$ ,  $H_{В}$  – соответственно высота выпуклой части днища с учетом толщины стенки и без ее учета.

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					











ляем по формуле:

$$M_B = \sum_{i=1}^{n_0} P_i \cdot (x_i - x_0), \quad (42)$$

где  $n_0$  – число участков, расположенных выше расчетного сечения.

Наибольший изгибающий момент имеет место при  $x_0 = 0$ , т.е. у основания аппарата:

$$M_B = \sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i, \quad (43)$$

$$M_B = (P_1 \cdot x_1) + (P_2 \cdot x_2) + (P_3 \cdot x_3) + (P_4 \cdot x_4)$$

$$M_B = (27173,48 \cdot 7,5) + (39872,20 \cdot 22,5) + (45534,04 \cdot 37,5) = \\ = 2808452,10 \text{ Н}$$

Большинство колонных аппаратов снабжено металлоконструкциями (обслуживающими площадками), что увеличивает изгибающий момент от напора ветра. Суммарный изгибающий момент  $M'_B$  в расчетном сечении на высоте  $x_0$  от основания аппарата при наличии на аппарате  $m$  обслуживающих площадок рассчитываем по формуле:

$$M'_B = M_B + \sum_{i=1}^{m_0} M'_{Bi}, \quad (44)$$

где  $m_0$  – число обслуживающих площадок, расположенных выше расчетного сечения;

$M'_{Bi}$  – изгибающий момент в расчетном сечении от ветрового напора на одну площадку.

Изгибающий момент в расчетном сечении от ветрового напора на одну площадку находим по формуле:

$$M'_{Bi} = 1,4 \cdot \beta_i \cdot q_i \cdot \sum f_i \cdot (x_{ni} - x_0), \quad (45)$$

У основания аппарата  $x_0 = 0$ , следовательно формула примет вид:

$$M'_{Bi} = 1,4 \cdot \beta_i \cdot q_i \cdot x_{ni} \cdot \sum f_i, \quad (46)$$

где  $x_{ni}$  – высота расположения обслуживающей площадки;

$\sum f_i$  – сумма проекций всех элементов площадки, расположенных вне зоны аэродинамической тени, на вертикальную плоскость,  $\text{м}^2$ , зависит от конструкции и размеров обслуживающих площадок.

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



где  $F$  – опорная площадь фундаментного кольца,  $\text{м}^2$ ;

$W$  – момент сопротивления изгибу опорной площади фундаментного кольца,  $\text{м}^3$ .

Опорная площадь фундаментного кольца определяется формулой:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_2^2 - D_1^2), \quad (49)$$

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (5,57^2 - 4,67^2) = 7,23 \text{ м}^2$$

Момент сопротивления изгибу опорной площади фундаментного кольца:

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \left( \frac{D_2^4 - D_1^4}{D_2} \right), \quad (50)$$

$$W = \frac{3,14}{32} \cdot \left( \frac{5,57^4 - 4,67^4}{5,57} \right) = 8,58 \text{ м}^3$$

Тогда:

$$\sigma_2 = \frac{Q_2}{F} + \frac{M'_B}{W} = \frac{13,3}{7,23} + \frac{3,66}{8,58} = 2,3 \text{ МПа}$$

В качестве материала фундамента принимаем бетон марки 100, допускаемое напряжение, на сжатие которого равно 8 МПа.

$\sigma_2 = 2,3 < 8$ , следовательно, выбранные размеры поверхности опорного кольца обеспечивают прочность фундамента.

#### Определение толщины фундаментного кольца

Усилия, вызвавшие напряжения  $\sigma_2$ , изгибают выступающие части фундаментного кольца. Из условий прочного сопротивления изгибу рассчитаем толщину фундаментного кольца  $\delta_k$  по формуле:

$$\delta_k = b \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot \sigma_2}{[\sigma]}}, \quad (51)$$

где  $b$  – ширина выступающей части фундаментного кольца, м;

$[\sigma] = 99,96 \text{ МПа}$  – напряжения в кольце.

Ширина выступающей части фундаментного кольца:

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						





Условие  $\sigma_1 \geq 0$  выполняется, а значит фундаментные болты ставят для фиксации аппарата.

Максимальная нагрузка на один фундаментный болт:

$$P_{\delta} = \sigma_1 \cdot \frac{F}{n}, \quad (55)$$

$$P_{\delta} = 0,97 \cdot \frac{7,23}{12} = 0,58 \text{ МН}$$

Из условия прочности на растяжение, внутренний диаметр резьбы фундаментного болта, рассчитывается по формуле:

$$d_s = \sqrt{\frac{4 \cdot P_{\delta}}{\pi \cdot [\sigma]} + C}, \quad (56)$$

где  $[\sigma] = 99,96$  МПа – напряжение в кольце;

$C = 0,003$  м – прибавка на атмосферную коррозию.

$$d_s = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 99,96}} + 0,003 = 0,20 \text{ м.}$$

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

## 4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

### 4.1 Воздействие опасных и вредных факторов на организм человека

Эксплуатация установки НТР по переработке природного газа является пожаро- и взрывоопасным производством.

Во избежание возникновения случаев, которые способны повлечь за собой причинение тяжкого вреда здоровью человека или летальный исход, необходимо руководствоваться правилами безопасности данного производства при эксплуатации установки.

Многие углеводороды, которые содержатся в составе природного газа, образуют с воздухом взрыво- и пожароопасные смеси.

Нижний предел взрываемости углеводородов обуславливается основной характеристикой производства по взрывоопасности. Утечка газа через неплотности в оборудовании и трубопроводах является причиной попадания газообразных углеводородов в атмосферу.

При контакте с организмом углеводороды способны вызывать производственные травмы, производственные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека.

Физиологическое воздействие на организм человека проявляется в виде острых или хронических отравлений за счет токсичности применяемых веществ, в виде травм слизистых оболочек и кожных покровов, также может происходить снижение чувствительности роговицы, замедленный пульс, оглушение, нарушение координации, потеря сознания и т.д.

С целью снижения опасности и вредности работы, при эксплуатации производства соблюдают следующие меры, прописанные в СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [39]:

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>у</i>	<i>66</i>	<i>78</i>
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

- не допускать попадания воздуха в оборудование и трубопроводы содержащее углеводороды;
- технологическое оборудование должно максимально располагаться на открытой площадке;
- перед введением углеводородов произвести инертнизацию оборудования и трубопроводов;
- нормальные пуск и останов установки проводят в соответствии с процедурами заданным регламентном производства;
- контроль всех параметров технологического процесса регулируется оператором из отдельного помещения с помощью дистанционного способа;
- снабжение всего оборудованию предохранительными клапанами, в котором возможно возникновение превышающего расчетного давления;
- все оборудование систем вентиляции, воздуховоды систем воздушного отопления и вентиляции, металлические трубопроводы, обслуживающие помещения, исполняется с изоляцией, в соответствии с категорией производства, защищаются от статического электричества путем присоединения их гибкими стальными перемычками к контуру заземления и молниезащиты электрооборудования;
- снабжение площадками и лестницами всего оборудования для свободного передвижения обслуживающего персонала при осмотрах и ремонтах установки.

Взрывоопасная ситуация может возникнуть за счет негерметичности оборудования, скопление сжиженных газов в пониженных и заглубленных местах, обладая большой плотностью, способствуют этому.

Сжиженные газы, превышающие предельно-допустимые концентрации (ПДК), в воздухе рабочей зоны оказывают отравляющее воздействие на организм человека, в соответствии с техническими условиями ГОСТ Р 52087-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные» [40].

Основную опасность установки НТР представляют поражающие факто-

					ВКР.191270.180301.ПЗ	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

ры, такие, как пожар, взрыв, токсическое поражение или их сочетание.

По пожарной опасности установки НТР относят к категории «А», по санитарной характеристике относятся к группе ШБ, утвержденным приказом МЧС России от 25.03.2009 СП 12.13130.2009 [41].

Основные факторы, определяющие опасность при эксплуатации установки низкотемпературной ректификации, являются:

- горючие газы (сырьевой газ, метановая и этановая фракция);
- легковоспламеняющиеся и горючие жидкости (метанол);
- наличие коррозионно-агрессивных примесей в поступающем на установку природном газе;
- использование оборудования, работающего при больших давлениях, а также при очень низких температурах;
- возможное нарушение правил безопасности;
- близкие к нормативному сроку службы технологические аппараты;
- электросиловое оборудование (компрессоры, насосы).

#### **4.2 Меры коллективной защиты персонала**

К потенциальным опасным факторам относятся разгерметизация оборудования, содержащего горючие жидкие среды, воспламенение газа или жидкости при утечке, приводящее к пожару или взрыву, что представляет собой наибольшую опасность для персонала, окружающей среды и самого объекта.

Для безопасности при эксплуатации установки НТР необходимо обеспечить:

- автоматизацию технологического процесса;
- применение средств индивидуальной защиты;
- применение средств индивидуальной защиты, которые обеспечивают защиту работника, непосредственно выполняющего работу на технологической установке;
- применение специального герметичного оборудования;
- наличие защиты технологического оборудования, работающего при вы-

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ВКР.191270.180301.ПЗ

соком давления.

Установка НТР оснащена системой обнаружения газовой опасности, которая обеспечивает выполнение функции обнаружения и сигнализации повышения ПДК вредных веществ и нижний концентрационный предел.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций предусмотрена необходимая сигнализация об отклонения технологических параметров от допустимых значений и автоматические блокировки.

В случае неисправности оборудования для снижения выбросов взрыво- и пожароопасных материалов в атмосферу, установка НТР разделена на блоки.

Каждый блок оборудован отсекающими клапанами, устройствами сброса давления или аварийного дренажа и аварийными нажимными кнопками в системе противоаварийной защиты в качестве изолирования технологических блоков.

Благодаря оснащенным устройствам на установке, обеспечивают безопасный останов оборудования, производимый вручную из операторной на основе сигналов, поступающих с системы противоаварийной защиты (СПАЗ), или автоматически.

Для предотвращения аварийной ситуации принят следующий комплекс мероприятий:

- все технологические процессы осуществляются в закрытых и герметичных системах;
- соблюдение технологического режима оборудования;
- осуществлять периодический осмотр оборудования и газопроводов на герметичность;
- оборудование на технологической установке должно быть оборудовано бортами;
- автоматический контроль дозрывных концентраций;
- проведение строительных работ строго по графику.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций предусмотрена

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

СПАЗ, обеспечивающая безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе, утвержденная приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533 [42].

Для защиты персонала от производственных опасностей используют следующие методы:

- удаление работников на максимально допустимое расстояние от источника опасности;
- дистанционное управление технологическим процессом;
- применение средств коллективной защиты;
- применение средств индивидуальной защиты, которые обеспечивают защиту работника, непосредственно выполняющего работу на установке.

На предприятие применяют следующие средства защиты:

- дыхательные аппараты, автономные (SCABA) и неавтономные;
- пожарные рукава и одеяла;
- датчики обнаружения пожара;
- лицевые щитки и маски;
- пожарные гидранты и лафетные стволы;
- системы тушения пожара углекислым газом;
- огнезащитные спасательные скафандры;
- переносные огнетушители.

#### **4.3 Средства индивидуальной защиты персонала**

Средства индивидуальной защиты должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [43].

В соответствии с «Межотраслевыми правилами обеспечения работников специальной защиты», утвержденными приказом Минздрав России от 01.06.2009 № 290н осуществляется обеспечение работников специальной одеждой, обувью и другими средствами защиты [44].

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предотвращения травматизма предусматривается:

- использование исправного технологического оборудования;
- своевременная уборка производственной территории;
- применение сигнальных цветов и знаков безопасности.

Для защиты от шума и вибраций на установке для каждого работника предусматриваются:

- наушники, закрывающие ушную раковину;
- вкладыши, перекрывающие наружный слуховой канал;
- шлемы, закрывающие часть головы и ушные раковины.

С целью своевременного обнаружения предаварийных ситуаций, связанных с наличием неорганизационных утечек технологических сред из оборудования и возможностью возникновения опасной загазованности на наружной площадке применена система контроля загазованности, предусматривающая установку датчиков взрывоопасных концентраций горючих газов и паров.

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР.191270.180301.ПЗ					

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе была изучена научно-технологическая документация и научные периодические издания (журналы) отечественного и зарубежного опыта по основным технологическим процессам и оборудованию низкотемпературной ректификации.

Основываясь на литературных данных и опираясь на отечественный и зарубежный опыт, рассмотрена характеристика углеводородных компонентов газа для низкотемпературных процессов, методы извлечения углеводородных газов. Изучены теоретические основы процесса и технологические схемы низкотемпературной ректификации, что позволило смоделировать технологическую схему установки выделения метана, этана и ШФЛУ из природного газа и газового конденсата с помощью программного обеспечения.

Исходя из задания работы, выполнен технологический расчет ректификационной колонны – деметанизации с применением специализированного программного обеспечения. Выполнен механический расчет ректификационной колонны.

В графической части работы выполнен чертеж технологической схемы установки, общего вида ректификационных колонн деметанизации и деэтанации.

Изучены вопросы безопасности и экологичности на газоперерабатывающем заводе.

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				у	72	78
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Хорошилова, Д. С. Термодинамическое обоснование низкотемпературной ректификации природного газа с выделением метана для производства сжиженного природного газа / Д. С. Хорошилова, В. Б. Мельников, Н. П. Макарова // Журнал : Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва. – 2015. – № 2 (279). – С. 65–72.

2 Карнаухов, А. Ю. Совмещение процесса адсорбционной осушки углеводородного газа и низкотемпературной ректификации / А. Ю. Карнаухов // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК–2022. Международная научно-практическая конференция, Тюмень. – 2022. – С. 283–285.

3 ГОСТ Р 53521–2009. Переработка природного газа. Термины и определения. – Введ. 2010–07–01. Национальный стандарт Российской Федерации ; М. : Стандартинформ, 2019. – 12 с.

4 Пат. 2470865 Российская Федерация, МПК C01G 5/00, B01D 53/00, F25J 3/00. Способ подготовки углеводородного газа и установка для его осуществления / А. Ю. Аджиев, Ю. В. Аристович, А. В. Килинник, А. С. Дмитриев, А. П. Чернокустов ; Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа». – № 2011112212 ; Заявл. 30.03.2011 ; Оpubл. 27.12.2012, Бюл. № 5.

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

6 Голубева, И. А. Газоперерабатывающие предприятия России: монография / И. А. Голубева, И. В. Мещерин, Е. В. Родина; под редакцией А. Л. Лapidуса. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 456 с.

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Керро В.А.</i>			<i>Моделирование установки низкотемпературной ректификации углеводородных газов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				У	73	78
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

7 Агабеков, В. Е. Нефть и газ : технологии и продукты переработки / В. Е. Агабеков, В. К. Косяков. – Минск : Беларус. навука, 2011. – 459 с.

8 Асфандиярова, Д. Р. Полимерные композитные мембраны для газоразделения / Д. Р. Асфандиярова, О. А. Батраева, И. Р. Мирсаяпова // Вестник молго ученого УГНТУ. – 2022. – № 1 (17). – С. 45–52.

9 Каграманов, Г. Г. Научные и инженерные принципы разработки мембранных систем разделения газов / Г. Г. Каграманов, Е. Н. Фарносова // Теоретические основы химической технологии, Москва. – 2017. – № 51 (1). – С. 43–50.

10 Ишмурзин, А. А. Низкотемпературная сепарация природного газа для извлечения целевых компонентов / А. А. Ишмурзин, Р. Ф. Мияссаров, Р. А. Мухмутов // Молодой ученый. – 2017. – № 7. – С. 69–72.

11 Ишмурзин, А. А. Низкотемпературные процессы подготовки природного газа / А. А. Ишмурзин, Р. Ф. Мияссаров, Р. А. Мухмутов // Наука и образование сегодня. – 2017. – № 11 (22). – С. 27–28.

12 Кобиллов, Х. Х. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов / Х. Х. Кобиллов, Д. Ф. Гойибова, А. П. Назарова // Молодой ученый. – 2015. – № 7 (87). – С. 153–155.

13 Голубева, И. А. Газоперерабатывающие предприятия России: монография / И. А. Голубева, И. В. Мещерин, Е. В. Родина; под редакцией А. Л. Лапидуса. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 456 с.

14 Астахов, Г. Л. Исследование перспективных направлений модернизации газопереработки / Г. Л. Астахов // Сборник материалов пятой Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Омск. – 2021. – С. 4–9.

15 Пат. 142501 Российская Федерация, МПК F25J 3/06, F25J 5/00. Установка для низкотемпературного разделения углеводородного газа / А. В. Андреев. – № 2013152758 ; Заявл. 27.11.2013 ; Оpubл. 27.06.2014, Бюл. № 18.

16 Пат. 139073 Российская Федерация, МПК F25J 3/02. Установка низко-

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ВКР.191270.180301.ПЗ

температурной переработки нефтяного газа / А. О. Шеин, Д. И. Ракитин, Е. А. Пучкова ; Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа». – № 2013137919 ; Заявл. 13.08.2013 ; Оpubл. 10.04.2014, Бюл. № 10.

17 Demirel Y., «Retrofit of Distillation Columns using Thermodynamic Analysis», Journal of Separation Science and Technology, Vol. 41, (2006), pp. 791–817.

18 Пат. 101787 Российская Федерация, МПК F25J 3/00. Установка низкотемпературного разделения углеводородного газа / С. И. Иванов, В. И. Столыпин, С. А. Молчанов и др. ; Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Оренбург». – № 2010120424 ; Заявл. 20.05.2010 ; Оpubл. 27.11.2011.

19 Арнольд, К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа: пер. с англ. / К. Арнольд, М. Стюарт. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2012. – 602 с.

20 Мельников, В. Б. Сбор и подготовка газа и газового конденсата. Низкотемпературные процессы: Учебное пособие / В. Б. Мельников, Н. П. Макарова, Е. Б. Федорова. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. – 322 с.

21 Пат. 2775682 Российская Федерация, СПК F25J 3/00, F25J 3/06, F25J 3/0615. Способ низкотемпературной подготовки природного газа и извлечения углеводородного конденсата / А. Н. Кубанов, А. В. Прокопьев, Д. М. Федулов и др. ; Научно исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. – № 2021119886 ; Заявл. 06.07.2021 ; Оpubл. 06.07.2022, Бюл. № 19.

22 Гафуров, А. М. Турбодетандирование природного газа на газораспределительной станции с последующим его сжижением / А. М. Гафуров, Б. М. Осипов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2011. – № 2 (9). – С. 6–11.

23 Пат. 2741026 Российская Федерация, МПК B01D 3/40. Установка низ-

котемпературной дефлегмации с ректификацией для комплексной подготовки газа и получения сжиженного природного газа / А. В. Курочкин. – № 2019100356 ; Заявл. 09.01.2019 ; Оpubл. 22.01.2021, Бюл. № 3.

24 Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов / С. Н. Колокольцев. – Москва : ЛЕНАНД, 2021. – 600 с.

25 СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – введ. 25-10-2010. – М. : Управление метрологии и контроля качества газа и жидких углеводородов Департамента автоматизации систем управления технологическими процессами ОАО «Газпром». М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 15 с.

26 ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – введ. 01-07-2015. – М. : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. М. : Стандартинформ, 2019. – 12 с.

27 ТУ 0272-155-31323949-2014. Фракция этановая, поставляемая на экспорт. – введ. 01-09-2017. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017. – 21 с.

28 ТУ 38.101524-2015. Фракция широкая легких углеводородов. – введ. 01-02-2016. – М. : ОАО «ВНИИУС», 2016. – 47 с.

29 Пат. 2580453 Российская Федерация, МПК F25J 3/02. Способ переработки природного углеводородного газа / И. А. Мнушкин, Е. В. Ерохин. – № 2015110573 ; Заявл. 25.03.2015 ; Оpubл. 10.04.2016, Бюл. № 10.

30 Кондрашов, Н. П. Повышение эффективности процесса теплопередачи пластинчато- ребристого теплообменника / Н. П. Кондрашов, М. Г. Лагуткин // Евразийский союз ученых. – 2019. – № 3-4 (60). – С. 6-13.

31 Пат. 128924 Российская Федерация, МПК F25J 3/02. Установка низкотемпературного разделения газа / А. О. Шеин, Е. А. Пучкова, Т. В. Андреевская и др. ; Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский и проект-

					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

ный институт по переработке газа» ОАО «НИПИГазпереработка». – № 2012152142 ; Заявл. 04.12.2012 ; Оpubл. 10.06.2013, Бюл. № 16.

32 Ткачева, Т. А. Оптимизация технологического процесса установки низкотемпературной ректификации природного газа / Т. А. Ткачева, В. П. Ханин // Научный альманах. – 2016. – № 4-3 (18). – С. 430-433.

33 Акрамов, Б. Ш. Модернизация процесса низкотемпературной сепарации газа / Б. Ш. Акрамов [и др.] // Наука, техника и образование. – 2020. – № 1 (65). – С. 18-21.

34 ГОСТ 34670–2020. Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Основные положения. – Введ. 2021–06–01. Межгосударственный стандарт ; М. : Стандартинформ, 2020. – 25 с.

35 Молоканова, Л. С. Современные конструкции массообменных тарелок / Л. С. Молоканова, Н. В. Шибитова, В. В. Колоскова // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2018. – № 9. – С. 9- 13.

36 Ступин, А. В. Контактный элемент клапанной тарелки / А. В. Ступин, Р. О. Тарарако // Научный альманах. – 2018. – № 10-2 (48). – С. 59-62.

37 Леонтьев, А. П. Прочностные расчеты отдельных элементов технологического оборудования : учебное пособие / А. П. Леонтьев [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 144 с.

38 ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. – введ. 01-08-2018. – М. : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. М. : Стандартинформ, 2019. – 110 с.

39 СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – введ. 24–05–2010. – М. : Управление по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром». М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010 – 15 с.

40 ГОСТ Р 52087-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. – Введ. 2019–07–01. Межгосударственный стандарт ; М. :

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			77

Стандартинформ, 2019. – 20 с.

41 СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 2009–05–01. Официальное издание ; М. : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2019. – 36 с.

42 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 533. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» // Приказ Ростехнадзора. ФНП в области промышленной безопасности. – 2020. – 128 с.

43 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – введ. 01–07–1990. – М. : Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР ; М. : ИПК Издательство стандартов, 2001. – 8 с.

44 Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» // Министерство здравоохранения и социального развития Российской Федерации. – 2009. – 11 с.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							78

ВКР.191270.180301.ПЗ

