

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>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	4	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>								

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>						

Широкую фракцию легких углеводородов можно также использовать в качестве сырья для получения стабильного газового бензина (C_5 , i- C_5 , C_6 , C_7) [1].

Углеводороды могут быть разделены и использованы в различных отраслях промышленности, в зависимости от их свойств и требований производства.

– молекулярная масса – определяет удельный объем компонента и его термическое поведение при разных температурах и давлениях;

– точка кипения – температура, при которой компонент превращается из жидкого состояния в газообразное. Признак характеризуется в определении условий хранения и транспортировки газа;

– теплота сгорания – количество тепла, выделяемого при полном сгорании вещества. Это важное свойство для определения калорийности газа;

– плотность – определяет удельный вес газа и его способность смешиваться с другими веществами;

– теплопроводность – способность компонента передавать тепло. Данный параметр важен для определения эффективности теплообмена и проектирования оборудования для обработки газа;

– вязкость – определяет сопротивление потока газа через трубопроводы и оборудование.

1.2 Методы извлечения углеводородных газов

В зависимости от рабочих параметров и условий, для получения необходимого выхода целевого продукта, различают следующие методы извлечения углеводородных газов: компрессионный – для получения нестабильного газового бензина, масляная абсорбция – проводимая при пониженной температуре (НТА), либо при температуре окружающей среды (МАУ), низкотемпературная ректификация и низкотемпературная конденсация [2, 3].

В следующем разделе рассмотрим подробнее методы извлечения углеводородных газов.

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

1.2.1 Низкотемпературные процессы разделения газа

Низкотемпературные процессы прежде всего используются для разделения газовой смеси на индивидуальные углеводороды, подразделяются на четыре основные группы:

- низкотемпературная конденсация (НТК);
- низкотемпературная ректификация (НТР);
- низкотемпературная абсорбция (НТА);
- низкотемпературная адсорбция (НТ-адсорбция).

Низкотемпературная конденсация (НТК) – это процесс изобарного охлаждения до температур, при которых появляется жидкая фаза с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Для более четкого разделения природного газа современные установки НТК включают в себя ректификационную колонну: деметанизатор или деэтанализатор. Также на установках применяется турбодетандерный агрегат для более глубокого охлаждения входящих потоков.

Установки низкотемпературной конденсации классифицируются по числу ступеней на: одноступенчатые, двухступенчатые и трехступенчатые. После каждого процесса однократной конденсации осуществляется сепарация образовавшейся двухфазной смеси с выводом жидкой фазы.

Схема установки низкотемпературной конденсации с турбодетандером представлена на рисунке 1.

Поток природного газа направляется в сепаратор 1, где очищается от водного конденсата и механических примесей, затем последовательно охлаждается в рекуперативных теплообменниках 8, при этом происходит частичная конденсация потока. Газожидкостная смесь направляется в трехфазный сепаратор 2, где газ отделяется от углеводородного конденсата и ингибитора гидратообразования, который впрыскивают в поток газа перед охлаждением.

Конденсат из сепаратора направляется в выветриватель 5 для более глубокого выделения газа, и затем через турбодетандер 3 поступает в ректификаци-

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

эффективнее и проще. Отличительной особенностью установки служит поступление на установку сырья в ректификационную колонну без предварительной сепарации.

Низкотемпературная абсорбция – процесс поглощения компонентов из газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом) при низких температурах [6].

На процесс НТА влияют следующие факторы: температура, требуемое качество продукта, давление, состав исходного газа, природа и физико-химические свойства абсорбента, число теоретических тарелок.

Технологическая схема включает себя два блока:

- блока предварительного отбензинивания исходного газа, представляющего собой блок низкотемпературной конденсации;
- блока НТА, где происходит доизвлечение углеводородов из газа, прошедшего блок НТК.

Принципиальная технологическая схема узла абсорбции с предварительным насыщением регенерированного абсорбента сухим газом представлена на рисунке 2.

Поступающий на установку абсорбент смешивается с сухим газом из абсорбционно-отпарной колонны 4, далее поток проходит через пропановый испаритель 5. При данном взаимодействии потоков абсорбент насыщается легкими компонентами газа. Образовавшаяся парожидкостная смесь, поступает на сепарацию 6, в результате чего насыщенный абсорбент разделяется на два потока, первый – направляется в верхнюю часть АОК 4, а второй – проходит через пропановый испаритель 7, предварительно смешиваясь с отходящим сухим газом из абсорбера 3. Далее газ направляется в сепаратор 8, в котором насыщенный абсорбент уходит на абсорбцию, а отделившийся сухой газ – в товарный парк.

Главными отличиями установок НТА от МАУ являются более низкие температуры и дополнительно оборудование: сепаратор для дополнительного

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
							11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

разделения газа.

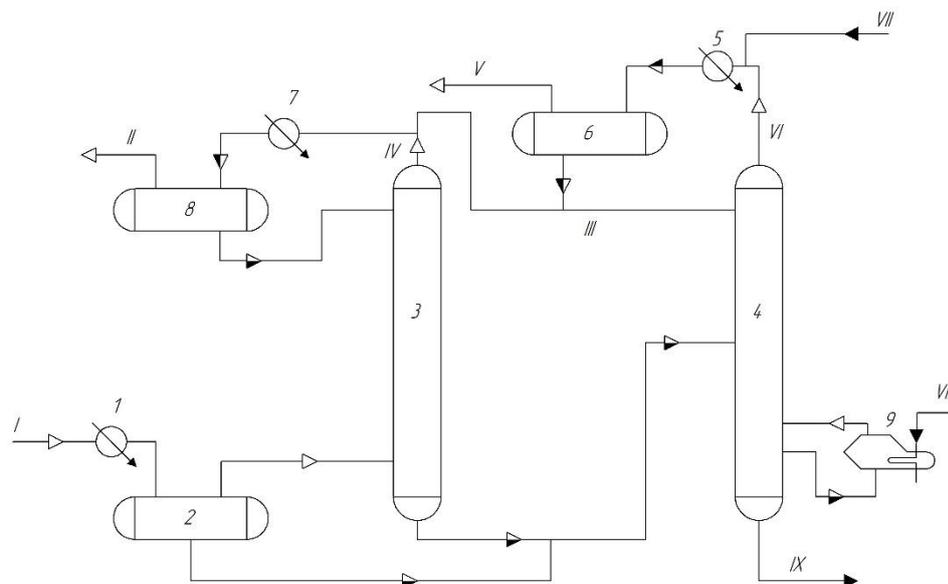


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема узла абсорбции с предварительным насыщением регенерированного абсорбента сухим газом:

1, 5, 7 – пропановые испарители; 2, 6, 8 – сепараторы; 3 – абсорбер;
4 – абсорбционно-отпарная колонна; 9 – ребойлер;

I – сырой газ; II – сухой газ после предварительного насыщения регенерированного абсорбента; III – регенерированный абсорбент после узла предварительного насыщения; IV, V, VI – сухой газ; VII – регенерированный абсорбент; VIII – теплоноситель; IX – деэтанализованный насыщенный абсорбент

Присутствие сепаратора в данном процессе снижает нагрузку на абсорбер, тем самым позволяет увеличить глубину извлечения C_{2+} .

Низкотемпературная адсорбция – основана на различной способности компонентов газа адсорбироваться на твердых поглотителях. В отличие от других методов процесс НТ-адсорбции применяют также для осушки газа. Данный метод разделения природного газа обуславливается высокими затратами и применяется в редких случаях, для получения продукта высокой степени чистоты [5].

К недостаткам можно отнести малый срок эксплуатации и возможность образования отложений на поверхности перегородки.

Для изготовления полупроницаемых мембран используют блоки различных конструкций: трубчатые, рулонные, плоскокамерные, с полыми волокнами.

Материалы, применяемые для изготовления мембран:

- полимерные пленки (фторопластовые, полипропиленовые, полиэтиленовые, поликарбонатные и др.);

- металлическую фольгу (из сплавов палладия, платины, молибдена, серебра и др.);

- пористые стекла (натрийборосиликатные) и др.

Пористые полимерные мембраны получают обычно путем удаления растворителей или вымыванием предварительно введенных добавок из растворов полимеров при их формовании. Полученные таким способом мембраны имеют тонкий (0,25-0,50 мкм) поверхностный слой на микропористой подложке толщиной 100-200 мкм. Процесс мембранного разделения осуществляется в поверхностном активном слое, а подложка обеспечивает механическую прочность такой композитной мембраны [8].

Однако развитию мембранной технологии разделения газов, в том числе и в нашей стране, препятствует несколько обстоятельств [9]:

- ослаблена взаимосвязь между исследовательскими организациями и промышленностью (бизнесом), а для нашей страны эта взаимосвязь проглядывается слабо;

- производство мембран и соответствующей аппаратуры сосредоточено в руках всего нескольких компаний, в основном, иностранных, которые, рекламируя свою продукцию, практически не публикуют экспериментальных данных о характеристиках своих изделий в реальных условиях эксплуатации.

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

1.2.3 Иные способы разделения

Различают иные способы разделение природного газа:

Компрессионный метод – это метод разделения, который заключается на последовательном сжатии газа с дальнейшим охлаждением, при этом высокомолекулярные компоненты газа конденсируются.

Рабочее давление технологического процесса определяется несколькими факторами: составом исходного газа, требуемой степенью извлечения целевых компонентов, энергозатратами на сжатие и охлаждение [10].

Схема компрессорной установки с трехступенчатым компрессором представлена на рисунке 3.

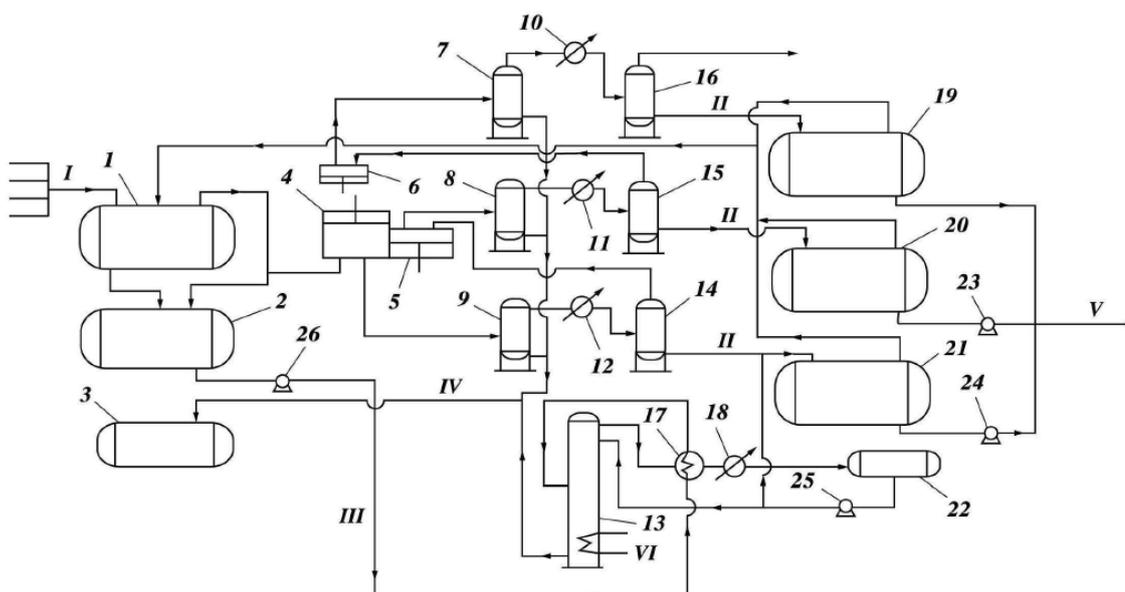


Рисунок 3 – Технологическая схема компрессорной установки:

- 1 – приемник-аккумулятор; 2, 3, 19, 20, 21 – сборные емкости; 4, 5, 6 – соответственно I, II и III ступени компрессии; 7, 8, 9 – маслоотделители; 10, 11, 12, 18 – холодильники; 13 – отпарная колонна; 14, 15, 16 – сепараторы соответственно I, II и III ступени компрессии; 17 – теплообменник; 22 – емкость орошения; 23, 24, 25, 26 – насосы; I – газ; II – газовый бензин; III – загрязненный конденсат на отпарку; IV – остаток из отпарной колонны и масло из маслоотделителей в сборную емкость 3; V – газовый бензин на ГФУ; VI – водяной пар

Из приемника-аккумулятора 1 природный газ направляется на первую ступень сжатия 4, где сжимается от 0,3 до 0,5 МПа. Далее газ поступает последовательно в маслоотделитель 9, холодильник 12 и поступает на первую ступень сепарации 14. Конденсат из сепаратора через регулятор уровня направляется в емкость 21. Газ после первой ступени сепарации подается на вторую ступень сжатия 5, где сжимается от 1,2 до 1,7 МПа. Проходит последовательно маслоотделитель 8, холодильник 11, и подается на вторую ступень сепарации в сепаратор 15. Конденсат с высоким содержанием легких компонентов, относительно конденсата первой ступени, направляется в емкость 20. Газ из сепаратора 15 направляется на третью ступень сжатия 6, где сжимается от 3,8 до 5,0 МПа. Конденсированный поток последовательно подается в маслоотделитель 7, холодильник 10 и на третью ступень сепарации в сепаратор 16. Конденсат после сепаратора направляется в емкость 19, а оставшийся газ направляется на дальнейшую переработку.

Газ из емкости отводится в приемник-аккумулятор 1. Воды, которая остается в сепараторах, дренируется в канализацию. Конденсат из приемника-аккумулятора 1 стекает в емкость 2. Данный конденсат состоит из тяжелых углеводородов, загрязнен нефтью и компрессорным маслом. Именно поэтому на установку внедряют отпарную колонну 13 для его очистки. Конденсат закачивается в колонну через теплообменник 17.

Пары сверху колонны проходят через теплообменник 17, холодильник 18 и накапливаются в емкости 22. Часть конденсата из емкости подается на орошение колонны для поддержания температурного режима. Подгорев низа колонны, осуществляется подачей водяного пара. Основная часть конденсата из емкости 22 откачивается в емкость 21. Кубовый продукт колонны 13 вместе с отработанным маслом из маслоотделителей 7-9 поступают в емкость 3.

Основным недостатком данного способа является нечеткость разделения, что приводит к ухудшению качества готового продукта.

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			16

Абсорбционный метод

Метод основан на избирательном поглощении тяжелых компонентов газа жидкими абсорбентами, в качестве которых используют бензин, керосин или солярный дистиллят, чаще всего керосиновую и дизельную фракцию со средней молекулярной массой от 140 до 200. Абсорбцию проводят в колонных аппаратах тарельчатого типа для увеличения площади контакта между жидкостью и газом. Наиболее распространены абсорберы с колпачковыми и ситчатыми тарелками. Абсорбцию проводят обычно при температуре от 30 °С до 40 °С и давлении от 1,0 до 5,0 МПа. Десорбцию проводят при повышенной температуре (от 160 °С до 200 °С) и пониженном давлении (от 0,3 до 0,5 МПа). Десорбирующим агентом обычно служит острый водяной пар.

Метод абсорбции очень эффективен для отбензинивания газов, содержанием тяжелых углеводородов от 200 до 300 г в 1 м³.

Маслоабсорбционный метод

Установка включает две колонны: абсорбер и десорбер, в качестве десорбирующего агента применяли насыщенный водяной пар. При этом в абсорбционном процессе извлекали от 60 % до 70 % фракции С₅ и выше. В связи с потребностью в сжиженных газах процесс стали совершенствовать и довели степень извлечения фракции С₃ от 60 % до 90 %, фракции С₄ от 80 % до 98 %, фракции С₅ и выше от 94 % до 99 %. Процесс проводят обычно при температуре окружающего воздуха, однако в последнее время стали использовать пропановое и аммиачное охлаждения [5].

Принципиальная схема маслоабсорбционного метода представлена на рисунке 4.

Исходный газ *I* обычно охлаждается в охладителях *1, 2*, разделяется в сепараторе *3* и поступает в абсорбер *4*, где из него абсорбентом *VI* извлекается основная масса тяжелых углеводородов. Насыщенный этими углеводородами абсорбент, подогретый в теплообменнике *9*, поступает в абсорбционно-отпарную колонну (АОК) *5*. В нее же ниже ввода абсорбента из колонны *4* поступает жид-

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

кая фаза из сепаратора 3. На верх АОК подается регенерированный абсорбент, а внизу ее в ребойлер 8 вводится тепло и создается паровое орошение. В АОК из абсорбента, поступающего снизу абсорбера 4, удаляются (отпариваются) легкие углеводороды (метан, этан) и поглощаются абсорбентом углеводороды от пропана и выше. Полностью насыщенный абсорбент снизу АОК нагревается в теплообменнике 9 и поступает в десорбтер 6, где от него отгоняется ШФЛУ IV, а регенерированный абсорбент возвращается в колонны 4 и 5.

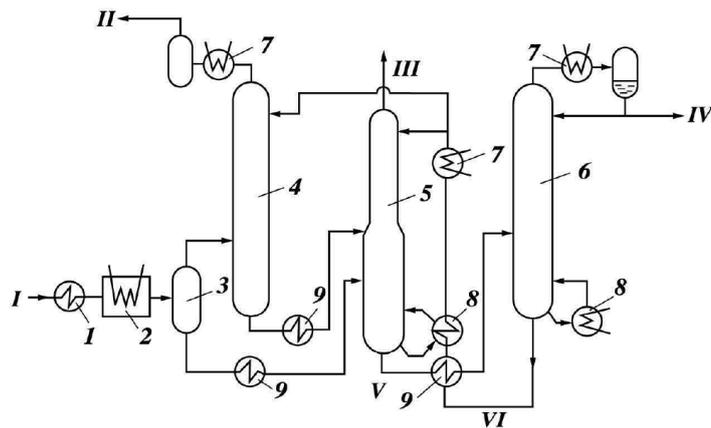


Рисунок 4 – Схема процесса отбензинивания газа масляной абсорбцией:
 1, 2 – охладители газа; 3 – сепаратор; 4 – абсорбер; 5 – абсорбционно-отпарная колонна; 6 – десорбтер; 7 – холодильники; 8 – ребойлеры; 9 – теплообменники;
 I и II – исходный и отбензиненный газ; III – газ деэтанзации; IV – ШФЛУ;
 V и VI – насыщенный и регенерированный абсорбент

Обычный процесс проводится с охлаждением газа перед абсорбером от 0 °С до 10 °С, температуре в абсорбере от 10 °С до 30 °С и давлениях в абсорбере от 4 до 7 МПа, в АОК от 1 до 4 МПа и в десорбтере от 0,7 до 1,5 МПа. При таких условиях обеспечивается извлечение из газа от 50 % до 70 % пропана и до 98 % бутанов и выше. Этана в составе ШФЛУ в этом случае немного, и он в основном уходит с потоком газа III.

Часть метана и этана растворяется в абсорбенте и вследствие этого увеличивается количество газа деэтанзации III в ущерб выходу товарного газа II. Для того, чтобы предотвратить это и повысить эффективность процесса, реге-

нерированный абсорбент *VI* подают в поток газа *III*, из которого он извлекает метан и этан [5].

В следующем разделе сравним характеристику процессов низкотемпературных конденсации и ректификации.

1.2.4 Сравнительная характеристика процессов низкотемпературных конденсации и ректификации

Наиболее высокую четкость разделения углеводородов можно достичь с помощью метода низкотемпературной ректификации.

Низкотемпературная ректификация основана на охлаждении газового сырья до температуры, при которой система переходит в парожидкостное состояние, с последующим разделением образовавшейся газожидкостной смеси без предварительной сепарации в тарельчатых или насадочных ректификационных колоннах. Метод НТР позволяет в сравнении с НТК проводить разделение углеводородных смесей с получением более чистых углеводородов или узких фракций [12].

Принципиальное отличие схемы НТР от НТК состоит в том, что сырье, поступающее на установку после охлаждения без предварительной сепарации, подается в ректификационную колонну. Процесс НТР термодинамически более выгоден, чем процесс абсорбции для разделения компонентов газа.

Одной из особенностей проведения процессов ректификации является высокая энергоемкость. При осуществлении процесса разделения сырья на компоненты в ректификационной колонне затрачивается значительное количество энергии.

Эффективность процесса ректификации характеризуется прежде всего минимальным компонентным составом сырья и конечных продуктов, а также энергетическими затратами при заданной производительности.

Процесс НТР включает следующие стадии:

1. Осушка газа.
2. Компримирование газа до давления от 3 до 7 МПа.

3. Охлаждение сжатого и осушенного газа от минус 10 °С до минус 80 °С.

4. Разделение частично сконденсировавшегося газа на нестабильный газовый бензин и несконденсированный сухой газ.

На установке низкотемпературной ректификации жирный газ проходит через теплообменник, где охлаждается обратным потоком остаточного газа и поступает в колонну деэтанализатор. Газы с верха колонны проходят через пропановый холодильник, где происходит частичная их конденсация. Конденсат стекает в рефлюксную емкость, откуда насосом подается на орошение колонны. Несконденсированные газы из рефлюксной емкости проходят через теплообменник и направляются в газопровод. Отделившийся от этана нестабильный бензин с нижней части колонны отводится на ГФУ или в товарный парк.

Жирный газ поступает на установку низкотемпературной конденсации под давлением от 3 до 4 МПа и направляется через теплообменники из обратных потоков газа и конденсата в холодильник, где охлаждается от минус 23 °С до минус 35 °С, а затем в сепаратор, где происходит разделение несконденсировавшегося газа и конденсата. Газ направляется в газопровод, а конденсат поступает в деэтанализатор. Деэтанализированный нестабильный бензин с низа колонны направляется в товарный парк или для дальнейшей переработки на ГФУ. Газ в верхней части деэтанализатора частично конденсируется в пропановом холодильнике, после чего направляется в газопровод или для использования в качестве топлива. Конденсат поступает в рефлюксную емкость и затем откачивается на орошение верха колонны. При низком содержании метана и этана в конденсате деэтанализатор может работать без орошения [13].

Существенное преимущество процесса низкотемпературной ректификации состоит в том, что в результате проведения процесса возможно получение дополнительного целевого продукта (пропан-бутановой фракции или широкой фракции легких углеводородов), помимо сухого газа и углеводородного конденсата. В процессе ректификации достигается большая степень разделения.

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

НТР превосходит НТК по четкости разделения компонентов, однако требует больших финансовых затрат, и не всегда в производственных цепочках требуется покомпонентное разделение [14].

В следующем разделе рассмотрим теоретические основы НТР.

1.3 Теоретические основы процесса низкотемпературной ректификации

Процесс низкотемпературной ректификация характеризуется разделением, поступающей на установку природного газа, на более чистые компоненты с использованием различных технологий при низких температурах, с помощью физических методов, использующих различия в их физико-химических свойствах. Это может быть особенно полезно для разделения летучих органических соединений, таких как метан, этан, пропан, бутан и более тяжелых углеводородов.

Теоретические основы процесса низкотемпературной ректификации основаны на принципах термодинамики и кинетики. Основным фактором, который влияет на эффективность процесса, является разница в парциальном давлении компонентов смеси. Чем больше разница в парциальном давлении, тем проще разделить компоненты. Четкость разделения углеводородных компонентов зависит от значения относительной летучести.

Процесс разделения проходит с меньшей затраченной энергией, когда углеводородные компоненты газа имеют наибольшую разность показателя летучести.

Для бинарной системы показатель летучести увеличивается за счет таких параметров, как температуры – с понижением, давлением – с повышением. Увеличивая давления при неизменной температуре, жидкая фаза будет накапливать в себя большее количество легких компонентов, тогда четкость разделения понижается. Если уменьшать температуру при неизменном давлении – то четкость разделения, наоборот, повышается [13].

Для реализации процесса низкотемпературной ректификации необходимо

						<i>Лист</i>
					<i>ВКР.191270.180301.ПЗ</i>	21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

создать условия, при которых каждый компонент смеси может быть сконденсирован и отделен от других углеводородов. Это достигается с помощью специальной аппаратуры, называемой ректификационной колонной.

В колонне ректификации смесь компонентов подается сверху, а затем постепенно нагревается, чтобы каждый компонент начал испаряться. Пары вещества поднимаются вверх по колонне и охлаждаются до температуры, при которой конденсируется и может быть отделен от других углеводородов.

Выбор оптимальной температуры и давления для каждого вещества является критическим фактором в эффективности процесса низкотемпературной ректификации. Температура и давление должны быть выбраны таким образом, чтобы максимально разделить газовую смесь с минимальной энергией, затрачиваемой на процесс.

В практических целях разделение газовой смеси проводят при повышенном давлении, за счет чего процесс проходит при умеренном охлаждении. Для увеличения четкости разделения – понижают температуру.

Оптимальная температура процесса может быть определена с помощью теоретических расчетов или экспериментально. Кроме того, эффективность процесса может быть улучшена с помощью изменения параметров, таких как давление и скорость потока.

Технологические схемы и параметры низкотемпературной ректификации представлены в следующем разделе.

1.4 Технологические схемы низкотемпературной ректификации

Схема отбензинивания природного газа методом НТР с вводом сырья двумя потоками позволяет снизить энергозатраты примерно на 10 % и осуществлять процесс при более высоких температурах. В этой схеме, представленной на рисунке 5, одна его часть (60 %) поступает без охлаждения в среднюю часть колонны 5, а вторая часть (40 %) охлаждается в рекуперативном теплообменнике 1 обратным потоком сухого газа, отводимым с верха ректификационной колонны. На входе в теплообменник в поток сырого газа впрыскивают

гликоль для предотвращения гидратообразования. После теплообменника охлажденный сырьевой поток смешивается с верхним продуктом ректификационной колонны, дополнительно охлаждается в пропановом испарителе 2 до температуры минус 26 °С и, частично сконденсировавшись, поступает на разделение в трехфазный сепаратор 3. В нижней части сепаратора собирается гликоль и углеводородный конденсат. Гликоль направляется на регенерацию.

Сухой газ после охлаждения сырьевого потока в рекуперативном теплообменнике 1 направляется в магистральный трубопровод, а углеводородный конденсат из трехфазного сепаратора – наверх ректификационной колонны 5. Подвод тепла в куб колонны осуществляется путем подачи паров из ребойлера 6, где в качестве теплоносителя может использоваться непосредственно сырьевой поток [13].

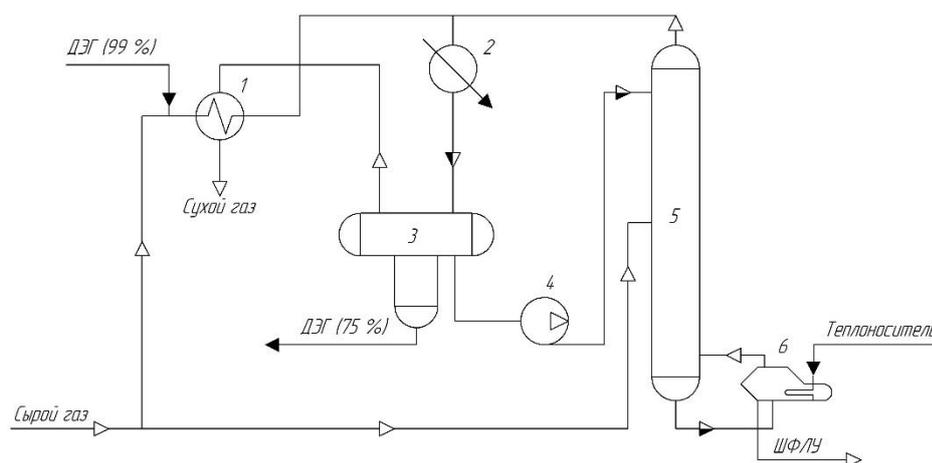


Рисунок 5 – Схема НТР с двухпоточным вводом сырья:

- 1 – теплообменник; 2 – пропановый испаритель; 3 – трехфазный сепаратор;
4 – насос; 5 – ректификационная колонна; 6 – ребойлер

Также различают и другие схемы НТР с различным устройством ректификационной колонны, их подразделяют на: ректификационно-отпарные (рис. 6) и конденсационно-отпарные (рис. 7) [1].

						Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

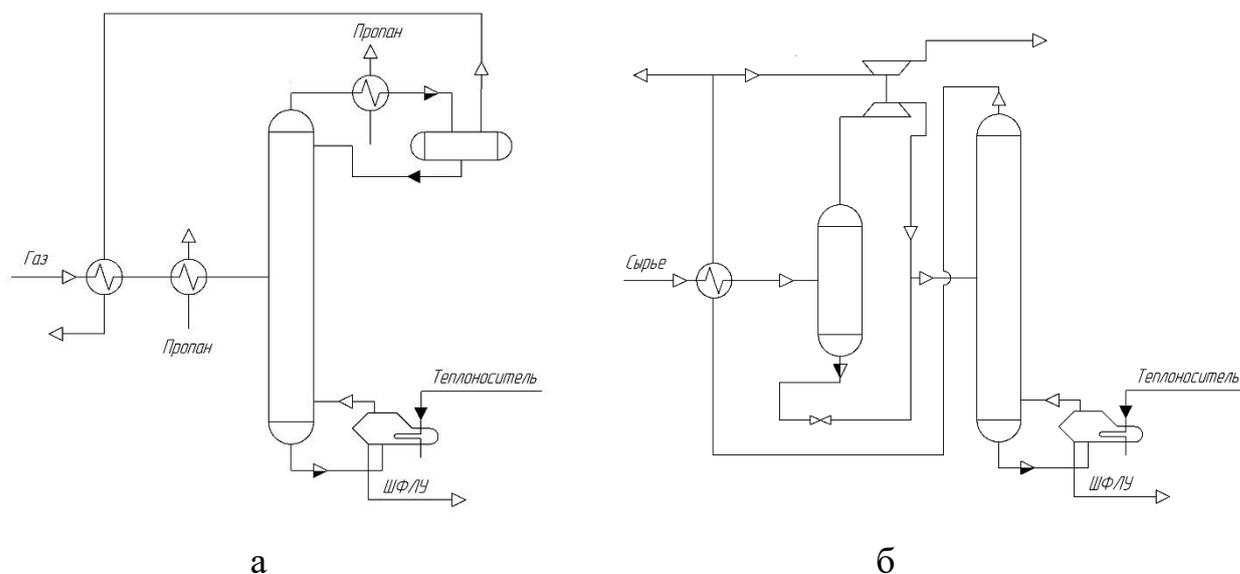


Рисунок 6 – Схема НТР

с внешним холодильным циклом (а) и турбодетандером (б)

Жирный газ на установке НТР (рис. 7) охлаждается обратным потоком остаточного газа в теплообменнике, затем газожидкостная смесь поступает в ректификационную колонну, в которой в результате подачи холодного орошения происходит основная конденсация высококипящих углеводородов. Несконденсировавшиеся газы (верхний продукт колонны) и пары орошения, отходящие с верха колонны, охлаждаются и частично конденсируются в пропановом холодильнике и поступают в рефлюксную емкость. Несконденсировавшиеся газы из этой емкости направляются через теплообменник в пункт выдачи газа потребителям, а конденсат насосом подается в качестве орошения. Деэтанализированный нестабильный бензин с низа колонны через кипятильник отводится на газодифракционную установку или в товарный парк.

В качестве охлаждения газового потока, в схему может быть включен: холодильник с внешним хладагентом (рис. 6, а), либо дроссели и турбодетандеры (рис. 6, б) [15].

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
							24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

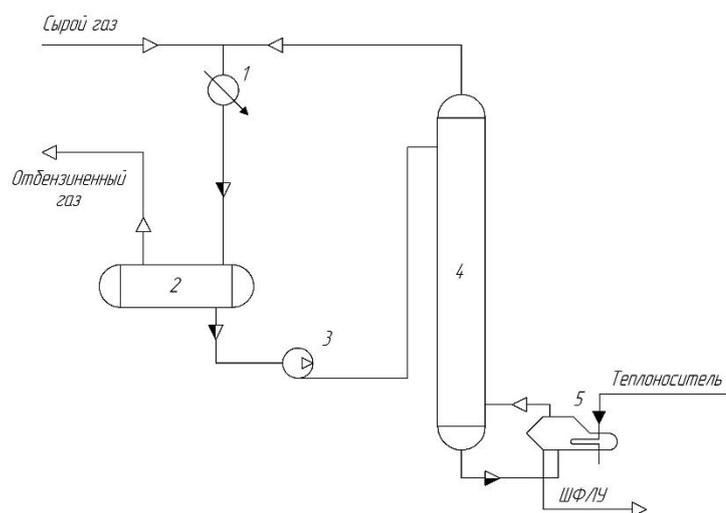


Рисунок 7 – Схема конденсационно-отпарной колонны установки НТР:

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.

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 ³ , не более	0,03
	Массовая доля диоксида углерода, %, не более	2,50
	Массовая концентрация мехпримесей, г/м ³ , 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-

					ВКР.191270.180301.ПЗ			
<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>				АмГУ, ИФФ ер. 918-об		
<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	≥ 85	
	Содержание этана, не более	≤ 6	
	Содержание пропана, не более	≤ 3	
	Содержание двуокиси углерода, не более	≤ 2	
	Общее содержание серы, мг/м ³ , не более	≤ 30	
	Высшая теплотворная способность, МДж/м ³	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 ³ (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 ₄₊	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 ⁻¹ (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 C₃₊ 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 –	
	не более	– 30,0	
	Содержание углеводородов C ₄ и C ₅ в сумме, не менее	45,0 40,0	
	Содержание углеводородов C ₆ 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.

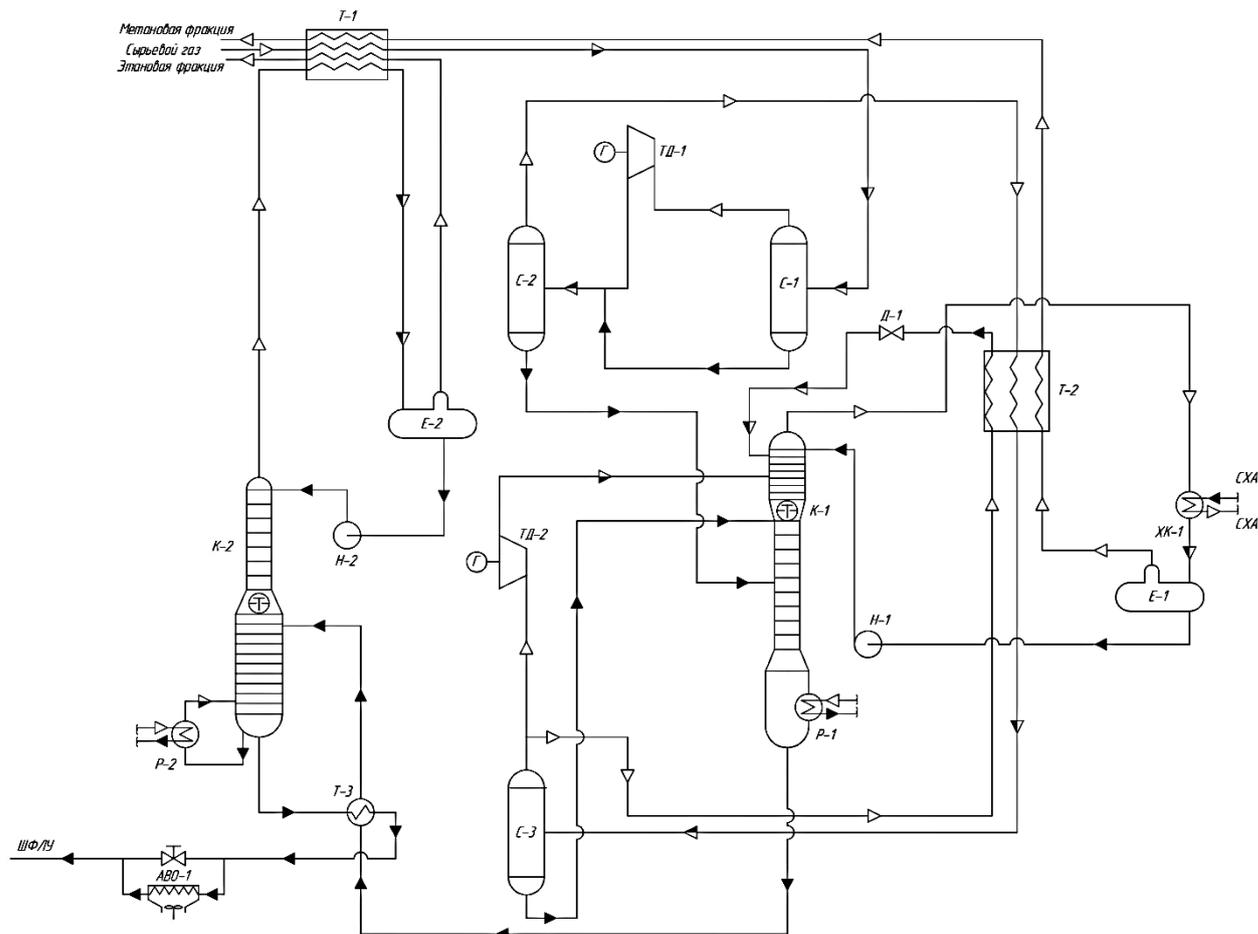


Рисунок 8 – Технологическая схема установки низкотемпературной ректификации природного газа (ПГ):

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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.191270.180301.ПЗ

Лист

30

Частично сконденсированный газ поступает в сепаратор *С-1*, где разделяется на жидкую и газовую фазы. Газ из сепаратора *С-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 *С-1* и направляется в сепаратор *С-2*.

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

В сепараторе *С-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 *К-1* при температуре минус 90 °С. Второй поток газа охлаждается в теплообменнике *Т-2* до температуры минус 103 °С и, расширяясь на дросселе *Д-1* до рабочего давления деметанизатора 2,9 МПа, подается в колонну *К-1* в качестве сырьевого орошения.

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

Верхний продукт колонны деметанизации *К-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 *Е-1*. В емкости *Е-1* товарный газ отделяется от конденсата и направляется обратным потоком в теплообменники *Т-1* и *Т-2*, где нагревается до 8 °С. Далее газ выводится с установки на дальнейшую переработку. Конденсат из емкости *Е-1* возвращается в колонну *К-1* для поддержания температурного режима.

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			31

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

Колонна дедтанализации 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 дедтанализации $K-2$ 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 $ABO-1$ и далее выводится с установки на дальнейшую очистку и газофракционирование.

2.3 Характеристика оборудования технологического процесса

Оборудование, входящее в состав блока дедметанизации, 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

ными – отходящие потоки товарной продукции установки метана с деметанизатора и этана с деэтанизатора. Необходимость нескольких последовательно расположенных теплообменных аппаратов обусловлена распределением тепловой нагрузки и обеспечением их стабильной и продолжительной работы [30].

Удаление жидкой фазы из предварительно охлажденного сырьевого газа производится в входном и выходном сепараторах турбодетандеров, которые представляют собой емкости с внутрикорпусными устройствами [31]. Такое решение позволяет предварительно сконденсировать большую часть тяжелых компонентов, что позволяет снизить нагрузку на колонну деметанизации и увеличить степень разделения компонентов.

Использование детандерного оборудования позволяет эффективно снизить давление газа сепарации до рабочего давления с выработкой некоторого количества электроэнергии, которая может быть использована для нужд установки – в том числе, для питания насосных и компрессорных единиц технологической обвязки.

Деметанизатор представляет собой ректификационную колонну, оснащенную внутрикорпусными устройствами. В нем происходит разделение компонентов C_{2+} от метана и более легких компонентов. В кубе деметанизатора установлен встроенный ребойлер, который обеспечивает тепловую нагрузку низа колонны. В качестве орошающей фракции используется жидкость из рефлюксной емкости, которая подается в колонну центробежным насосом орошения. Блок деэтанализации обеспечивает путем ректификации получение этана из смеси фракции C_{2+} и фракции C_{3+} из куба деметанизатор. Деэтанализатор представляет собой ректификационную колонну с внутрикорпусными устройствами – тарелками.

Предварительный подогрев смеси C_{2+} деметанизатора происходит в рекуперативном теплообменнике за счет тепла кубового продукта деэтанализатора. Необходимая тепловая нагрузка для разделения этана и продуктов C_{3+} обеспечивается ребойлером деэтанализатора, нагреваемого паром низкого давления.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

барботирует через слой конденсата. Затем газ с унесенным конденсатом проходит тарелку с центробежными сепарационными элементами, где окончательно освобождается от жидкости. Отсепарированный конденсат с центробежных элементов и ситчатой тарелки, по сливным трубкам попадает в сборник жидкости. Над сборником установлен защитный лист, исключаящий унос конденсата газом.

Сущность внедрения внутрикорпусных устройств в низкотемпературные сепараторы представлены в таблице 5 [33]:

Таблица 5 – Сущность внедрения новых внутрикорпусных устройств

Параметры	Цель	Метод по достижению цели
Производительность	Увеличение максимальной производительности сепаратора по газу	– предварительный сьем жидкости; – укрупнение мелких капель; – тангенциальный ввод сырья.
Гидравлическое сопротивление	Снижение гидравлического сопротивления в фильтрующей секции	Уменьшение склонности к гидратообразованию в центробежных сепарационных элементах
Унос жидкости	Уменьшение количества уносимой газом жидкости в фильтрующей секции	Установка защитного листа

Модернизация аппаратов воздушного охлаждения

Установка обратных клапанов и фильтрующего полотна между опорами и вентиляторами для нагнетаемого воздушного потока.

Принцип работы:

Воздух, проходя со всех сторон приподнимает обратные клапаны и проходит через фильтрующее полотно при этом очищается от механических, органических и неорганических примесей. Обратные клапаны обеспечивают односторонний доступ потока воздушной массы в пространство между опорами.

Для реализации поставленной задачи предлагается пути решения, представленные в таблице 6 [34]:

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 ~ 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"> – равномерное распределение паров в потоке жидкости; – высокая эффективность за счет полноценного контакта паров и жидкости; – малый перепад давления между тарелками; – низкая металлоемкость; – широкий рабочий диапазон за счет подвижного клапана. 	<ul style="list-style-type: none"> – повышенное гидравлическое сопротивление, вызванное весом клапана; – высокая стоимость изготовления, обусловленная усложненной конструкцией тарелки.

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...

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		

Удалить | Определить на основе потока. | Вид пробы

Рисунок 10 – Свойства потока газа

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

Производительность установки по сырью составляет 668000 кг/ч. Смоделированная схема установки выделения метана, этана и ШФЛУ в программном обеспечении представлена на рисунке 11.

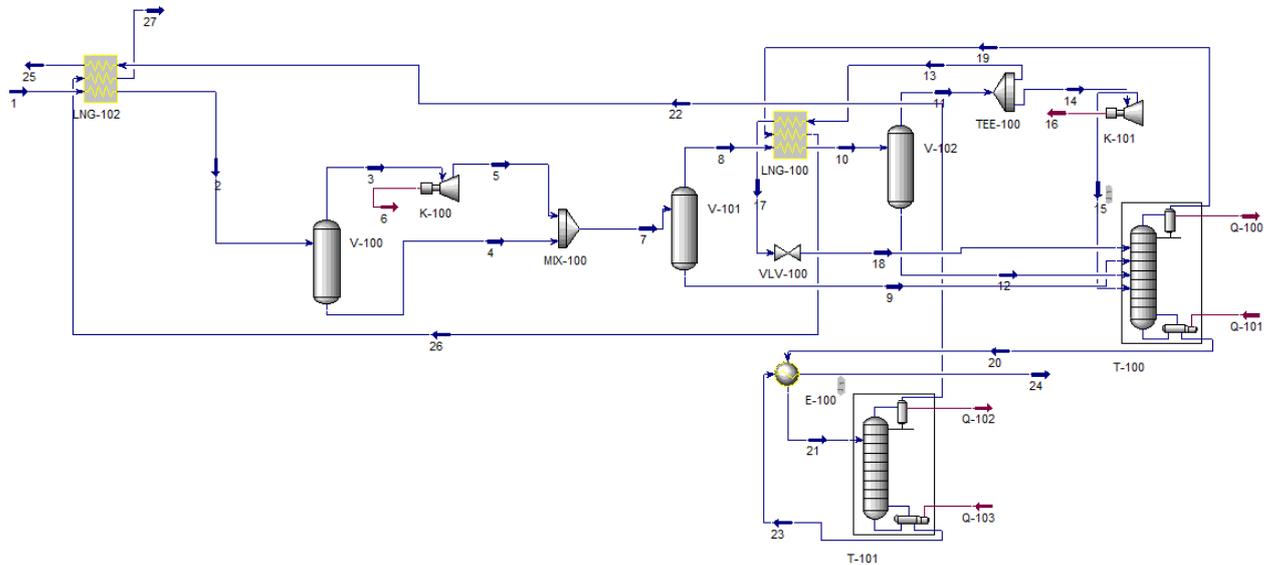


Рисунок 11 – Схема установки выделения метана, этана и ШФЛУ из природного газа и газового конденсата

2.5.2 Материальный баланс установки

Составим материальный баланс на основе спроектированной модели установки НТР. Для этого необходимы значения массового расхода по выходящим фракциям метана, этана и ШФЛУ, полученные в результате моделирования.

Уравнение материального баланса установки имеет вид:

$$G_{\text{ПГ}} = G_{\text{М}} + G_{\text{Э}} + G_{\text{ШФЛУ}}, \quad (1)$$

где $G_{\text{ПГ}}$, $G_{\text{М}}$, $G_{\text{Э}}$, $G_{\text{ШФЛУ}}$ – производительность по природному газу, метану, этану и ШФЛУ соответственно, кг/ч.

Правильность найденного материального баланса определяется выполнением условия уравнения (1):

$$668000,00 = 548643,62 + 67128,32 + 52228,06 \text{ кг/ч}$$

$$668000,00 = 668000,00 \text{ кг/ч}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Условие выполняется, следовательно материальный баланс найден правильно.

Произведем расчет выход продуктов с установки в мольных процентах от общей производительности, в соответствии с формулой:

$$\omega_i = \frac{G_i}{\sum G_i}, \quad (2)$$

где G_i – массовый расход фракции.

Материальный баланс смоделированной и рассчитанной установки представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Материальный баланс установки

Приход				Расход			
Сырье	% мол.	кг/ч	тыс. т/год	Продукт	% мол.	кг/ч	тыс. т/год
ПГ	100,00	668000,00	5611,20	Метан	82,13	548643,62	4608,61
				Этан	10,05	67128,32	563,87
				ШФЛУ	7,82	52228,06	438,72
Итого	100,00	668000,00	5611,20	Итого	100,00	668000,00	5611,20

2.5.3 Моделирование основного оборудования

Рассчитаем колонну деметанизации с использованием программного обеспечения.

Колонна деметанизации служит для разделения компонентов метана и более легких углеводородов в верхней части колонны, а фракции C_{2+} с нижней.

Для выполнения расчета колонны необходимо первоначально задать давление в спроецированной модели установки. На основании зарубежного и отечественного опыта эксплуатации установок НТР примем в верхней части колонны 2,8 МПа, в нижней 2,9 МПа.

При заданных параметрах модель деметанизатора имеет характеристики, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика расчетной модели колонны деметанизации

Параметр	Значение
Флегмовое число	0,3
Количество теоретических тарелок	56
Температура верха колонны, °С	минус 99,97
Температура куба колонны, °С	19,00

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

Для колонны деметанизации выполним сравнительную характеристику внедряемых внутрикорпусных устройств со стандартными тарелками. В программном обеспечении для колонны деметанизатора заменяем стандартные внутрикорпусные устройства на клапанные тарелки Flexitray с клапанами типа А, фирмы Koch-Glitsch.

Изображение двухпоточной тарелки представлено на рисунке 14.

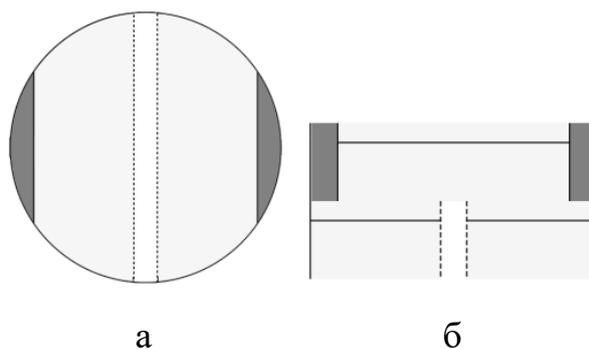


Рисунок 14 – Изображение двухпоточной тарелки:

а – вид сверху; б – вид сбоку

Изображение модели клапанной тарелки Flexitray с клапанами типа А, выпускаемой фирмой Koch-Glitsch представлена на рисунке 15.

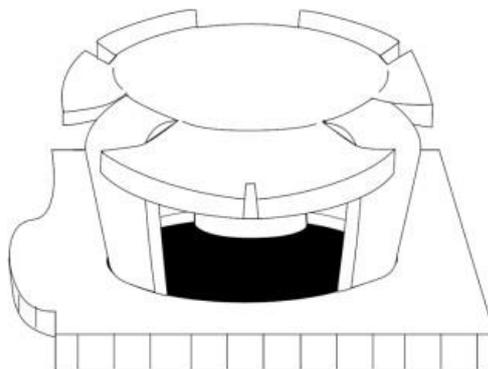


Рисунок 15 – Модель клапана типа А тарелки Flexitray

Определим реальное число тарелок в колонне, учитывая их КПД в соответствии с формулой:

$$N = \frac{N_T}{\eta}, \quad (3)$$

где N_T – количество теоретических тарелок;

$\eta \approx 0,85$ – КПД тарелки.

$$N = \frac{48}{0,85} \approx 56 \text{ штук.}$$

По данным гидравлического расчета в смоделированной модели деметанизатора было выявлено, что колонна состоит из двух секций и имеет разное расстояние между тарелками для верхней (с 56 по 21 тарелку) и нижней (с 20 по 1 тарелку) частей.

Проект колонны деметанизации представлен на рисунке 16.

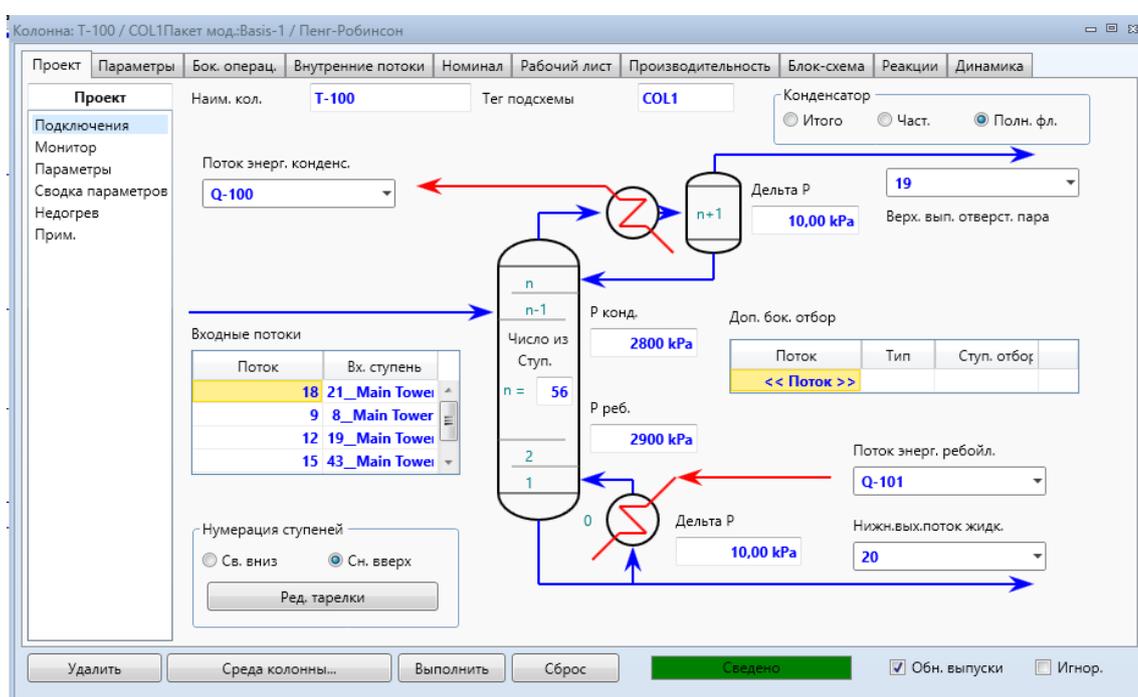


Рисунок 16 – Проект колонны деметанизации

Таким образом, колонна деметанизации имеет вид:

- в верхней секции диаметр равен 6000 мм и расстояние между тарелками – 750 мм;
- диаметр в нижней секции составляет 3600 мм и расстояние между тарелками – 800 мм.

Модель конструкции внедряемых контактных устройств для верхней и нижней секции, представлена на рисунке 17 и 18 соответственно.

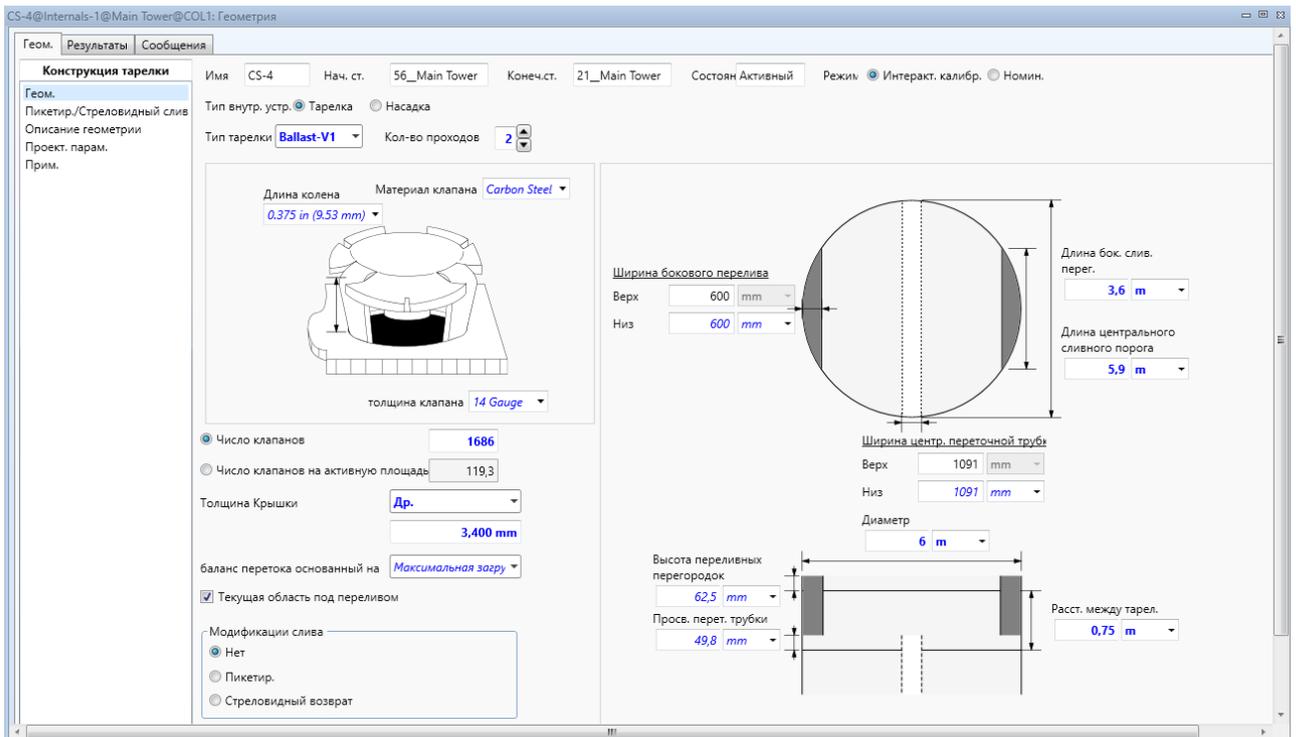


Рисунок 17 – Конструкция контактных устройств для верхней секции

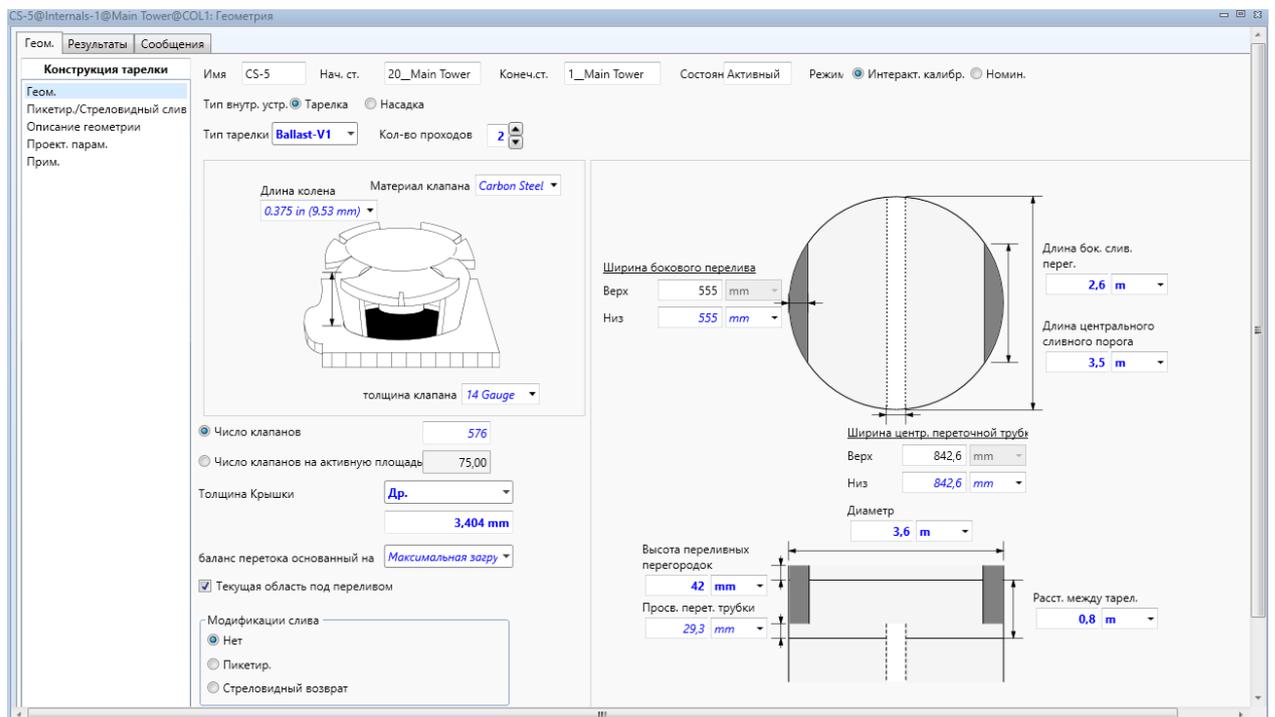


Рисунок 18 – Конструкция контактных устройств для нижней секции

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

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

ВКР.191270.180301.ПЗ

Лист

43

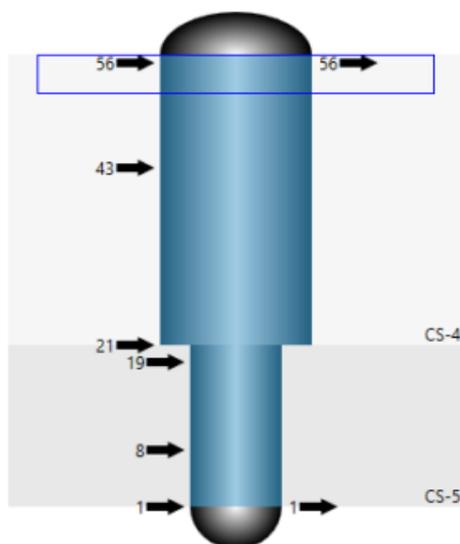


Рисунок 19 – Модель гидравлической колонны деметанизации

Определим высоту цилиндрической части колонны по формуле:

$$H = N_T + h_B + h_H , \quad (4)$$

где N_T – высота тарельчатой части колонны, м;

h_B – высота над верхней тарелки в сепарационной части аппарата, м;

h_H – расстояние от нижней тарелки до днища, м.

Высота тарельчатой части колонны деметанизации рассчитывается по формуле:

$$N_T = (N_T - 1) \cdot h , \quad (5)$$

где N_T – число тарелок в деметанизаторе, имеющих реальное количество;

h – расстояние между тарелками, м.

Так как деметанизатор состоит из двух секций, формула (5) примет вид:

$$N_T = (N_{TB} - 1) \cdot h_B + (N_{TH} - 1) \cdot h_H , \quad (6)$$

$$N_T = (36 - 1) \cdot 0,75 + (20 - 1) \cdot 0,8 = 41,5 \text{ м}$$

Согласно [37] для колонных аппаратов диаметром более 2400 мм рекомендуемые значения высот h_B и h_H составляют 1,4 м и 2,5 м, соответственно.

Подставляя значения в формулу (5), получим высоту цилиндрической части колонны:

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

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 ₂₊	3,83	0,23
Примеси	5,97	5,97
Итого	100,00	100,0
Нижний продукт		
Метан	3,80	0,20
C ₂₊	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 ₁₊ (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

					ВКР.191270.180301.ПЗ			
<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>						
						АмГУ, ИФФ гр. 918-об		

наиболее холодной пятидневки района установки.

Руководствуясь общими принципами подбора материала по ГОСТ 34347-2017 [38] была выбрана сталь марки 10X17H13M3T. Назначение стали – различные детали и элементы сварных металлоконструкций, работающих при температуре от минус 196 °С до 350 °С.

Выбранная сталь имеет следующие механические характеристики:

$$\sigma_T = 196 \text{ МПа}$$

$$\sigma_B = 530 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение

Допускаемое напряжение $[\sigma]$ определяем по формуле:

$$[\sigma] = \eta \cdot \sigma^* , \tag{7}$$

где η – поправочный коэффициент, равный 0,9 для аппаратов, содержащих взрывопожароопасную или токсичную среду;

σ^* – нормативное допускаемое напряжение.

За нормативное допускаемое напряжение находят по двум формулам (8) и (9), принимаем меньшее из двух значений:

$$\sigma_1^* = \frac{\sigma_B}{n_B} , \tag{8}$$

$$\sigma_2^* = \frac{\sigma_T}{n_T} , \tag{9}$$

где n_B и n_T – коэффициенты запаса прочности, равные 2,6 и 1,5, соответственно.

$$\sigma_1^* = \frac{\sigma_B}{n_B} = \frac{530}{2,6} = 203,84 \text{ МПа};$$

$$\sigma_2^* = \frac{\sigma_T}{n_T} = \frac{196}{1,5} = 130,67 \text{ МПа}.$$

Исследуя влияние температуры на конструкцию аппарата и на механические свойства сталей, которые в своем составе содержат не более 0,1 % углерода.

Таким образом, нормативное допускаемое напряжение двух рассчитанных

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			48

значений примут вид:

$$\sigma_1^* = 1,2 \cdot 230,84 = 277,01 \text{ МПа}$$

$$\sigma_2^* = 0,85 \cdot 130,67 = 111,07 \text{ МПа}$$

Принимаем наименьшее значение из рассчитанных:

$$\sigma^* = 111,07 \text{ МПа,}$$

Рассчитаем допускаемое напряжение по формуле (7), принимая наименьшее значение из нормативно допускаемых напряжений:

$$[\sigma] = \eta \cdot \sigma^* = 0,9 \cdot 111,07 = 99,96 \text{ МПа}$$

Расчет толщины стенки цилиндрической части деметанизатора

Цилиндрическая часть колонны деметанизации представляет собой тонкостенный цилиндр. Толщина стенки цилиндрической части определяется по формуле (10):

$$S = \frac{P_p \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P_p} + C, \quad (10)$$

где P_p – расчетное избыточное давление, МПа;

D_B – внутренний диаметр аппарата, м;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение на растяжение материала аппарата, МПа;

φ – коэффициент прочности продольного сварного шва;

C – прибавка на коррозию, величину которой принимают в зависимости от коррозионных свойств среды в пределах 1 – 6 мм.

Расчетное избыточное давление:

$$P_p = P_{\text{раб}} + 0,2, \quad (11)$$

где $P_{\text{раб}}$ – рабочее давление в колонне, МПа.

$$P_p = 2,95 + 0,2 = 3,15 \text{ МПа.}$$

Величину прибавки на коррозию (C) принимаем равной 3 мм.

Учитывая, что продольные и поперечные швы обечаек стальных аппаратов должны быть только стыковыми, и предполагая двухстороннюю сварку, выполненную автоматически, принимаем $\varphi = 1$.

Тогда толщина стенки рассчитывается по формуле (10) и будет равна:

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$S = \frac{P_p \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P_p} + C = \frac{3,15 \cdot 4,8}{2 \cdot [99,96] \cdot 1 - 3,15} + 0,003 = 0,079 \text{ м}$$

Учитывая, что наряду с внутренним давлением аппарат испытывает дополнительные нагрузки такие как: ветровая, вес внутренних устройств, вес площадок обслуживания и т.д., толщина обечайки в нижней части аппарата должна быть увеличена. Эта добавка ΔS принимается в зависимости от высоты колонны согласно рекомендациям. В рассматриваемом случае высота колонны равна 45,4 м, следовательно, $\Delta S = 5 \text{ мм}$.

Тогда толщина обечайки внизу колонны равна $S_n = 79 + 5 = 84 \text{ мм}$. Примем эту же толщину обечайки для верха колонны.

Расчет толщины стенки днищ

Толщину стенки днищ рассчитывают по формуле:

$$S = \frac{P_p \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5 \cdot P_p} + C, \quad (12)$$

Для стандартных днищ с $R = D_B$ толщина стенки днищ близка к толщине стенки цилиндрической обечайки, тогда:

$$S = \frac{3,15 \cdot 4,8}{2 \cdot [99,96] \cdot 1 - 0,5 \cdot 3,15} + 0,003 = 0,079 \text{ м} = 79 \text{ мм}.$$

Принимаем толщину стенки верхнего и нижнего днища равной 84 мм, поскольку найденное значение не удовлетворяет списку рекомендуемого сортамента листовой стали.

Высоты верхнего и нижнего днища были выбраны ранее в технологической части и составляют 1400 мм и 2500 мм, соответственно.

Высоту борта днища принимаем равной 110 мм, согласно [37].

Общая высота нижнего днища:

$$H_{\text{дн(н)}} = 2,5 + 0,11 = 2,61 \text{ м}.$$

Высота верхнего днища:

$$H_{\text{дн(в)}} = 1,4 + 0,11 = 1,51 \text{ м}.$$

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_{Γ} – 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						

В нижнем днище напряжение проверяется по формуле:

$$\sigma = \frac{P_T \cdot [D_B + 0,5 \cdot (S - C)]}{2 \cdot \varphi \cdot (S - C)}, \quad (17)$$

где S – расчетная толщина нижнего днища, м;

$$\sigma = \frac{3,7 \cdot [4,8 + 0,5 \cdot (0,084 - 0,003)]}{2 \cdot 1 \cdot (0,084 - 0,003)} = 110,55 \text{ МПа}$$

$\sigma < 0,9 \cdot \sigma_T$, следовательно, прочность днища обеспечена при гидравлическом испытании.

3.2 Расчет колонны деметанизации на действие ветровых сил

Форма и основные размеры опор вертикальных аппаратов

Опора представляют собой обечайку, снабженную фундаментным кольцом из полосовой листовой стали. Кольцо крепится к фундаменту болтами.

Высоту обечайки опоры выбирают с учетом требований технологии и условия эксплуатации. Примем высоту опоры $H_{оп} = 2000$ мм.

Используем материал корпуса – сталь марки ВСт3Гпс. Назначение стали – фасонный и листовой прокат для несущих элементов сварных конструкций, работающих при температуре от минус 40 °С до 425 °С.

Толщину обечайки опоры принимаем равной толщине стенки нижнего днища $S = 84$ мм.

Размеры фундаментного кольца рассчитываются по формуле:

$$D_1 = (0,9 \div 0,96) \cdot D_H, \quad (18)$$

$$D_2 = (1,08 \div 1,18) \cdot D_H, \quad (19)$$

где D_H - наружный диаметр аппарата.

Наружный диаметр аппарата находим по формуле:

$$D_H = D_B + S \cdot 2, \quad (20)$$

$$D_H = 4,8 + (0,084 \cdot 2) = 4,97 \text{ м}$$

Следовательно:

$$D_1 = (0,9 \div 0,96) \cdot D_H = 0,94 \cdot 4,97 = 4,67 \text{ м}$$

$$D_2 = (1,08 \div 1,18) \cdot D_H = 1,12 \cdot 4,97 = 5,57 \text{ м}$$

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР.191270.180301.ПЗ				

Выбранные размеры поверхности опорного кольца должны обеспечить прочность фундамента, для чего необходимо, чтобы напряжение на опорной поверхности фундаментного кольца было меньше допускаемого напряжения на сжатие материала фундамента.

Толщина фундаментного кольца предварительно не рассчитывается: ее, как правило, принимают не менее 12 мм.

Высоту опорных лап выбираем в пределах:

$$0,015 \cdot H_1 \geq h \geq 0,01 \cdot H_1 + 50 \text{ мм}$$

где H_1 – общая высота аппарата, включая высоту опорной обечайки, мм.

Общую высоту аппарата, включающую высоту опорной обечайки находим по формуле:

$$H_1 = H_T + H_{OP} + H_{B.D.} + h, \quad (21)$$

где H_T – высота тарельчатой части корпуса, мм;

H_{OP} – высота опорной обечайки, мм;

$H_{B.D.}$ – высота верхнего днища, включая толщину стенки, мм;

h – расстояние от кольцевого шва днища до линии приварки опоры к аппарату ($h = 45$ мм, из опытных данных).

$$H_1 = 41500 + 2000 + (1051 + 84) + 45 = 44680 \text{ мм}$$

$$0,015 \cdot H_1 = 670,2 \text{ мм}$$

$$0,01 \cdot H_1 + 50 \text{ мм} = 496,8 \text{ мм}$$

Таким образом, высоту опорных лап выбираем в пределах:

$$670,2 \geq h \geq 496,8$$

Принимаем высоту опорных лап равной 600 мм.

Согласно данным [37] принимаем число фундаментных болтов равных 14, а их диаметр составляет 36 мм.

Количество опорных лап равно числу фундаментных болтов.

Ветровая нагрузка и проверка прочности фундамента

Разбиваем по высоте колонну на участки.

$$h_1 = 15 \text{ м}; h_2 = 15 \text{ м}; h_3 = 14,68 \text{ м.}$$

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Расстояния до центров участков от уровня земли:

$$x_1 = \frac{h_1}{2} = \frac{15}{2} = 7,5 \text{ м};$$

$$x_2 = h_1 + \frac{h_2}{2} = 15 + \frac{15}{2} = 22,5 \text{ м};$$

$$x_3 = h_1 + h_2 + \frac{h_3}{2} = 15 + 15 + \frac{15}{2} = 37,5 \text{ м}.$$

Расчетная ветровая нагрузка P_i на каждый участок определяется по формуле:

$$P_i = K \cdot q_i \cdot \beta_i \cdot S_i, \quad (22)$$

где K – аэродинамический коэффициент: для цилиндрического корпуса $K = 0,6 \div 0,7$;

q_i – нормативный скоростной напор ветра для середины i -того участка аппарата на высоте x_i от уровня земли в заданном географическом районе;

β_i – коэффициент увеличения скоростного напора, учитывающий динамическое воздействие порывов ветра;

S_i – площадь наибольшего осевого сечения участка; для цилиндрических аппаратов, определяется формулой, $S_i = D_i \cdot h_i$;

D_i – наружный диаметр участка с учетом изоляции;

h_i – его высота участка.

Нормативный скоростной напор ветра рассчитывают по формуле:

$$q_i = q_0 \cdot Q_i, \quad (23)$$

где q_0 – нормативный скоростной напор ветра для высоты над поверхностью земли до 10 м в данном географическом районе (Дальний Восток), равен 450 Па;

$Q_i = (h_i/10)^{0,16}$ – коэффициент, учитывающий возрастание скоростного напора с увеличением высоты h_i над поверхностью земли [37].

Коэффициенты $Q_1 = 1$; $Q_2 = 1,5$; $Q_3 = 1,75$ соответственно для $x_1 = 7,5$ м; $x_2 = 22,5$ м; $x_3 = 37,5$ м.

Тогда нормативный скоростной напор ветра в участках равен:

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$q_1 = 450 \cdot 1 = 450 \text{ Па}$$

$$q_2 = 450 \cdot 1,5 = 675 \text{ Па}$$

$$q_3 = 450 \cdot 1,75 = 788 \text{ Па}$$

Коэффициент увеличения скоростного напора рассчитывается по формуле:

$$\beta_i = 1 + \xi \cdot m_i, \quad (24)$$

где ξ – коэффициент динамичности;

m_i – коэффициент пульсации скоростного напора ветра.

Коэффициенты пульсации скоростного напора ветра при высоте x_1 [37]:

$$m_1 = 0,35.$$

Коэффициенты пульсации скоростного напора ветра при высоте x_2, x_3 [37]:

$$m_2 = m_3 = 0,32.$$

Период собственных колебаний аппарата (в сек.):

$$T = 1,79 \cdot \sqrt{\frac{Q_2}{g} \cdot \left(\frac{H}{EJ} + 4 \cdot \varphi_0 \right)}, \quad (25)$$

где H – полная высота аппарата с опорой, м;

Q_2 – максимальный вес аппарата, МН;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

E – модуль продольной упругости материала корпуса аппарата при расчетной температуре, МПа;

J – экваториальный момент инерции площади поперечного сечения стенки корпуса аппарата относительно центральной оси, м^4 ;

φ_0 – угол поворота опорного сечения фундамента под действием единичного момента, $(\text{МН} \cdot \text{м})^{-4}$.

Максимальный вес аппарата находим по формуле:

$$Q_2 = Q_1 + Q_T + Q_{\text{ПЛ}} + Q_{\text{И}} + Q_{\text{В}}, \quad (26)$$

где Q_1 – минимальный вес аппарата;

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;

ρ – 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.

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

$$V_{\text{дв}} = \frac{3,14}{6} \cdot (4,97^2 \cdot 2,694 - 4,8^2 \cdot 2,61) = 3,35 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{дн}} = \frac{3,14}{6} \cdot (4,97^2 \cdot 1,594 - 4,8^2 \cdot 1,51) = 2,40 \text{ м}^3.$$

Вес днищ находим по формуле:

$$Q_{\text{д}} = V \cdot \rho \cdot g, \quad (30)$$

$$Q_{\text{дв}} = 3,35 \cdot 7500 \cdot 9,81 = 246476,25 \text{ Н}$$

$$Q_{\text{дн}} = 2,40 \cdot 7500 \cdot 9,81 = 176580,00 \text{ Н}$$

Вес обечайки опоры определяем по формуле:

$$Q_{\text{оп}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{оп.н}}^2 - D_{\text{оп.в}}^2) \cdot H_{\text{оп}} \cdot \rho \cdot g, \quad (31)$$

$$Q_{\text{оп}} = \frac{3,14}{4} \cdot (5,138^2 - 4,97^2) \cdot 2 \cdot 7500 \cdot 9,81 = 196157,28 \text{ Н}$$

Вес фундаментного кольца рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{фк}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{фк.н}}^2 - D_{\text{фк.в}}^2) \cdot H_{\text{фк}} \cdot \rho \cdot g, \quad (32)$$

$$Q_{\text{фк}} = \frac{3,14}{4} \cdot (5,57^2 - 4,67^2) \cdot 0,012 \cdot 7500 \cdot 9,81 = 6387,39 \text{ Н}$$

Вес опорных лап определяем по формуле:

Примерный вес одной опорной лапы равен 116,00 Н.

$$Q_{\text{л}} = Q'_{\text{л}} \cdot N_{\text{л}}, \quad (33)$$

$$Q_{\text{л}} = Q'_{\text{л}} \cdot N_{\text{л}} = 116 \cdot 14 = 1624,00 \text{ Н}$$

Вес люков-лазов рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{лаз}} = Q'_{\text{лаз}} \cdot N_{\text{лаз}}, \quad (34)$$

Через каждые 4 тарелки устанавливается люк-лаз, следовательно, для 56 тарелок необходимо 14 люков-лазов. Для ректификационных колонн наиболее часто применяют люки-лазы диаметром 450 мм, вес которых при давлениях до 4,0 МПа равен 3600,00 Н, тогда:

$$Q_{\text{лаз}} = 3600 \cdot 14 = 50400,00 \text{ Н}$$

Применяемые штуцеры на колонне, их вес и количество представлены в таблице 14.

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 14 – Применяемые штуцеры на колонне, их вес и количество

Штуцер	Вес штуцера, Н	Кол.
Ввода сырья, 300 мм	828	4
Вывода паров ректификата, 600 мм	952	1
Предохранительного клапана, 100 мм	86	1
Ввода паров из ребойлера, 300 мм	618	1
Вывода кубового продукта в ребойлер, 300 мм	618	1
Вывода фракции C ₂₊ , 500 мм	952	1

Суммарный вес штуцеров:

$$Q_{Ш} = (828 \cdot 4) + (952 \cdot 2) + 86 + (618 \cdot 2) = 6538,00 \text{ Н}$$

Таким образом, минимальный вес аппарата Q_1 равен:

$$Q_1 = 3980990,00 + 246476,25 + 176580,00 + 196157,28 + 6387,39 + 1624,00 + 50400,00 + 6538,00 = 4665152,92 \text{ Н} = 4,67 \text{ МН}$$

Принимаем для клапанной двухпоточной тарелки в верхней секции диаметром 6000 мм весом 8500 Н, а для нижней секции диаметром 3600 мм весом 5700 Н.

Вес тарелок находим по формуле:

$$Q_T = Q'_T \cdot N_T, \quad (35)$$

$$Q_T = 8600 \cdot 36 + 5700 \cdot 20 = 423600,00 \text{ Н.}$$

На каждый люк-лаз необходима 1 площадка обслуживания и лестница. Вес 1 площадки равен 10000 Н, а вес 1 метра лестницы 1000 Н. Длина лестница равна высоте аппарата.

Вес площадок обслуживания:

$$Q_{Пл} = 10000 \cdot 14 + 1000 \cdot 44,68 = 184680,00 \text{ Н.}$$

Вес материала теплоизоляции аппарата, обычно составляет 5 ÷ 10 % минимального веса аппарата. Примем 7 %.

Вес теплоизоляции аппарата вычисляется по формуле:

$$Q_{ТИ} = 0,07 \cdot Q_1, \quad (36)$$

$$Q_{ТИ} = 0,07 \cdot 4665152,92 = 326560,70 \text{ Н}$$

Вес воды в аппарате во время гидравлических испытаний рассчитываем

по формуле:

$$Q_B = \left(\frac{\pi \cdot D_B^2}{4} \cdot H'_Ц + V_{ДН1} + V_{ДН2} \right) \cdot \rho_B \cdot g, \quad (37)$$

где $H'_Ц = H_Ц + 2 \cdot h$;

$V_{ДН} = \frac{\pi}{24} \cdot D_B^3$ – внутренняя емкость выпуклой части днища, $м^3$;

ρ_B – плотность воды, $кг/м^3$.

$$H'_Ц = 41,5 + 2 \cdot 0,110 = 41,72 \text{ м}$$

$$V_{ДН1} = \frac{3,14}{24} \cdot 6,0^3 = 28,26 \text{ м}^3$$

$$V_{ДН2} = \frac{3,14}{24} \cdot 3,6^3 = 6,10 \text{ м}^3$$

Тогда вес воды в аппарате во время гидравлических испытаний будет равен:

$$Q_B = \left(\frac{3,14 \cdot 4,8^2}{4} \cdot 41,72 + 28,26 + 6,10 \right) \cdot 1000 \cdot 9,81 = 7739350,40 \text{ Н}$$

Максимальный вес аппарата находим исходя из формулы (26):

$$Q_2 = 4665152,92 + 423600,00 + 184680,00 + 326560,70 + 7739350,40 = 13339344,02 \text{ Н} = 13,3 \text{ МН}$$

Экваториальный момент инерции поперечного сечения стенки корпуса аппарата относительно центральной оси находим по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_B^4), \quad (38)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (4,97^4 - 4,8^4) = 3,89 \text{ м}^4.$$

Угол поворота опорного сечения фундамента под действием единичного момента определяем по формуле:

$$\varphi_0 = \frac{I}{C_\varphi \cdot J_\phi}, \quad (39)$$

Экваториальный момент инерции площади подошвы относительно центральной оси рассчитаем по формуле:

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$J_{\phi} = 0,065 \cdot D_2^4, \quad (40)$$

$$J_{\phi} = 0,065 \cdot D_2^4 = 0,065 \cdot 5,57^4 = 62,57 \text{ м}^4$$

Коэффициент упругого неравномерного сжатия грунта, принимаем $C_{\phi} = 100 \text{ МН/м}^4$, тогда:

$$\varphi_0 = \frac{1}{100 \cdot 62,57} = 0,0002 \text{ 1/МН} \cdot \text{м}$$

Модуль упругости материала, легированной стали 10X17H13M3T при растяжении равен:

$$E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$$

Период собственных колебаний аппарата равен:

$$T = 1,79 \cdot 44,68 \cdot \sqrt{\frac{13,3}{9,81} \cdot \left(\frac{44,68}{2 \cdot 10^5 \cdot 3,89} + 4 \cdot 0,0002 \right)} = 0,1 \text{ с.}$$

Коэффициент динамичности принимаем равным 1.

Если $\xi = 1$, тогда коэффициенты увеличения скоростного напора будут равны:

$$\beta_1 = 1 + 1 \cdot 0,35 = 1,35$$

$$\beta_2 = \beta_3 = 1 + 1 \cdot 0,32 = 1,32$$

Площади наибольших осевых сечений участков:

$$S_i = D_i \cdot h_i, \quad (41)$$

где D_i – наружный диаметр участка;

h_i – его высота участка.

$$S_1 = S_2 = 4,97 \cdot 15 = 74,55 \text{ м}^2$$

$$S_3 = 4,97 \cdot 14,68 = 72,96 \text{ м}^2$$

Расчетные ветровые нагрузки, действующие на аппарат, определяются:

$$P_1 = K \cdot q_1 \cdot \beta_1 \cdot S_1 = 0,6 \cdot 450 \cdot 1,35 \cdot 74,55 = 27173,48 \text{ Н}$$

$$P_2 = 0,6 \cdot 675 \cdot 1,32 \cdot 74,55 = 39872,70 \text{ Н}$$

$$P_3 = 0,6 \cdot 788 \cdot 1,32 \cdot 72,96 = 45534,04 \text{ Н}$$

Изгибающий момент от напора ветра в любом расчетном сечении вычис-

						ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
							60
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, m^2 , зависит от конструкции и размеров обслуживающих площадок.

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

С небольшой погрешностью можно принять:

$$\sum f_i = 0,35 \cdot D_{ni} \cdot h_{ni} , \quad (47)$$

где D_{ni} – диаметр аппарата на участке площадки;

h_{ni} – высота площадки (1,2 м), м.

$$\sum f_i = 0,35 \cdot 4,97 \cdot 1,2 = 2,09 \text{ м}^2$$

Высоты расположения площадок обслуживания представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Высоты расположения площадок обслуживания

Площадка	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Высота, м	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42

Изгибающие моменты в расчетном сечении от ветрового напора на площадке обслуживания представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Изгибающие моменты на площадке обслуживания

№	M'_{Bi} , Н·м	№	M'_{Bi} , Н·м
1	5332,64	8	60066,80
2	10665,27	9	72737,14
3	15997,91	10	83947,53
4	22397,07	11	93489,39
5	33328,97	12	109496,80
6	43194,34	13	119299,30
7	50733,50	14	126706,60

Сумма всех изгибающих моментов на площадке обслуживания:

$$\sum M'_{Bi} = 847393,20 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Суммарный изгибающий момент от ветрового напора на колонну:

$$M'_B = M_B + \sum M'_{Bi} = 2808452,10 + 847393,20 = 3655845,30 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Проверка фундамента на прочность.

Максимальное напряжение на опорной поверхности фундаментного кольца рассчитаем по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{Q_2}{F} + \frac{M'_B}{W} , \quad (48)$$

где F – опорная площадь фундаментного кольца, м^2 ;

W – момент сопротивления изгибу опорной площади фундаментного кольца, 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 σ_2 , изгибают выступающие части фундаментного кольца. Из условий прочного сопротивления изгибу рассчитаем толщину фундаментного кольца δ_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						

$$b = \frac{D_2 - D_H^0}{2}, \quad (52)$$

где $D_H^0 = D_H + 2 \cdot S = 4,97 + 2 \cdot 0,084 = 5,138$ м – наружный диаметр опорной обечайки.

$$b = \frac{5,57 - 5,1388}{2} = 0,216 \text{ м}$$

Тогда толщина фундаментного кольца:

$$\delta_k = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 2,3}{99,96}} = 0,06 \text{ м}$$

Расчет аппарата на устойчивость

Коэффициент устойчивости аппарата определяют по формуле:

$$\gamma = \frac{M_Q}{M_B} = \frac{Q_1 \cdot R_1}{M_B}, \quad (53)$$

где M_Q – момент от собственного веса аппарата относительно точки опрокидывания, МН · м;

Q_1 – минимальный вес аппарата, МН;

R_1 – плечо силы Q_1 (расстояние от оси аппарата до точки опрокидывания), принимаемое примерно равным $0,42 \cdot D_H$.

$$R_1 = 0,42 \cdot 4,97 = 2,09 \text{ м.}$$

Тогда:

$$\gamma = \frac{4,67 \cdot 2,09}{2,80} = 3,49.$$

Условие $\gamma > 1,5$ предусматривает установку фундаментных болтов, для фиксации колонны. Число болтов принимаем равным 12.

Определим минимальное напряжение на опорную поверхность фундаментного кольца:

$$\sigma_1 = \frac{Q_1}{F} + \frac{M_B}{W}, \quad (54)$$

$$\sigma_1 = \frac{4,67}{7,23} + \frac{2,80}{8,58} = 0,97 \text{ МПа}$$

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

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 регламентом 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-

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

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

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						

ВКР.191270.180301.ПЗ

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].

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.

					ВКР.191270.180301.ПЗ			
<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>				АмГУ, ИФФ гр. 918-об		
<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». – № 201112212 ; 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-

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температурной переработки нефтяного газа / А. О. Шейн, 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-

					ВКР.191270.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

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 ВНИИ-ГАЗ», 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. : Стандартиформ, 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.

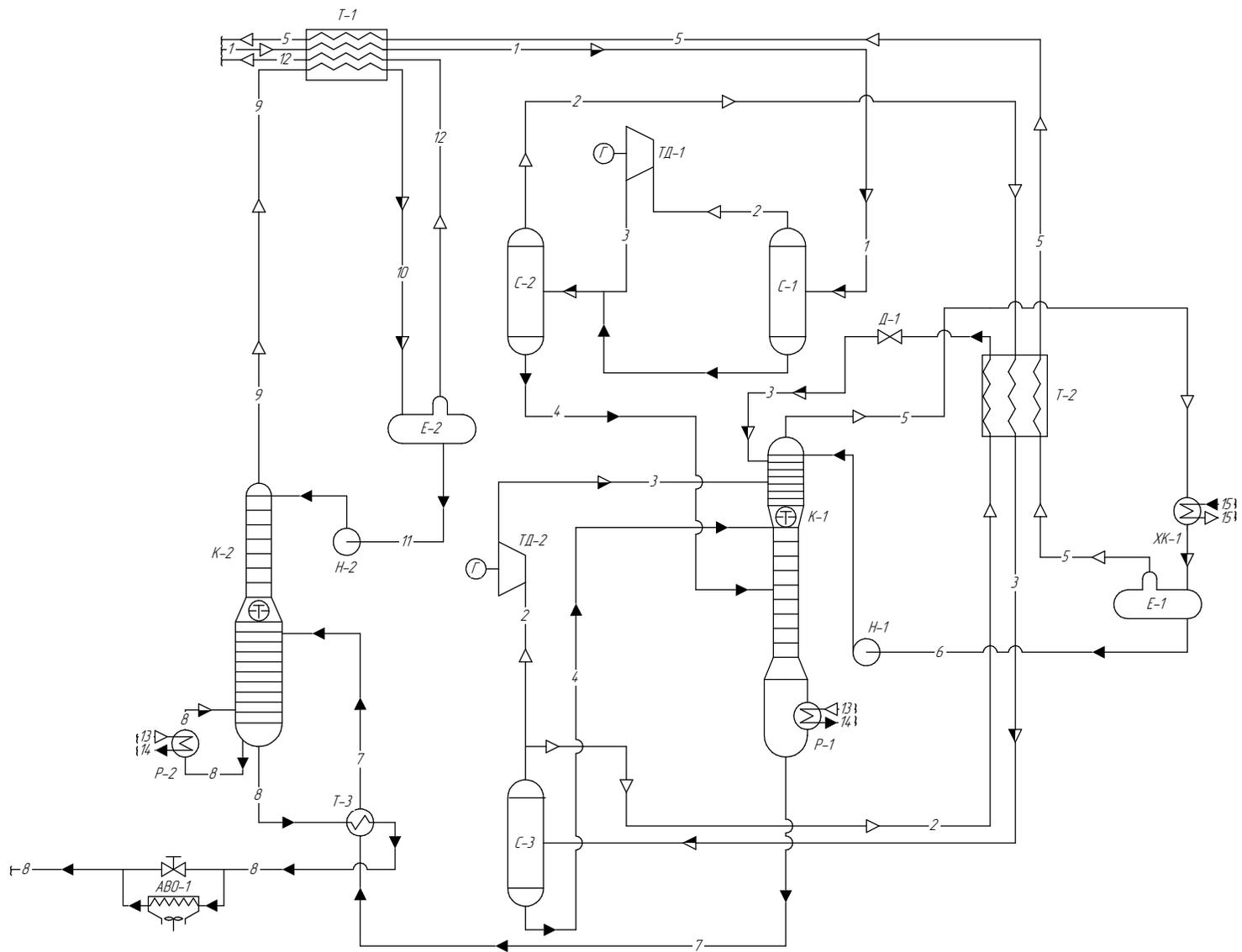
31 Пат. 128924 Российская Федерация, МПК F25J 3/02. Установка низкотемпературного разделения газа / А. О. Шеин, Е. А. Пучкова, Т. В. Андреевская и др. ; Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский и проект-

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ВКР.191270.180301.ПЗ

Обозначение	Наименование	Количество
T-1,2	Криогенный теплообменник	2
C-1-3	Сепаратор	3
K-1	Коланна дегеманизации	1
K-2	Коланна дегеманизации	1
D-1	Дроссель	1
ТД-1,2	Турбодетандер	2
Г	Генератор	2
ХК-1	Холодильник-конденсатор	1
E-1,2	Рефлексная емкость	2
T-3	Рекуперативный теплообменник	1
АВО-1	Аппарат воздушного охлаждения	1
H-1,2	Насос	2
P-1,2	Редукцилер	2

Поток	Наименование
-1-1-	Сырьевой газ
-2-2-	Газ сепарации
-3-3-	Сканденсированный сырьевой газ
-4-4-	Угледародный конденсат (питание)
-5-5-	Метановая фракция (товарный газ)
-6-6-	Сжиженный метан
-7-7-	Кубовый продукт дегеманизатора (Угледароды С.)
-8-8-	Кубовый продукт дегеманизатора (ШФ/У)
-9-9-	Газ дегеманизации
-10-10-	Газожидкостная этановая фракция
-11-11-	Флегма на орошение дегеманизатора
-12-12-	Газообразный этан
-13-13-	Водяной пар низкого давления
-14-14-	Водяной конденсат
-15-15-	Смешанный хладагент



				ВКР.191270.180301.ТС		
Изм	Лист	№ докум	Год	Лист	Масса	Масштаб
Разраб	Керас В.А.			9		1:1
Проб	Гурель В.А.					
Текст						
Начерт	Радина Г.А.					
Умб	Гурель В.А.					
				Технологическая схема		
				АМГУ ИФФ		
				гр. 918-05		
				Лист 1		
				Формат А1		

ИФФ ИС-30/31 Челябинск, Россия. Все права защищены. Проект выполнен в 2017 году. Система проектирования: AutoCAD. Дата: 15.08.2017. Автор: В.А. Керас, В.А. Гурель. Проверил: Г.А. Радина. Формат: А1. Лист 1 из 1.