

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Ю.А. Гужель
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов
из природного газа и газового конденсата

Исполнитель студент группы 818-об	_____	А.Д. Приходько
	(подпись, дата)	
Руководитель доцент, канд. техн. наук	_____	Ю.А. Гужель
	(подпись, дата)	
Консультант: по безопасности жизнедеятельности доцент, канд. техн. наук	_____	А.В. Козырь
	(подпись, дата)	
Нормоконтроль проф., док. хим. наук	_____	Т.А. Родина
	(подпись, дата)	

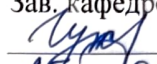
Благовещенск 2022

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

Факультет Инженерно-физический
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

 Ю.А. Гужель
«25» 05 2022г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Приходько Алексея Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата» утверждена Приказом от 04.04.2022 г № 115-ОД

2. Срок сдачи студентом законченной работы 23.06.2022 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Производительность установки по сырью – 668 т/ч. Давление сырьевого газа – 6,9 МПа, температура – 15 °С. Литературные данные. Технологическая документация, нормативная и иная документация

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам извлечения жидких углеводородов. Характеристика сырья и готовой продукции установки. Описание технологической схемы установки. Описание способов технологической модернизации. Технологический расчет оборудования. Механический расчет. Безопасность и экологичность производства.

5. Перечень материалов графической части: Технологическая схема установки выделения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А. В., канд. техн. наук, доцент – раздел «Безопасность и экологичность производства»

7. Дата выдачи задания 25.05.2022 г.

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

Задание принял к исполнению 25.05.2022 г.



РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 103 с., 15 рисунков, 22 таблицы, 56 формул, 51 литературный источник

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЕ, УСТАНОВКА ВЫДЕЛЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УСТАНОВКИ, ASPEN HYSYS

В работе выполнен подбор и анализ литературы для рассмотрения процессов разделения природного газа и газового конденсата на индивидуальные компоненты или их группы. Рассмотрены методы повышения степени извлечения тяжелых компонентов.

В технологической части приведены основные возможные методы совершенствования процесса извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата. Выполнен технологический расчет установки разделения и основного оборудования. Для расчетов было использовано программное обеспечение Aspen HYSYS V10.0. Произведен механический расчет колонны деметанизации.

Охарактеризованы основные опасности производства и меры безопасности при эксплуатации технологического процесса. Рассмотрены методы по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов, и требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов. Также изучены методы по обеспечению безопасности рабочих.

В графической части работы представлен чертеж установки по извлечению жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	<i>3</i>	<i>103</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Литературный обзор	7
1.1 Характеристика природного газа и методы отбензинивания	7
1.1.1 Компрессионный метод	8
1.1.2 Абсорбционный и адсорбционный метод	11
1.1.3 Низкотемпературные методы	21
1.1.4 Мембранный метод	33
1.2 Характеристика газового конденсата и методы стабилизации	37
1.2.1 Ступенчатое выветривание	40
1.2.2 Стабилизация в ректификационных колоннах	41
1.3 Способы совершенствования методов отбензинивания и стабилизации	43
2 Технологическая часть	45
2.1 Характеристика сырья и продуктов	45
2.2 Описание технологической схемы	48
2.3 Характеристика оборудования установки	52
2.4 Совершенствование установки выделения метана, этана и ШФЛУ	53
2.4.1 Модернизация низкотемпературных сепараторов	53
2.4.2 Модернизация аппаратов воздушного охлаждения	54
2.4.3 Модернизация внутрикорпусных устройств ректификационных колонн	55
2.5 Расчет установки выделения метана, этана и ШФЛУ из природного газа и газового конденсата	57
2.5.1 Моделирование и расчет установки	57
2.5.2 Материальный баланс установки	58
2.5.3 Расчет основного оборудования	59

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				у	4	103
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

3	Механическая часть	64
3.1	Исходные данные и выбор материала	64
3.2	Допускаемое напряжение	65
3.3	Расчет толщины стенки цилиндрической части колонны	66
3.4	Расчет толщины стенки днищ	67
3.5	Проверка напряжений в нижней части стенки аппарата и в нижнем днище при проведении гидравлических испытаний	67
3.6	Расчет колонны на действие ветровых сил	69
3.6.1	Форма и основные размеры опор вертикальных аппаратов	69
3.6.2	Ветровая нагрузка и проверка прочности фундамента	70
3.6.3	Определение толщины фундаментного кольца и расчет на устойчивость	81
4	Безопасность и экологичность производства	83
4.1	Характеристика опасностей производства	83
4.2	Меры безопасности при эксплуатации производства	87
4.2.1	Методы по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов	87
4.2.2	Требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов	90
4.3.	Обеспечение безопасности рабочих	95
	Заключение	97
	Библиографический список	98

ВВЕДЕНИЕ

Целью бакалаврской работы является закрепление теоретических знаний, полученных во время аудиторных и практических занятий в период обучения, обзор наиболее применяемых методов выделения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата. Изучение процесса газоразделения способами низкотемпературной сепарации, конденсации и ректификации для разработки методов их совершенствования.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1) Провести подбор и анализ научно-технической документации и литературы для рассмотрения процессов выделения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата;

2) Изучить технологическую схему установки газоразделения, включая основное и вспомогательное оборудование. технологические параметры, особенности ведения процесса;

3) Произвести технологический расчет установки и основного оборудования с применением программного обеспечения Aspen HYSYS V10.0, опираясь на данные отечественного и зарубежного опыта;

4) Выполнить механический расчет модернизируемого оборудования установки газоразделения;

5) Охарактеризовать основные опасности производства и меры безопасности при эксплуатации технологического процесса; рассмотреть требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов, а также изучить методы по обеспечению безопасности рабочих;

6) Выполнить графическое изображение установки извлечения жидких углеводородов в виде чертежа технологической схемы.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	<i>6</i>	<i>103</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Характеристика природного газа и методы отбензинивания

Природный газ – это многокомпонентная углеводородная газовая смесь состоящая в основном из метана и его гомологов, а также более тяжелых углеводородов. Помимо перечисленных компонентов в состав природного газа могут входить неуглеводородные примеси: азот, углекислый газ, сероводород и гелий [1].

Добываемый природой газ в зависимости от типа месторождения классифицируют:

– газ, добываемый из чисто газовых месторождений. Такой газ называется «сухим» и характеризуется высоким содержанием метана от 75 % до 98 %. Практически не содержит в своем составе тяжелых углеводородов выше пентановой фракции.

– газ, добываемый с нефтью. Представляет из себя физическую смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции и пентан-гексановой фракции (газовый бензин). Содержит 30 % – 80 % метана, 10 % – 26 % этана, 7 % – 22 % пропана, 4 % – 7 % бутана и изобутана, 1 % – 3 % пентана и высших алканов. Газ добываемый вместе с нефтью содержит наибольшее количество гомологов метана и является ценным сырьем для газохимии;

– газ газоконденсатных месторождений. Состоит из физической смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции и жидкого углеводородного конденсата, который представлен нафтеновыми и ароматическими соединениями входящие в состав бензиновых, керосиновых, а иногда и дизельных фракций нефти. Содержание метана в газе составляет от 80 % до 94 %.

Основным компонентом природного газа является метан, используемый в быту и промышленности как энергетическое топливо. А поскольку все ос-

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	<i>7</i>	<i>103</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

новные месторождения добывающие природный газ являются либо газоконденсатными, либо нефтегазоконденсатными, то возникает необходимость в извлечении тяжелых углеводородов из газа. Их присутствие нежелательно и неэкономично, так как они влияют на теплотворную способность топливного газа, а также являются ценными компонентами для газохимии.

Также стоит учитывать, что газ перед подачей в магистральный трубопровод сжимают на компрессорных станциях до давления при котором тяжелые углеводороды конденсируются и переходят в жидкую фазу. Конденсат осложняет транспорт и может вызывать нарушение в нормальной работе компрессоров.

Отбензинивание природного газа может осуществляться на газовом промысле или на газоперерабатывающем заводе [2].

Качество отбензинивания природного газа характеризуется точкой россы сухого газа по углеводородам (таблица 1.1) и нормируется СТО 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [3].

Таблица 1.1 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:		
– зимний период	минус 2,0	минус 10,0
– летний период	минус 2,0	минус 5,0

В газоперерабатывающей промышленности для отделения от метана жидких углеводородов используются следующие методы: компрессионный, абсорбционный и адсорбционный, низкотемпературные и мембранные [2].

1.1.1 Компрессионный метод

Компрессионный метод отбензинивания основан на процессах ступенчатого сжатия смесей углеводородных газов в компрессорах с последующим

охлаждением в холодильниках и разделением в сепараторах. В результате тяжелые компоненты переходят в жидкую фазу, которая затем отделяется.

Степень отбензинивания газа зависит от его состава, давления нагнетания и температуры сжатого газа после охлаждения. Чем выше концентрация в газе тяжелых углеводородов и чем выше давление и ниже температура, тем больше выпадает из газа конденсата.

Давление в каждой ступени сжатия выбирается таким образом, чтобы исключить выпадение углеводородного конденсата в цилиндрах. Попадание даже небольших количеств жидкости в компрессор недопустимо, поскольку это может привести к гидравлическим ударам и последующей перегрузке двигателя с выходом его из строя.

Газ сжимают с помощью трехступенчатых поршневых компрессоров или турбокомпрессоров. Как правило оптимальное давление на первой ступени составляет до 0,4 – 0,6 МПа, на второй до 1,2 – 1,7 МПа и на третьей до 3,2 – 5,0 МПа в зависимости от подачи газа на дальнейшую переработку или потребителю. В результате конденсат после первой ступени сжатия содержит в основном углеводороды пентаны и выше, после второй ступени – в основном пропан и бутаны, после третьей – пропан и лёгкие углеводороды.

Температуру газа на выкидных линиях каждой ступени сжатия и после холодильников необходимо систематически контролировать. Так как ее повышение отрицательно влияет на процесс отбензинивания и работу компрессоров. Если охлаждение недостаточное, то это свидетельствует о следующих возможных неполадках, которые необходимо незамедлительно устранить: малое количество охлаждающей воды; ухудшение теплообмена в связи с загрязнением теплопередающих поверхностей; плохое охлаждение оборотной воды.

Охлаждение газа на компрессионных установках осуществляется с помощью кожухотрубчатых холодильников, установленных попарно, или воздушных холодильников. Для охлаждения газа в концевой ступени сжатия могут применяться холодильные машины, работающие на специальных хладагентах.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

Технологическая схема компрессионной отбензинивающей установки приведена на рисунке 1.

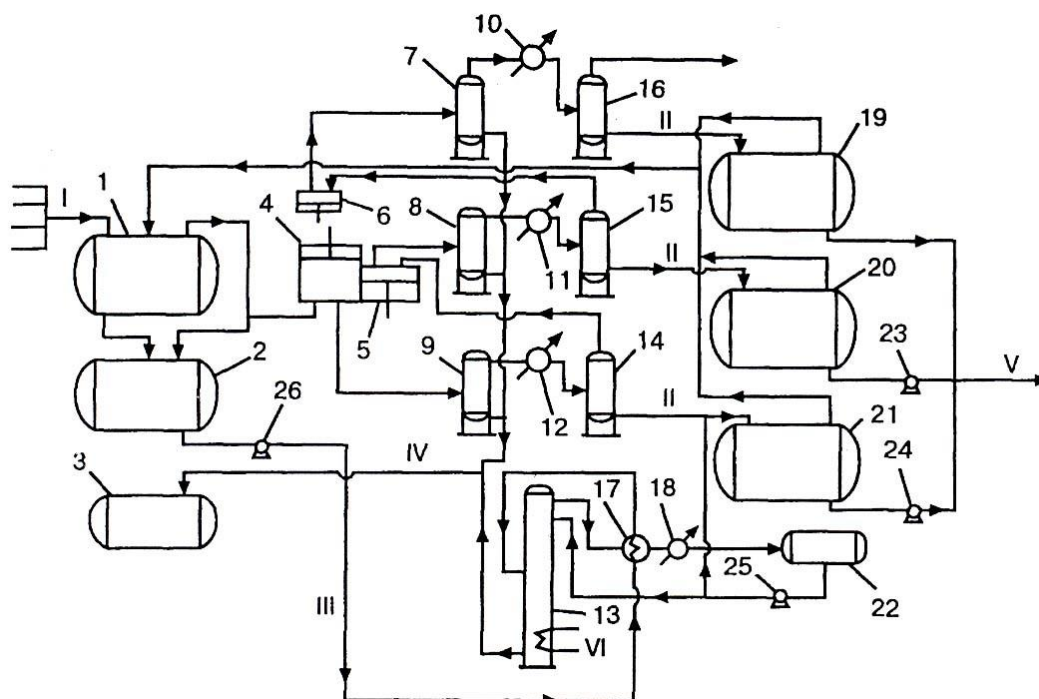


Рисунок 1 – Компрессионная отбензинивающая установка, оснащенная поршневыми компрессорами:

1 – приемник-аккумулятор; 2, 3, 19, 20, 21 – сборные емкости; 4, 5, 6 – поршневые компрессоры; 7, 8, 9 – маслоотделители; 10, 11, 12, 18 – холодильники; 13 – отпарная колонна; 14, 15, 16 – сепараторы; 17 – теплообменник; 22 – емкость орошения; 23, 24, 25, 26 – насосы; I – газ; II – конденсат (газовый бензин); III – загрязненный конденсат на отпарку; IV – кубовый продукт колонны и отработанное масло; V – конденсат на ГФУ; VI – водяной пар

Сырой газ под давлением 0,05 – 0,15 МПа поступает в приемник-аккумулятор, в котором оседают сконденсировавшиеся тяжелые углеводороды, капли компрессорного масла, вода, а также механические примеси. Из аккумулятора газ направляется на первую ступень сжатия и затем последовательно проходит маслоотделитель, холодильник и сепаратор. Образовавшийся конденсат стекает в сборную емкость, а несконденсировавшийся газ с меньшей концентрацией тяжелых углеводородов поступает на вторую ступень сжатия. Далее газ проходит еще две ступени сжатия с промежуточными маслоотдели-

телями, холодильниками и сепараторами. Конденсат сепараторов каждой ступени общим потоком направляется на газофракционирующую установку для выделения отдельных углеводородных фракций. Остаточный газ конечной ступени подается на дальнейшую переработку или потребителю [2].

Компрессионный метод используется для отбензинивания газа с высоким содержанием тяжелых углеводородов. Но имеет существенный недостаток – нечеткое разделение, которое приводит к попаданию легких углеводородов в конденсат и потере значительной части тяжелых углеводородов с газовой фазой.

Поэтому отбензинивание газа компрессионным методом не используется как самостоятельный процесс и обычно применяется в комбинации с другими способами переработки газа: масляной абсорбции, низкотемпературной абсорбции, низкотемпературной конденсации или ректификации, так как эти процессы проходят при повышенных давлениях. Следовательно, в состав любого газоперерабатывающего завода входит одна или несколько компрессорных установок [1].

1.1.2 Абсорбционный и адсорбционный метод

Абсорбционный метод отбензинивания основан на избирательном поглощении тяжелых компонентов газа жидкими абсорбентами.

Процесс является диффузионным и обратимым и может осуществляться только тогда, когда при контакте газовой и жидкой фаз парциальное давление извлекаемого компонента в газовой фазе больше его равновесной в жидкой фазе.

Движущей силой процесса является разность парциальных давлений поглощаемого компонента в газовой и жидкой фазах. Чем больше данная разность, тем с большей скоростью протекает абсорбция. При уменьшении движущей силы поглощение идет менее интенсивно и совсем прекращается, когда величины парциального давления компонента в газовой и жидкой фазах станут одинаковыми.

В качестве абсорбента для извлечения тяжелых компонентов наилуч-

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

шим вариантом являются бензиновые фракции, однако они имеют существенный недостаток – неудовлетворительно регенерируются в десорберах из-за большого уноса вместе с извлеченными углеводородами. Вследствие этого на практике абсорбент выбирают таким образом, чтобы его температура начала кипения была на 50 °С – 80 °С выше температуры кипения самого тяжелого из извлекаемых компонентов газа. Наиболее часто в качестве абсорбентов используют керосиновые или дизельные фракции нефти и газового конденсата с молекулярной массой от 140 до 250 [4].

Применяемые абсорбенты должны отвечать ряду требований:

- температуры их застывания и помутнения ниже самой низкой рабочей температуры в абсорбере во избежание застывания абсорбента или резкого повышения его вязкости;
- отсутствие сернистых соединений, которые подвергаются деструкции при высоких температурах в десорбере и загрязняют товарную продукцию установки;
- отсутствие смол и механических примесей, которые забивают трубки и патрубки оборудования и аппараты;
- узкие интервалы кипения – не более 100 °С, предпочтительно 50 °С – 80 °С, для обеспечения стабильности состава абсорбента;
- минимальное содержание алкенов во избежание их окисления и полимеризации;
- иметь высокую плотность;
- большая избирательность по отношению к целевым компонентам, извлекаемым из газа;
- минимальное давление насыщенных паров абсорбента во избежание его потерь с отбензиненным газом;
- относительно низкая вязкость при рабочих температурах и давлениях для хорошей перекачиваемости и эффективного массообмена;
- устойчивость против пено- и эмульсиеобразования, невысокая стоимость и возможность восполнения из разрабатываемого месторождения.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Процесс извлечения тяжелых компонентов газа осуществляется в тарельчатом аппарате – абсорбере [5].

Степень отбензинивания зависит от давления, температуры, числа тарелок в абсорбере, их конструкции, а также от скорости газа.

Давление процесса абсорбции выбирают исходя из технико-экономических показателей. Чем оно выше, тем больше степень извлечения тяжелых компонентов. Однако с повышением давления возрастает растворимость метана и этана в абсорбенте, что приводит к значительным потерям тяжелых углеводородов со сбросными газами. Как правило процесс ведут при давлении, не превышающем 7,0 МПа.

Поглощение тяжелых компонентов абсорбентом сопровождается выделением теплоты конденсации, причем температура нагрева абсорбента выше температуры газа, т. к. тепло непосредственно сообщается абсорбенту, а газ нагревается только за счет теплообмена с абсорбентом. Повышение температуры отрицательно влияет на процесс уменьшая степень извлечения. Понижение и поддержание температуры достигается за счет охлаждения исходного газа и тощего абсорбента сначала в водяных или воздушных холодильниках, а затем в рекуперативных теплообменниках. При такой системе охлаждения обеспечивается устойчивая низкая температура абсорбции. Обычно температура процесса составляет 30 °С – 45 °С.

Число и конструкция тарелок. Чем больше число фактических барботажных тарелок в абсорбере, тем при прочих равных условиях выше коэффициент извлечения. В то же время чем меньше тарелок, тем выше должен быть КПД каждой тарелки. Оптимальное число 30 тарелок. Лучшие в конструктивном отношении считаются тарелки обеспечивающие максимальную поверхность контакта абсорбента и газа, то есть обладают наибольшими КПД и работают на высоких скоростях газа без захлебывания.

Эффективность извлечения тяжелых компонентов также зависит от скорости прохождения газа через абсорбер. Если скорость при прохождении через слой жидкости на тарелке мала, то невозможно и максимальное поглощение

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

из-за недостаточной интенсивности барботажа, брызго- и пенообразования. При чрезмерной скорости газа возрастает унос жидкости с нижележащей тарелки на вышележащую, что повышает концентрацию извлекаемого компонента в жидкости на тарелках и уменьшает полноту извлечения компонента из газа.

Отпарка извлечённых тяжелых компонентов из абсорбента осуществляется в десорбере. В результате абсорбент регенерируется, полностью восстанавливая свою поглотительную способность, и после охлаждения подается в абсорбер.

Для обеспечения полноты отпарки необходимо поддерживать давление, а также температуру верха и низа десорбера в заданных пределах. Незначительные колебания параметров могут привести к нежелательным последствиям. Так, понижение давления или повышение температуры верха и низа колонны ведет к выпарке абсорбента и уносу вместе с дистиллятом. И наоборот, повышение давления или понижение температуры верха и низа колонны приводит к образованию избытка абсорбента; захлебыванию колонны и переполнению промежуточной емкости абсорбента. В большинстве случаев давление процесса десорбции составляет 0,3 – 1,0 МПа, а температура 100 °С – 250 °С [6].

Абсорбционный метод отбензинивания обеспечивает степень извлечения тяжелых компонентов на уровне 80 % – 90 %, но имеет ряд существенных недостатков:

- высокий расход абсорбента;
- существенные потери абсорбента с газовой фазой;
- невозможность применения данного способа для подготовки газа на месторождениях с недостаточным количеством углеводородной фракции, используемой для восполнения потерь абсорбента;
- газ, подготовленный по этой технологии не отвечает требованиям, то есть перед подачей в магистральный газопровод требуются дополнительные технологические операции.

Для повышения степени извлечения тяжелых компонентов используют следующие методы [7]:

- охлаждение абсорбента и газа до минусовых температур специальными хладагентами;
- предварительное насыщение абсорбента и его дегидратация;
- предварительное отбензинивание сырого газа;
- применение низкомолекулярного абсорбента;
- сложные конструкции абсорбционно-отпарной колонны и десорбера;
- абсорбция в две ступени.

Технологическая схема абсорбционной отбензинивающей установки приведена на рисунке 2.

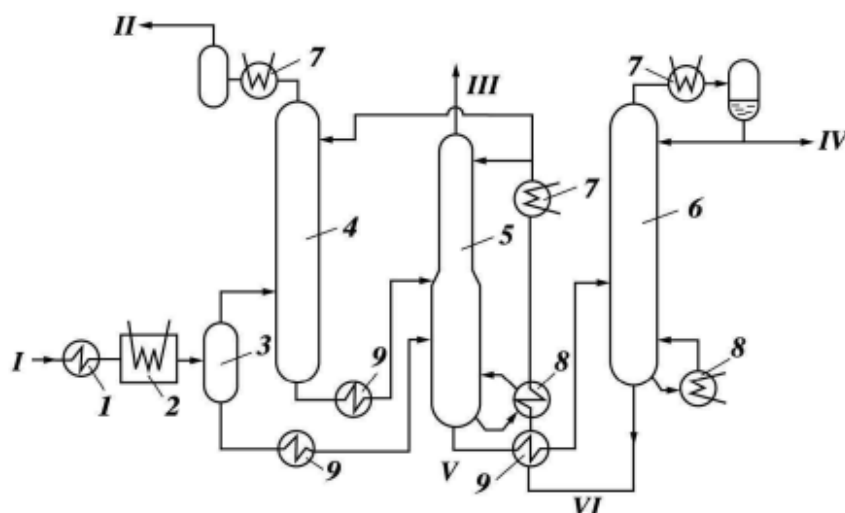


Рисунок 2 – Абсорбционная отбензинивающая установка:

1, 2 – охладители газа; 3 – сепаратор; 4 – абсорбер; 5 – абсорбционно-отпарная колонна; 6 – десорбер; 7 – холодильники; 8 – ребойлеры; 9 – теплообменники; I и II – исходный и отбензиненный газы; III – газ дегидратации; IV – ШФЛУ; V и VI – насыщенный и регенерированный абсорбент

Исходный газ 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 жидкая 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 и поглощаются абсорбентом углеводороды от пропана и выше. Полностью насыщенный абсорбент снизу АОК нагревается в теплообменнике 9 и поступает в десорбер 6, где от него отгоняется ШФЛУ IV, а регенерированный абсорбент возвращается в колонны 4 и 5 [4].

Адсорбционный метод отбензинивания основан на избирательном поглощении тяжелых компонентов газа твердыми высокопористыми веществами – адсорбентами.

Данный метод разделения обычно используется, когда концентрация тяжелых компонентов в газе очень мала, а извлечение другими методами неэффективно.

Наиболее часто для отбензинивания газа в качестве адсорбентов используют активированный уголь или силикагель. Иногда адсорбционный слой может состоять из нескольких адсорбентов.

Эффективность адсорбции в значительной степени определяется поглощательной способностью или емкостью адсорбента, то есть величиной, показывающей количество адсорбированного вещества по отношению к количеству адсорбента в условиях равновесия и заданной концентрации извлекаемого компонента в газе.

Поглотительная способность зависит от:

- свойств адсорбента;
- парциального давления поглощаемого компонента;
- температуры процесса;
- молекулярной массы адсорбента.

С повышением парциального давления адсорбируемого компонента поглотительная способность адсорбента повышается, но только до определенного предела, называемого адсорбционным равновесием, при котором адсор-

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

бент полностью насыщен поглощаемым компонентом.

Повышение давления процесса также приводит к увеличению емкости адсорбента, особенно это проявляется при малом парциальном давлении компонентов в исходном газе.

Поглощение углеводородов адсорбентом сопровождается выделением теплоты, что приводит к незначительному разогреву и частичному уменьшению адсорбционной способности.

Адсорбционные установки для отбензинивания газа могут быть периодического и непрерывного действия. Наибольшее распространение получили периодического действия работающие по четырехстадийному циклу. Чтобы отбензинивание было непрерывным, установка должна иметь четыре периодически работающих адсорбера, в каждом из которых последовательно протекают стадии адсорбции, десорбции, сушки и охлаждения.

В зависимости от применяемого адсорбента установки периодического действия подразделяются на две группы. В первую входят углеадсорбционные установки, в которых происходит извлечение тяжелых углеводородов и для десорбции применяют острый или перегретый водяной пар. Во вторую группу входят установки, в которых в качестве адсорбента используют силикагель и осуществляются одновременно осушка газа (целевой процесс) и извлечение тяжелых компонентов (побочный процесс). Для десорбции углеводородов и влаги применяют нагретый газ, и процесс состоит из трех стадий: адсорбции, десорбции и охлаждения [8].

Технологическая схема углеадсорбционной отбензинивающей установки приведена на рисунке 3.

Газ охлаждается в теплообменнике 1, очищается от механических примесей в фильтре 2. Далее газ проходит снизу-вверх адсорбер 3, находящийся на стадии адсорбции, отбензинивается, затем поступает в паровой подогреватель 7, где нагревается до 120 °С – 140 °С и проходит снизу-вверх адсорбер 4, находящийся на стадии сушки. Осушая уголь, газ увлажняется, частично охла-

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

отделяются остатки влаги и углеводородного конденсата. Вода отводится с низа сепаратора 14, углеводородный конденсат поступает в ёмкость 15. Несконденсировавшийся газ из сепаратора 14 идёт на смешение с сырьевым потоком газа после фильтра 2. В ёмкости 15 ШФЛУ дополнительно отстаивается от остатков воды [4].

Углеадсорбционные установки имеют ряд существенных недостатков. Большие затруднения при эксплуатации создаёт периодичность процесса. Работа установок характеризуется значительными расходами пара, воды и адсорбента. Полученная ШФЛУ имеет повышенную влажность и содержание лёгких углеводородов до 1 % – 2 % метана и до 5 % этана. В связи с увлажнением отбензиненного газа в пониженных местах газопровода накапливается вода – образуются гидратные пробки, а сам газопровод подвергается усиленной внутренней коррозии.

Наибольшее распространение получила короткоцикловая адсорбция, сочетающая осушку и отбензинивание газа. Установка состоит из двух адсорберов или более, которые попеременно используются для адсорбции и десорбции водяных паров и углеводородов. Газ направляют то в один аппарат, то в другой. Некоторое количество газа отбирают из основного потока, нагревают до 300 °С и используют в качестве десорбирующего агента пропуская через слой адсорбента, затем охлаждают его для конденсации углеводородных и водяных паров.

Известны два типа короткоцикловых адсорбционных установок – с открытой и закрытой системой регенерации адсорбента.

Технологическая схема короткоцикловой адсорбционной отбензинивающей установки с открытой системой регенерации приведена на рисунке 4.

Сырьевой газ поступает в приёмный сепаратор 1, в котором отделяется выпавший углеводородный конденсат. Далее газ проходит сверху вниз десорбер 2, находящийся на стадии адсорбции. Отбензиненный и осушенный газ выходит с низа адсорбера, отдаёт свой холод в теплообменнике 4 и уходит с установки. Около 25 % поступающего на установку газа направляется через

регулирующий вентиль 6, трёхходовый клапан 7 в печь 8, где газ нагревается до 300 °С. Далее горячий газ проходит сверху вниз адсорбер 9, находящийся на стадии регенерации. Газ нагревает адсорбент до 200 °С. При этом тяжёлые углеводороды и вода десорбируются и выходят в парообразном состоянии с низа адсорбера вместе с газом. Далее газы и пары охлаждаются в аппарате воздушного охлаждения 3, затем в теплообменнике 4 до 20 °С – 25 °С, пары воды и углеводородов конденсируются и разделяются в сепараторе 5. Газ из сепаратора 5 смешивается с основным потоком газа, поступающего на адсорбцию.

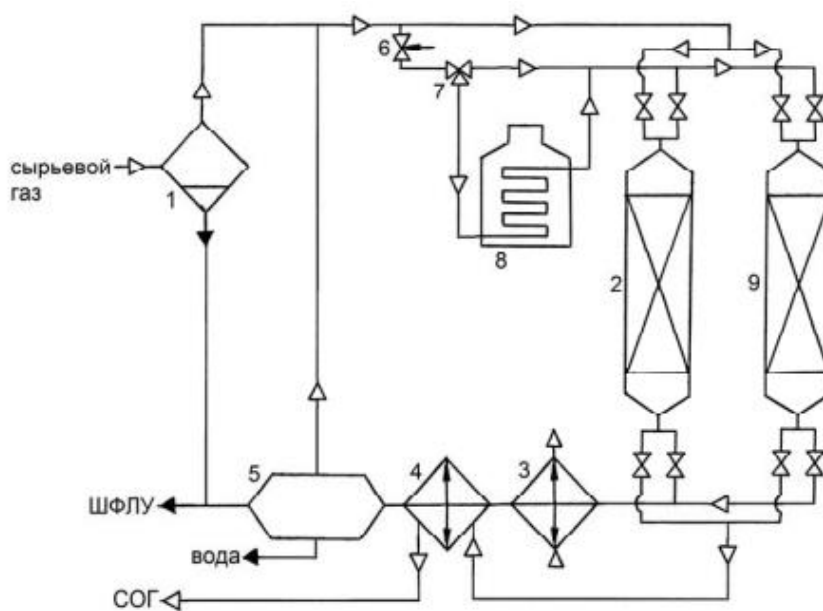


Рисунок 4 – Короткоцикловая адсорбционная отбензинивающая установка с открытой системой регенерации:

1, 5 – сепараторы; 2, 9 – адсорберы; 3 – аппарат воздушного охлаждения; 4 – теплообменник; 6 – регулирующий вентиль; 7 – трёхходовой клапан; 8 – печь

Когда температура регенерируемого слоя адсорбента достигнет предельной величины, трёхходовый клапан 7 автоматически направляет поток газа мимо печи 8. Холодный поток газа охлаждает слой адсорбента и далее через аппараты 3, 4, 5 смешивается и сырьевым потоком. Продолжительность стадии адсорбции в аппарате 2 равна продолжительности десорбции и охлаждения адсорбента в аппарате 9. Затем адсорберы переключаются – аппарат 9 переходит в режим адсорбции, а аппарат 2 в режим десорбции и охлаждения.

Достоинства установок с открытой системой регенерации: компактность оборудования, минимальные потери давления при прохождении газа через установку, простота обслуживания и надёжность в работе, малые эксплуатационные расходы и расходы на текущий ремонт. Недостаток состоит в том, что для регенерации необходим значительный объём газа из основного потока, а это снижает производительность установки и ухудшает конденсацию десорбированных углеводородов.

На установках с закрытой системой регенерации адсорбента газ, применяемый для регенерации, специальным компрессором перекачивается по замкнутому циклу без возврата в основной поток. Достоинство таких установок заключается в достижении высокого выхода конденсата. Недостатком является более сложная эксплуатация в связи с наличием компрессора [1].

1.1.3 Низкотемпературные методы

В настоящее время на газоперерабатывающих заводах выделяют следующие низкотемпературные методы отбензинивания углеводородного газа:

- низкотемпературная сепарация (НТС);
- низкотемпературная конденсация (НТК);
- низкотемпературная ректификация (НТР);
- низкотемпературная абсорбция (НТА).

Метод низкотемпературной сепарации основан на ступенчатом охлаждении газа до низких температур и последующим разделением в сепараторах. В результате тяжёлые компоненты конденсируются и переходят в жидкую фазу, которая затем отделяется от газовой фазы.

Эффективность НТС характеризуется степенью извлечения компонентов $C_3 - C_4$ и/или C_{5+} и их остаточным содержанием в подготовленном газе. Степень извлечения определяется соответственно, как количество $C_3 - C_4$ и C_{5+} , перешедших в жидкую фазу по отношению к их содержанию в сырье.

Углеводороды C_{5+} , не сконденсировавшиеся на установке НТС, остаются в товарном газе, поступающем в магистральный газопровод [10].

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

На степень извлечения и остаточное содержание тяжелых компонентов оказывает большое влияние температура, давление, состав сырьевого газа, число ступеней сепарации, образование гидратов и эффективность оборудования [11].

Температуру на установках НТС выбирают, исходя из необходимой точки росы, обеспечивающей транспортировку газа по трубопроводу в однофазном состоянии. Для легких газов средней молекулярной массой не более 22 и средней молекулярной температурой кипения минус 156 °С – 133 °С снижение температуры сепарации от 0 °С до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатобразующих компонентов. Для жирных газов средней молекулярной массой более 22 и средней молекулярной температурой кипения больше минус 133 °С влияние температуры на степень извлечения жидких углеводородов мало. Таким образом, чем легче состав исходной смеси, тем более низкая температура требуется для выделения жидких углеводородов на установках НТС для достижения заданной точки росы.

Давление процесса НТС определяется давлением транспорта газа в магистральном трубопроводе. Как правило, технологическое давление находится в пределах 5,0 – 7,5 МПа и не оказывает значительного влияния на степень извлечения тяжелых компонентов. Более важен свободный перепад давления. Чем больше разница между давлением газа, поступающего на установку, и требуемым давлением подготовленного к транспорту газа, тем ниже будет температура сепарации и выше коэффициент извлечения тяжелых углеводородов. В период снижения пластового давления эффективность работы установок НТС поддерживается на прежнем уровне путем ввода дожимного компрессора, турбодетандера и внешнего холодильного цикла [12].

Состав сырьевого газа обуславливает степень извлечения тяжелых углеводородов: чем тяжелее исходная смесь, тем выше степень извлечения жидких углеводородов. Для тощих исходных смесей иногда используют метод сорбции в потоке, то есть осуществляют впрыск в поток исходной смеси стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей. Однако, начиная с

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

молекулярной массы углеводородов около 22, утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияние на степень извлечения компонентов.

На газоконденсатных месторождениях при подготовке к транспортировке используют двух- и трехступенчатые схемы НТС. При одинаковых параметрах (давление и температура последней ступени охлаждения) – чем меньше число ступеней сепарации, тем больше выход жидкой фазы и тем меньше содержание углеводородов C_5 и выше в товарном газе. Но при одноступенчатой сепарации чрезмерно высоки потери компонентов газа с углеводородным конденсатом. Увеличение ступеней сепарации повышает четкость разделения газовой и жидкой фаз.

Снижение температуры газа приводит к конденсации водяных паров. Наличие в газе жидкой воды может привести к образованию гидратов углеводородов. Гидраты забивают трубки теплообменников и коммуникации установок НТС, что может привести к нарушению нормальной работы установки и даже к ее аварийной остановке. Для предотвращения гидратообразования в поток газа подают ингибиторы, в качестве которых используются водные растворы гликолей и метанола [13].

На эффективность работы установок НТС влияет используемый источник холода. Для получения низких температур применяют различные холодильные циклы, позволяющие получить температуры от близких к температуре окружающей среды до температуры жидкого гелия. В настоящее время используются технологические схемы:

- с внешним холодильным циклом, когда применяются специальные вещества – хладагенты, совершающие круговой процесс в холодильном цикле; при этом могут использоваться не только однокомпонентные хладагенты, но и многокомпонентные, смешанные;

- с внутренним холодильным циклом, когда используется непосредственное охлаждение технологических потоков путем их дроссельного (изотальпийного) или детандерного (изоэнтропийного) расширения;

– с комбинированным холодильным циклом, например с использованием внешнего хладагента на начальном этапе с последующим дросселированием или детандированием потока.

В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изохнтальпийного расширения на изоэнтропийное позволяет эффективнее использовать свободный перепад давления и достигать более низких температур сепарации. На более поздних стадиях эксплуатации скважин, на эффективность работы установки НТС будет оказывать влияние выбранный хладагент [14].

Согласно СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа» [25] установка НТС может включать следующие оборудование:

- сепаратор I ступени;
- узел впрыска в поток газа ингибитора гидратообразования (метанола, ДЭГа или других гликолей);
- рекуперативные теплообменники;
- узел создания низких температур (дроссель, эжектор утилизации газа выветривания, холодильная машина);
- низкотемпературный сепаратор (сепаратор тонкой очистки);
- разделители газового конденсата и воды с ингибитором гидратообразования.

Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации приведена на рисунке 5.

Газ I поступает во входной сепаратор 1, где от газа отделяются пластовая вода с ингибиторами и сконденсировавшийся газовый конденсат. Далее газ охлаждается в регенеративных теплообменниках 2 и 3 и направляется через дроссель 4 в низкотемпературный сепаратор 5. За счет перепада давлений в дросселе 4 понижается температура газа. Вместо дросселя 4 могут использоваться детандер (машина, приводимая в действие за счет энергии газа, газ при

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

этом снижает давление и температуру) или испаритель холодильной машины (в случае низкого исходного давления сырьевого газа). Жидкая фаза IV из низкотемпературного сепаратора 5 проходит дроссель 6 и поступает в сепаратор 7, где из нее выветривается образовавшийся при дросселировании газ V. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменниками 2 и 3 и перед дросселем 4 подается гликоль или метанол.

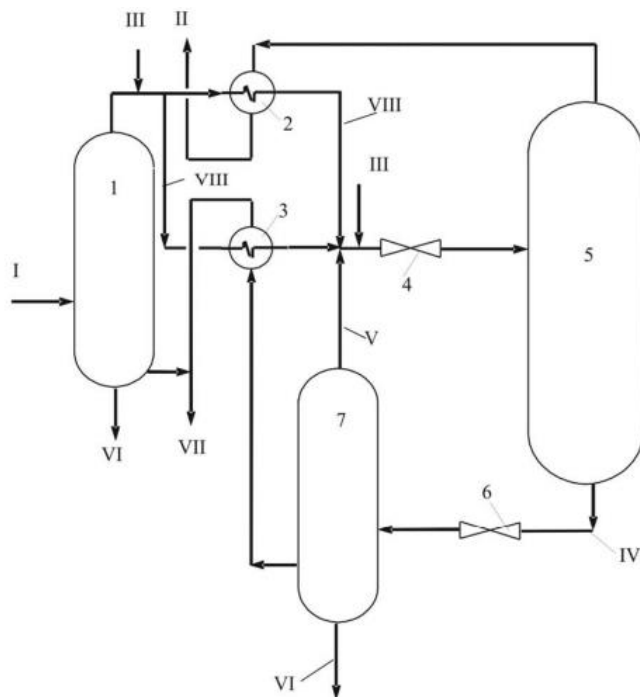


Рисунок 5 – Установка низкотемпературной сепарации:

1 – входной сепаратор; 2, 3 – рекуперативные теплообменники; 4 – дроссель; 5 – низкотемпературный сепаратор; 6 – дроссель; 7 – сепаратор нестабильного конденсата; I – газ из скважины; II – отсепарированный газ; III – регенерированный ингибитор гидратообразования; IV – нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора гидратообразования; V – газ выветривания конденсата; VI – ингибитор гидратообразования на регенерацию; VII – нестабильный конденсат; VIII – частично отсепарированный газ

Метод низкотемпературной сепарации газа имеет ряд следующих достоинств [16]:

– низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы, особенно в начальный период разработки при наличии свободного перепада давления;

- помимо извлечения жидких углеводородов одновременно осуществляется и осушка газа до требуемой точки россы;
- метод прост в эксплуатации и техническом обслуживании, в том числе и в автоматизации, тем самым позволяя осуществлять процесс на газовом промысле;
- при снижении пластового давления и, соответственно, уменьшении свободного перепада давления имеется возможность модернизации технологии за счет замены источника холода, сепарационных элементов, а также подключения дожимной компрессорной станции.

При всех достоинствах, процесс имеет следующие недостатки [16]:

- извлечение целевых компонентов при заданных температуре и давлении в низкотемпературном сепараторе зависит только от состава исходной смеси;
- снижение свободного перепада давления повышает температуру сепарации, уменьшая степень извлечения целевых компонентов;
- образование большого количества низконапорного газа;
- повышенный расход ингибитора гидратообразования;
- высокие потери целевых компонентов с товарным газом.

Метод низкотемпературной конденсации основан на ступенчатом охлаждении газа до заданной температуры при постоянном давлении и последующим разделением в сепараторах и ректификационных колоннах дедеметанизации, дедэтанизации, или дебутанизации. В результате тяжёлые компоненты конденсируются и переходят в жидкую фазу, которая затем отделяется от газовой. Для достижения высокой четкости разделения конденсат сепарации направляется на ректификацию с целью отделения остаточных количеств растворенных газов.

Степень конденсации в процессе НТК определяется необходимой глубиной извлечения целевых компонентов, достигается за счет подвода расчетного количества холода и зависит от давления и температуры.

Повышение давления при постоянной температуре и понижение температуры при постоянном давлении способствуют увеличению степени конденсации. Но в первом случае снижается четкость разделения углеводородов – конденсат обогащается легколетучими компонентами. А во втором наоборот повышается, что объясняется большей разностью значений летучести компонентов смеси в области низких температур.

Поэтому для получения достаточно чистых индивидуальных компонентов газа, или узких фракций углеводородов, целесообразно проводить процесс при умеренном давлении и низких температурах, а также использовать сочетание НТК с последующей деметанизацией, деэтанризацией, или дебутанизацией жидкой фазы в ректификационных колоннах.

Установка НТК может включать следующие оборудование [17]:

- входные компрессоры;
- узел впрыска в поток газа ингибитора гидратообразования (метанола, ДЭГа или других гликолей);
- узел создания низких температур;
- низкотемпературный сепаратор;
- ректификационная колонна деметанизации, деэтанризациии, или дебутанизации.

Технологическая схема установки низкотемпературной конденсации приведена на рисунке 6.

Газ поступает в сепаратор 1, где он очищается от механических примесей, углеводородного и водного конденсата. Далее газ сжимается в компрессоре 2, охлаждается холодильнике 3 и разделяется на два потока, охлаждаясь в рекуперативных теплообменниках 4 и 5. После чего оба потока объединяются и поступают в пропановый испаритель 6, а затем в сепаратор 7. В сепараторе от газа отделяется жидкая фаза, образовавшаяся при охлаждении и конденсации углеводородов. Сухой газ из сепаратора 7 поступает в теплообменник 4, где отдаёт свой холод, дожимается в компрессоре 8 и уходит с установки. Конденсат из сепаратора 7 отдаёт свой холод в теплообменнике 5,

- получение дополнительных жидких продуктов за счет возможности поддержания более низких температур при охлаждении газа;
- применение фракционирующих колонн позволяет получить большее количество жидких продуктов в виде пропана, ШФЛУ, СПБТ и конденсата газового стабильного.

К недостаткам процесса относится:

- сепарация конденсата от газовой фазы происходит только после однократной конденсации, поэтому часть целевых компонентов уносятся с остаточным газом;
- применение более низких температур способствует обогащению конденсата легколетучими компонентами;
- повышенный расход ингибитора гидратообразования.

Метод низкотемпературной ректификации является разновидностью НТК и также основан на ступенчатом охлаждении с последующим разделением. Принципиальное отличие заключается в отсутствии сепарации сконденсировавшихся углеводородов. Вся газожидкостная смесь, образовавшаяся после охлаждения, поступает на разделение в колонну ректификации.

Основными аппаратами процесса являются ректификационные колонны, которые подразделяются на ректификационно-отпарные и конденсационно-отпарные [18].

Технологическая схема установки низкотемпературной ректификации с ректификационно-отпарной колонной приведена на рисунке 7.

Газ охлаждается в теплообменнике 1 обратным потоком холодного сухого газа, в результате частично конденсируется и без предварительной сепарации подаётся в среднюю часть колонны 2. Колонна работает как полная ректификационная колонна. Верхний продукт колонны охлаждается испаряющимся жидким пропаном в холодильнике 3 и поступает в рефлюксную ёмкость 4, где отделяется газовая фаза (сухой газ), а сконденсировавшиеся углеводороды возвращаются в качестве орошения на верхнюю тарелку. В результате подачи холодной флегмы происходит конденсация из поднимающихся

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

паров основной массы высококипящих углеводородов и отчасти метана и этана, но подвод тепла в нижнюю часть колонны через кипятильник 5 обеспечивает их выпаривание. ШФЛУ отводится с низа колонны.

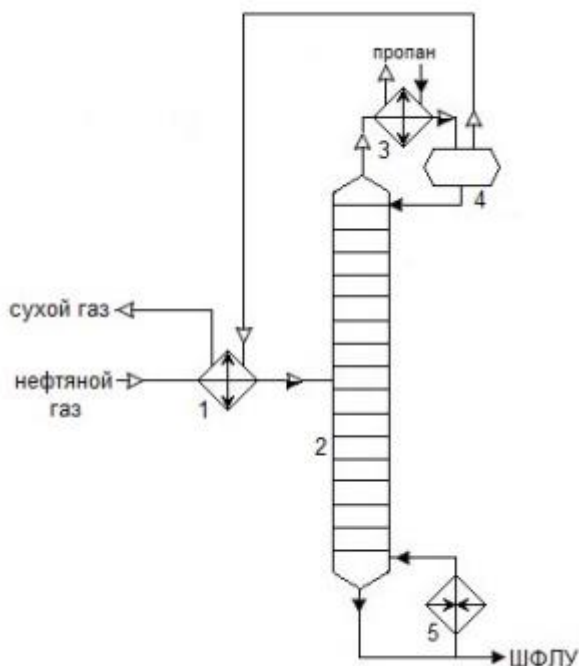


Рисунок 7 – Установка низкотемпературной ректификации с ректификационно-отпарной колонной:

1, 4 – сепаратор; 2 – ректификационно-отпарная колонна; 3 – пропановой холодильник; 5 – кипятильник

Использование такой схемы позволяет повысить четкость разделения за счет присутствия больших количеств низкокипящих компонентов, которые повышают парциальное давление извлекаемых компонентов в жидкой фазе и тем самым ускоряют массообмен.

Для охлаждения сырьевого газового потока в схему может быть включён либо холодильник с хладагентом, либо дроссели и турбодетандеры для получения холода за счёт расширения технологических потоков.

Технологическая схема установки низкотемпературной ректификации с конденсационно-отпарной колонной приведена на рисунке 8.

Газ охлаждается в пропановом конденсаторе-холодильнике 2 и поступает в сепаратор 1, откуда сухой газ отводится с установки, а сконденсировавшиеся углеводороды из сепаратора поступают на верхнюю тарелку колонны 3. Дистиллят колонны смешивается с потоком сырьевого газа перед конденсатором-холодильником 2, который и служит верхней укрепляющей частью колонны 3.

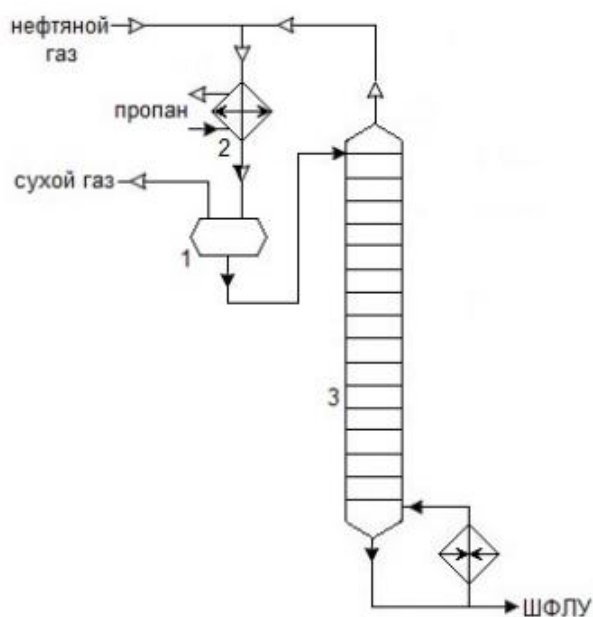


Рисунок 8 – Установка низкотемпературной ректификации с конденсационно-отпарной колонной:

1 – сепаратор; 2 – пропановый холодильник; 3 – конденсационно-отпарная колонна

Использование данной схемы позволяет снизить нагрузку на колонну за счет отделения основного количества сухого газа в сепараторе и, следовательно, может быть использовано менее дорогое оборудование с меньшей производительностью.

Более выгодна схема отбензинивания с вводом сырья двумя потоками, что позволяет снизить энергозатраты и осуществить процесс при более высоких температурах [4].

Метод низкотемпературной ректификации обеспечивает высокую степень извлечения тяжелых компонентов на уровне 98 %, но имеет ряд недостатков:

- большие энергозатраты на сжижения тяжелых компонентов;
- повышенный расход ингибитора гидратообразования.

Метод низкотемпературной абсорбции основан на избирательном поглощении тяжелых компонентов газа жидкими абсорбентами при низких температурах.

Принципиальное отличие НТА от абсорбционного метода отбензинивания заключается в аппаратном оформлении процесса: до абсорбера необходим сепаратор, в котором конденсируется и отделяется большее количество сжиженных углеводородов. Это позволяет снизить нагрузку абсорбера и углубить извлечение остающихся в газе углеводородов.

Степень отбензинивания процесса низкотемпературной абсорбции зависит от давления, температуры, числа тарелок в абсорбере, их конструкции, а также от скорости газа.

Давление процесса в как правило не превышает 7,0 МПа. Чем оно выше, тем больше степень отбензинивания.

Понижение и поддержание температуры в пределах от минус 20 °С до минус 60 °С осуществляется с помощью холодильных машин, работающих на специальных хладагентах.

Использование низких температур и повышенного давления в абсорбционных аппаратах позволяет использовать в качестве абсорбента бензиновые фракции с молекулярной массой 80 – 140. При этом снижая расход абсорбента, а следовательно, и энергетические затраты на регенерацию и перекачку последнего.

Технологические схемы НТА состоят из:

- блока предварительно отбензинивания исходного газа, представляющего собой низкотемпературную конденсацию;

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

– блока доизвлечения оставшихся тяжелых углеводородов, представляющей собой низкотемпературную абсорбцию.

Метод низкотемпературной абсорбции обеспечивает степень извлечения тяжелых компонентов на уровне 95 % но имеет ряд недостатков [19]:

- большие энергозатраты на охлаждение газа и абсорбента;
- повышенный расход ингибитора гидратообразования.

1.1.4 Мембранный метод

Мембранный метод разделения основан на избирательном извлечении компонентов газовой смеси или их концентрировании с помощью полупроницаемой перегородки – мембраны [20].

Данный метод разделения имеет сходство с процессом фильтрации. При разделении веществ с помощью фильтра один из компонентов задерживается и фиксируется внутри или вблизи поверхности. Поэтому фильтр со временем забивается, снижая свою производительность. Мембранный метод обеспечивает разделение веществ, находящихся в одной фазе. В результате исходная смесь делится на два потока: первый проходит через мембрану, а второй – уносит с собой часть компонентов смеси.

Полунепроницаемые перегородки в зависимости от внутренней структуры можно классифицировать на:

– пористые мембраны используются для разделения молекул и частиц, различных по размеру; селективность этих процессов в основном определяется соотношением размеров пор и разделяемых частиц, а материал мембраны мало влияет на разделение;

– непористые мембраны способны отделять друг от друга молекулу примерно одинакового размера, но с различной растворимостью и/или коэффициентом диффузии; селективность таких процессов практически полностью зависит от специфических свойств материала мембраны;

– жидкие мембраны представляют собой жидкость, заполняющую поры пористой мембраны и содержащую молекулы вещества переносчика, которое и обеспечивает транспорт;

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

– изотропные и анизотропные мембраны.

Применяемые мембраны должны отвечать ряду требований [21]:

– высокая производительность и селективность по выделяемому компоненту;

– химическая стабильность, биологическая и тепловая стойкость, сохранение физико-механических и диффузионных характеристик в условиях эксплуатации и хранения;

– технологичность изготовления;

– низкая стоимость;

– утилизируемость мембран, так как отработанные мембраны относят к твердым отходам должна быть возможность их сжигания или микробного разложения.

Мембраны характеризуется двумя основными показателями в отношении компонентов газовой смеси: проницаемостью и селективностью. Проницаемость мембраны определяет ее производительность по данному компоненту, а селективность – разделительную способность. Эти свойства зависят от рабочей температуры, давления, присутствия примесей в газовой смеси и могут меняться в течении срока службы.

Движущей силой мембранного процесса разделения является градиент химического или электрохимического потенциала. В зависимости от параметра преобладающего градиента мембранные процессы подразделяются:

– на барометрические – при разности давлений;

– диффузионные – при разности концентраций или парциальных давлений;

– термомембранные – при разности температур;

– электромембранные – при разности электрохимических потенциалов.

Разделение газовых смесей относится к диффузионным мембранным процессам, осуществляется на непористых мембранах и происходит в несколько стадий [22]:

а) перенос компонентов газовой смеси к поверхности мембраны;

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- б) сорбция компонентов в материале мембраны со стороны разделяемой смеси;
- в) диффузия газа через мембрану;
- г) десорбция газа из материала мембраны;
- д) отвод продуктов разделения с противоположенной стороны мембраны.

Лимитирующей стадией процесса является диффузия газа через мембрану.

Поток смеси веществ, подающийся на мембрану для разделения, называется сырьем. Поток, прошедший сквозь мембрану, носит название пермеат, не прошедший – ретентат или концентрат.

Для проведения процессов мембранного разделения используют блоки – модули, имеющие различную конструкцию: плоскокамерные, трубчатые, рулонные, с полыми волокнами [23].

В плоскокамерных аппаратах разделительный элемент состоит из двух плоских (листовых) мембран, между которыми расположен пористый дренажный материал. Элементы размещены на небольшом расстоянии один от другого 0,5 – 5,0 мм, в результате чего между ними образуются мембранные каналы, по которым циркулирует разделяемая смесь. Образовавшийся концентрат выводится из аппарата, а пермеат отводится по дренажному материалу в коллектор. Достоинства плоскокамерного многосекционного аппарата: простота в изготовлении; удобство в монтаже и эксплуатации; легкость замены мембран. Недостатки плоскокамерного многосекционного аппарата: относительно невысокая удельная поверхность мембран и ручная сборка и разборка аппарата.

Трубчатые аппараты состоят из набора пористых дренажных трубок диаметром 5,0 – 20,0 мм, на внутренней или наружной поверхности которых расположены мембраны. В соответствии с этим исходный поток направляют в трубное либо межтрубное пространство. Достоинства трубчатого аппарата: малая материалоемкость из-за отсутствия корпуса (только кожух для сбора

пермеата и его защиты от воздействия окружающей среды); низкое гидравлическое сопротивление потоку пермеата в связи с небольшой длиной дренажного канала; равномерное движение потока с относительно высокой скоростью и отсутствием застойных зон; возможна механическая очистка мембранных элементов от осадка; удобство установки трубчатых мембранных элементов в аппараты и защита их от повреждения. Недостатки трубчатого аппарата: малая удельная поверхность мембран в аппарате; повышенные требования к точности изготовления элементов и механической обработки деталей трубной решетки; невозможен визуальный контроль процесса формирования мембран.

В рулонных или спиральных аппаратах мембранный элемент имеет вид пакета; три его кромки герметизированы, а четвертая прикреплена к перфорированной трубке для отвода пермеата, на которую накручивается пакет вместе с сеткой-сепаратором. Разделяемый поток движется в осевом направлении по межмембранным каналам, а пермеат – спиралеобразно по дренажному материалу и поступает в отводящую трубку. Аппараты этого типа отличаются высокой плотностью упаковки мембран, но сложнее, чем плоскокамерные, в изготовлении. Достоинства аппаратов с рулонными мембранными элементами: относительно высокая плотность упаковки мембран; удобство монтажа и демонтажа разделительного элемента в аппарате; простота конструкции и низкая стоимость напорного корпуса аппарата; относительно низкие потери давления в аппарате; использование для изготовления разделительных элементов плоской мембраны, качество которой может быть предварительно проконтролировано несложными способами, возможность полной автоматизации процесса изготовления мембранного модуля. Недостатки аппаратов с рулонными мембранными элементами: относительно высокое гидравлическое сопротивление и невозможность повторного использования дренажных и сепарационных сеток при замене мембран.

В аппаратах с волокнистыми мембранами в виде полых волокон рабочий элемент обычно представляет собой цилиндр, в который помещен пучок полых волокон с наружным диаметром 80,0 – 100,0 мкм и толщиной стенки 15,0

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

– 30,0 мкм. Разделяемый раствор, как правило, омывает наружную поверхность волокна, а по его внутреннему каналу выводится пермеат. Достоинства аппарата с мембраной в виде полых волокон: высокая плотность упаковки; отсутствие специальных дренажных систем; малая металлоемкость. Недостатки аппарата с мембраной в виде полых волокон: высокое гидравлическое сопротивление; сложность изготовления бездефектных волокон; высокая чувствительность к загрязнениям.

Мембранные процессы разделения имеют ряд преимуществ перед другими процессами разделения:

- непрерывность;
- низкие энергетические затраты;
- легкость сочетания с другими технологическими процессами;
- мягкие технологические условия;
- возможность масштабирования;
- отсутствие необходимости введения дополнительных веществ;
- легкость контроля.

К недостаткам мембранных процессов разделения относятся:

- образование осадка на мембране с последующей утратой разделения;
- непродолжительный срок эксплуатации некоторых видов мембран;
- низкая селективность мембран для некоторых процессов газоразделения.

На данный момент мембранный метод показал себя в выделение диоксида углерода и сероводорода из природного газа, а также в извлечение гелия и его очистке от примесей других газов [24].

1.2 Характеристика газового конденсата и методы стабилизации

Для ряда газовых месторождений характерно высокое содержание высокомолекулярных углеводородов, которые при снижении давления выделяются в виде жидкой фазы. Такие месторождения относятся к газоконденсатным и при их эксплуатации в качестве основного продукта получают не только природный газ, но и газовый конденсат [25].

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

В зависимости от содержания конденсата в газе, газоконденсатные месторождения разрабатываются [26]:

- а) без поддержания пластового давления, как чисто газовые месторождения;
- б) с поддержанием пластового давления.

В первом случае по мере добычи газа пластовое давление падает и за счет конденсации тяжелые углеводороды остаются в пласте. Если же месторождение разрабатывается как газоконденсатное, с поддержанием внутрпластового давления за счет закачки в пласт сухого газа, то удается достаточно полно наряду с природным газом извлечь и конденсат.

Газовый конденсат – это жидкая смесь, состоящая из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава с температурой кипения не более 420 °С и содержащая в растворенном виде газообразные углеводороды и неорганические компоненты.

Газовыми конденсатами являются как смесь тяжелых углеводородов (ШФЛУ), выделяемая из газа перед его отправкой в магистральные газопроводы, так и жидкая смесь, выносимая из скважин в виде капель и отделяемая от него механически на первых ступенях сепарации.

Конденсат получаемый в результате газоразделения получил название газового бензина. Он содержит смесь углеводородов от этана до гексана с примесью гептана и октана, и обычно перерабатывается на установках газодифракционирования с получением индивидуальных углеводородов, которые используются в качестве сырья для нефтехимии.

Сырой газовый конденсат, выносимый в виде капельной жидкости из скважин, по своему составу более тяжелый и содержит углеводороды от C₂ до C₂₀ и выше. Технология переработки этого конденсата включает следующие процессы: стабилизацию, обезвоживание и обессоливание, очистку от серы, перегонку и выделение фракций моторных топлив, и их облагораживание.

Групповой химический и фракционный состав газовых конденсатов разных месторождения различается, и для того чтобы установить определенный

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

подход к их оценке, введена стандартная классификация (таблица 1.2) [27].

Таблица 1.2 – Классификация газовых конденсатов

Классификационный признак	Обозначение	Наименование	Нормы, мас. %
Содержание серы	I	Малосернистые	До 0,05
	II	Сернистые	От 0,05 до 0,8
	III	Высокосернистые	Свыше 0,8
Содержание ароматических у/в	A ₁	Высокоароматизированные	Свыше 20
	A ₂	Среднеароматизированные	От 15 до 20
	A ₃	Малоароматизированные	До 15
Содержание н-алканов	H ₁	Высокопарафинистые	Свыше 25
	H ₂	Парафинистые	От 18 до 25
	H ₃	Малокопарафинистые	От 12 до 18
	H ₄	Бескопарафинистые	До 12
Фракционный состав	Ф ₁	Облегченного состава	80 % выкипает при температуре до 250 °С
	Ф ₂	Промежуточного состава	Выкипает полностью при температуре до 250 °С
	Ф ₃	Тяжелые	Выкипают при температуре свыше 320 °С

Качество стабилизации газового конденсата характеризуется давлением насыщенных паров (таблица 1.3), которое определяется содержанием низкокипящих углеводородов C₁ – C₄ и нормируется ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия» [28].

Таблица 1.3 – Физико-химические показатели стабильного газового конденсата

Наименование показателя	Норма для группы	
	I	II
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более:		
– зимний период	93,3 (700)	93,3 (700)
– летний период	66,7 (500)	93,3 (700)

Чем лучше стабилизирован конденсат, то есть чем лучше удалены из него углеводороды до C₄ включительно, тем меньше вероятность образования газовых пробок при его транспорте, хранении и переработке, а также меньше потери от испарения. Кроме того, при переработке глубоко стабилизированного газового конденсата требуется более низкое давление в аппаратах и тру-

бопроводах и возможно применение более дешевых хладагентов для конденсации паров головных бензиновых фракций этого конденсата.

Газовые конденсаты стабилизируют одним из трех методов [27]:

- ступенчатое выветривание (сепарация, дегазация);
- стабилизация в ректификационных колоннах;
- комбинирование дегазации и ректификации.

1.2.1 Ступенчатое выветривание

Процесс ступенчатого выветривания заключается в использовании процесса многократного испарения легколетучих газовых компонентов из нестабильного газового конденсата путем последовательного снижения давления и/или повышения температуры, что приводит к снижению растворимости низкокипящих компонентов.

При дегазации применяют одно-, двух- и трехступенчатые схемы. Чем больше в составе природного газа углеводородов $C_2 - C_4$, тем большее число ступеней дегазации газового конденсата необходимо для получения стабильного газового конденсата. Это обусловлено тем, что при увеличении числа ступеней доля отгона на каждой последующей ступени уменьшается и унос в газовую фазу углеводородов газового конденсата C_{5+} снижается.

При ступенчатой дегазации компонентов газа из газового конденсата давление на последующей ступени всегда меньше давления на предыдущей стадии [25].

Технологическая схема двухступенчатой установки дегазации приведена на рисунке 9.

Нестабильный конденсат после дросселирования (снижения давления) поступает в сепаратор дегазации первой ступени, после повторного дросселирования – в сепаратор второй ступени. Из сепараторов обеих ступеней выводится газ дегазации или выветривания, который может быть использован для собственных нужд в качестве технологического топлива.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

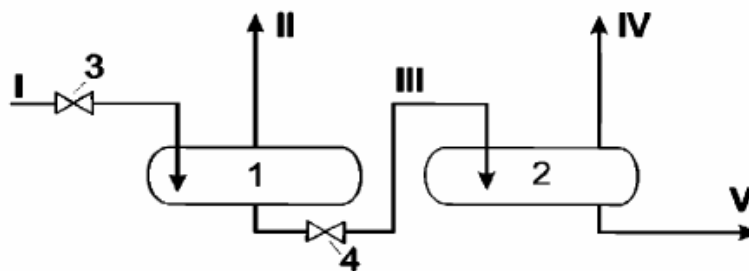


Рисунок 9 – Технологическая схема двухступенчатой установки дегазации газового конденсата:

1, 2 – сепараторы дегазации первой и второй ступени; 3, 4 – дроссельные вентили; I – нестабильный газовый конденсат; II, IV – газ дегазации (выветривания); III – полустабильный газовый конденсат; V – стабильный газовый конденсат

Ступенчатая дегазация конденсата характерна для «открытой системы» сбора, применяемой на промыслах. Стабилизированный конденсат хранится в атмосферных емкостях и отправляется на дальнейшую совместную с нефтью переработку на нефтеперерабатывающие заводы.

Основными преимуществами ступенчатой технологии стабилизации газового конденсата являются простое технологическое оформление и низкая энергоемкость процесса, так как дегазация газового конденсата осуществляется путем снижения давления в аппаратах. Основными недостатками ступенчатой технологии стабилизации газового конденсата являются унос углеводородов газового конденсата C_{5+} с газовой фазой и невозможность производства сжиженных газов [29].

1.2.2 Стабилизация в ректификационных колоннах

При больших количествах добываемого газового конденсата и достаточно высоком содержанием углеводородов $C_2 - C_4$ применяют стабилизацию газового конденсата с использованием технологии ректификации, которая осуществляется в ректификационных колоннах и заключается в разделении компонентов газа по температурам кипения при повышенном давлении путем противоточного непрерывного контактирования газовой и жидкой фаз.

Такой метод стабилизации позволяет в сравнении со ступенчатой технологией дегазации газового конденсата получать более высокий выход стабильного газового конденсата и эффективнее использовать входящие с состав природного газа – этан, пропан и бутан [25].

Технологическая схема двухступенчатой установки дегазации приведена на рисунке 10.

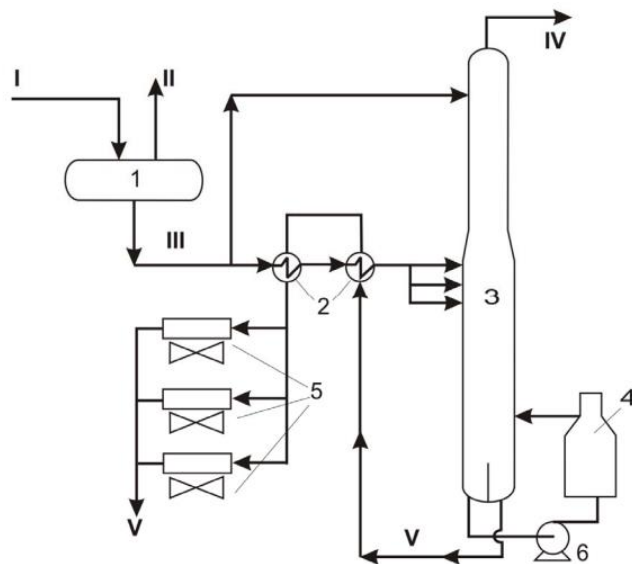


Рисунок 10 – Технологическая схема установки деэтанализации конденсата: 1 – входной разделитель; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – деэтанализатор; 4 – печь; 5 – воздушные холодильники; 6 – насос; I – нестабильный конденсат; II – газ выветривания; III – частично дегазированный конденсат; IV – газ деэтанализации, V – стабильный конденсат

Нестабильный конденсат поступает во входной сепаратор 1, где происходит частичная дегазация. Жидкая фаза нестабильного газового конденсата из сепаратора 1 подогревается в теплообменниках 2 и поступает в секцию питания ректификационной колонны 3. С верха ректификационной колонны 3 выходит газ деэтанализации, состоящий, в основном, из метана и этана. Из куба колонны 3 выходит поток деэтанализованного конденсата, который проходит теплообменники, нагревая частично дегазированный конденсат, а затем через аппараты воздушного охлаждения выводится с установки.

При разработке технологии стабилизации газового конденсата могут использоваться полные ректификационные колонны, а также колонны отгонного и укрепляющего типов и с боковыми отводами потоков пропана, бутанов или пропан-бутановой фракции.

Процесс стабилизации в ректификационных колоннах имеет следующие достоинства по сравнению со ступенчатым выветриванием:

- стабильный конденсат имеет низкое давление насыщенных паров, что снижает его потери при хранении и транспортировании;
- возможность производства сжиженных газов, отвечающих требованиям отраслевого стандарта.

На современных установках стабилизации газового конденсата обычно применяют комбинирование процессов дегазации и ректификации, что позволяет повысить технологическую гибкость процесса и уменьшить энергозатраты.

Полная стабилизация газовых конденсатов предполагает практически полное ректификационное удаление из них углеводородов до C₄ включительно [29].

1.3 Способы совершенствования методов отбензинивания и стабилизации

Большая часть оборудования установок отбензинивания и стабилизации на газовых промыслах и газоперерабатывающих заводах имеет наработку как правило превышающую нормативные показатели технологического паспорта.

Основными направлениями для совершенствования извлечения тяжелых компонентов являются: замена вспомогательного оборудования на более эффективное; модернизация внутренних устройств аппаратов.

Повышение степени отбензинивания компрессионного метода достигают за счет модернизация неудовлетворительно работающего компрессорного оборудования. Одним из примеров усовершенствования является замена проточной части центробежных нагнетателей. При этом сохраняется корпус с

присоединенными газотрубопроводами, а также узлы подшипников и уплотнений. Другим примером является переоснащение компрессоров более совершенными уплотнениями взамен старых.

Основным направлением в области повышения степени извлечения жидких углеводородов низкотемпературной сепарации, конденсации, ректификации и абсорбции является модернизация внутренних устройств в корпусе существующих низкотемпературных сепараторов, а также замена тарелок колонн на более совершенные. Например, замещение стандартного сетчатого отбойника на тарелки с контактными элементами или смена существующего узла входа на более совершенный

Совершенствование извлечения тяжелых компонентов методом адсорбции достигают за счет применения наиболее перспективных типов адсорбентов. Например, микропористые углеродные нанотрубки, концентрирующие в своем объеме углеводородные газы. Адсорбированные компоненты удаляют с помощью повышенных температур. Преимуществом такого адсорбента является его гидрофобность, что позволяет снизить требования к чистоте газа, поступающего на установку, и как следствие снизить стоимость готовой продукции.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика сырья и продуктов

Сырьем для установки выделения этана и ШЛФУ является осушенный и очищенный от механических примесей сырьевой природный газ, соответствующий СТО 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [3]. Показатели качества сырьевого газа представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – 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:

- газ горючий природный (товарный газ);
- товарная этановая фракция;
- широкая фракция легких углеводородов;

Газ горючий природный выводится с установки и направляется на дожимную компрессорную станцию метановой фракции (ДКС), где происходит его сжатие до необходимого давления. Далее газ выводится в магистральный газопровод как товарный продукт. Газ горючий природный должен соответствовать

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	45	103
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

требованиям ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» [29]. Показатели качества газа горючего природного представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – 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	

Этановая фракция выводится с установки как товарный продукт и направляется на дальнейшую переработку, либо подается в коллектор товарного газа. Фракция этана используется в качестве сырья в газо- и нефтехимии, из которого получают этилен, в промышленности используемый для производства полиэтилена разной плотности, ацетальдегида, высших жирных спиртов, каучуков и т.д. Товарная этановая фракция должны соответствовать требованиям ТУ 0272-155-31323949-2014 «Фракция этановая, поставляемая на экспорт» [30]. Показатели качества этановой фракции представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – 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, ppb, не более	5	5	5	

Широкая фракция легких углеводородов выводится с установки как полупродукт, который далее направляется на очистку от сероводорода, меркаптанов и метанольной воды. Затем очищенная ШФЛУ подается на газодифракционное разделение с целью выделения пропановой, бутановой и пентан гексановой фракции (ПГФ) как товарных продуктов. Широкая фракция легких углеводородов должна соответствовать требованиям ТУ 38.101524-2015 «Фракция широкая легких углеводородов» [31]. Показатели качества этановой фракции представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Показатели качества широкой фракции легких углеводородов

Наименование продукции	Характеристика качества		Основная область применения
	Наименование показателя	Значение по НД	
Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	Марка фракции	А	Б
	Компонентный состав, % вес.		
	Содержание метана и этана в сумме, не более	3,0	5,0
	Содержание пропана, не менее не более	15,0 –	– 30,0

Наименование продукции	Характеристика качества		Основная область применения
	Наименование показателя	Значение по НД	
	Содержание уг-дов C ₄ и C ₅ в сумме, не менее	45,0	40,0
	Содержание уг-дов 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 выделения жидких углеводородов из природного газа представлена на рисунке 11.

Осушенный и оцenenный сырьевой газ поступает на границу установки под давлением 6,9 МПа и температурой 15 °С.

Газ с границы установки подается в первый криогенный пластинчато-ребристый теплообменник Т-1, где охлаждается до температуры минус 15 °С – 35 °С путем теплообмена с холодной товарной метановой фракцией. Затем предварительно охлажденной сырьевой газ из теплообменника Т-1 направляется во входной сепаратор С-1 турбодетандера ТД-1 для удаления образовавшегося углеводородного конденсата.

Сконденсировавшиеся углеводороды выводятся из входного сепаратора С-1 в выходной сепаратор С-2 турбодетандера ТД-1.

Газ из входного сепаратора С-1 после отделения жидкой фазы направляется в турбодетандер ДТ-1, где он расширяется до давления 4,39 МПа и охлаждается до температуры минус 48 °С. Частично сконденсированный сырьевой газ из турбодетандера ТД-1 смешивается с жидкой фазой из входного сепаратора С-1 и затем при температуре около минус 48 °С направляется в выходной сепаратор С-2 турбодетандера ТД-1, в котором происходит разделение жидкости и газа. Углеводородный конденсат из выходного сепаратора С-2 направляется на нижнюю секцию колонны дeметанизатора К-1 в качестве питания с

температурой минус 55 °С и давлением 3,7-3,8 МПа.

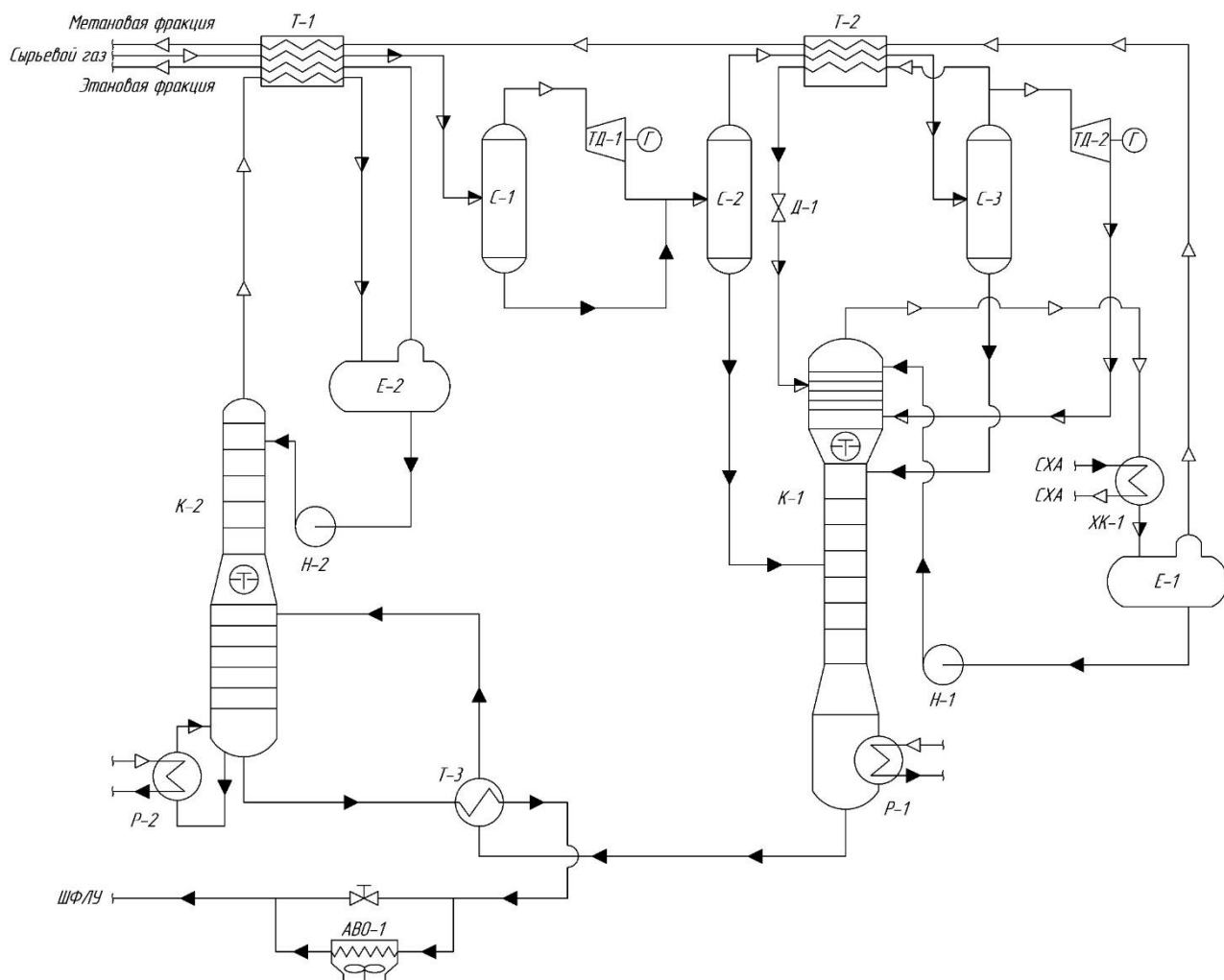


Рисунок 11 – Установка выделения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата:

Т-1,2 – криогенный теплообменник; С-1 – входной сепаратор ТД-1; С-2 – выходной сепаратор ТД-1; С-3 – входной сепаратор ТД-2; ТД-1,2 – турбодетандер; Д-1 – дроссель; Г – генератор; К-1 – колонна деметанизации; К-2 – колонна деэтанзации; ХК-1 – холодильник конденсатор; Е-1 – емкость для метанового дистиллята, Е-2 – емкость для этанового дистиллята; Т-3 – рекуперативный теплообменник; АВО-1 – аппарат воздушного охлаждения; Н-1 – насос метанового дистиллята; Н-2 – насос этанового дистиллята; Р-1 – ребойлер куба деметанизатора; Р-2 – ребойлер куба деэтанизатора

Газовая фаза из выходного сепаратора С-2 турбодетандера ТД-1 направляется во второй криогенный пластинчато-ребристый теплообменник Т-2 для

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

дальнейшего охлаждения путем теплообмена с холодной товарной метановой фракцией.

Частично сконденсированный сырьевой газ из теплообменника Т-2 с температурой минус 67 °С и давлением 4,3 МПа направляется в входной сепаратор С-3 турбодетандера ТД-2, в котором происходит разделение жидкости и газа. Сконденсировавшейся углеводородный конденсат из входного сепаратора С-3 подается в верхнюю секцию деметанизатора К-1 с температурой минус 77 °С в качестве питания.

Газовая фаза из входного сепаратора С-3 разделяется на два потока и направляется:

- на турбодетандер ТД-2;
- во второй криогенный пластинчато-ребристый теплообменник Т-2.

Охлажденный сырьевой газ с температурой не менее минус 87 °С подается в турбодетандер ДТ-2, где происходит расширение до рабочего давления деметанизатора 2,9 МПа, после чего он поступает в верхнюю секцию деметанизатора К-1 при температуре минус 90 °С.

Другой поток охлажденного сырьевого газа подается во второй криогенный пластинчато-ребристый теплообменник Т-2, где конденсируется и подвергается дальнейшему переохлаждению от температуры минус 77 °С до минус 106 °С путем теплообмена с холодной товарной метановой фракцией. Переохлажденная жидкостная смесь из теплообменника Т-2 направляется на дроссель Д-1, где расширяясь до рабочего давления деметанизатора 2,9 МПа частично испаряется, а затем поступает в верхнюю секцию колонны К-1 в качестве сырьевого орошения.

Деметанизатор К-1 служит для выделения метана и более легких компонентов с верха колонны и фракции С₂ с низа колонны. Подвод тепла в колонну К-1 осуществляется за счет подачи пара низкого давления в встроенный ребойлер. Верхний продукт деметанизатора К-1 выходит из колонны при температуре минус 98 °С под давлением 2,9 МПа, проходит холодильник конденсатор ХК-1 переохлаждаясь до температуры минус 106 °С и поступает в рефлюк-

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

сную емкость Е-1. Сжиженный метан насосом Н-1 подается на орошение дедметанизатора К-1 в верхнюю секцию. Газообразный метан из рефлюксной емкости Е-1 проходит два пластинчато-ребристых теплообменника Т-1 и Т-2, где нагревается до 6 °С обеспечивая охлаждение сырьевого газа. После подогрева метановая фракция как товарный газ подается в газопровод под давлением 1,8 МПа.

Кубовый продукт дедметанизатора жидкие углеводороды C_{2+} при температуре около 20 °С направляется в дедтанализатор К-2, через рекуперативный теплообменник Т-3.

В рекуперативном теплообменнике Т-3 питание дедтанализатора, поступающее по межтрубному пространству, подогревается выходящим из дедтанализатора жидким кубовым продуктом фракции C_{3+} по трубному пространству, до температуры 24 °С при давлении 2,1 МПа. Жидкий кубовый поток отбирается из куба колонны, нагревается до температуры не более 90 °С, частично испаряется с использованием пара низкого давления в трубном пространстве и в качестве теплового рецикла возвращается обратно в колонну.

Жидкая фаза из куба колонны выводятся в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-3, в котором она охлаждается входящим потоком сырья до температуры 35 °С. При необходимости в дополнительном охлаждении, кубовый поток направляется в аппарат воздушного охлаждения АВО-1.

Газообразный этан с верха колонный К-2 с температурой не более 10 °С и давлением 2,4 МПа подается в криогенный пластинчато-ребристый теплообменник Т-1, где охлаждается и частично конденсируется при температуре минус 48 °С.

Газожидкостная этановая фракция после поступает в рефлюксную емкость Е-2, где происходит разделение жидкой и газовой фаз. Жидкая часть насосом Н-2 подается в колонну в виде орошения. Газообразный этан с верха рефлюксной емкости Е-2 подается в криогенный пластинчато-ребристый теплообменник Т-1, где он нагревается до температуры 14 °С при давлении

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

1,9 МПа, после чего поступает на границу установки. Этановая фракция выводится как товарный продукт на дальнейшую переработку.

2.3 Характеристика оборудования установки

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

Охлаждение сырьевого газа происходит в двух криогенных пластинчато-ребристых теплообменниках. Использование многопоточных аппаратов позволяет обеспечить теплообмен при противотоке нескольких потоков и достичь необходимой степени конденсации. В качестве горячего потока выступает сырьевой газ, подаваемый на границу установки, а холодными потоками служат товарные фракции метана с деметанизатора и этана с деэтанизатора. Необходимость в двух последовательно расположенных теплообменниках обусловлена распределением тепловой нагрузки и постепенным охлаждением сырьевого газа [32].

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

Для эффективного охлаждения сырьевого газа за счет снижения давления, а также выработки электроэнергии применяются турбодетандеры.

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 деэтанизации обеспечивает путем ректификации получение этана из смеси фракции C_{2+} и фракции C_{3+} из куба деметанизатор. Деэтанизатор

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

представляет собой ректификационную колонну с внутрикорпусными устройствами – тарелками.

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

В рефлюксной емкости, оснащенной внутрикорпусными устройствами, происходит разделение жидкости и газа. Жидкость подается обратно в качестве орошения в деэтанизатор центробежным насосом орошения [33].

2.4 Совершенствование установки выделения метана, этана и ШФЛУ

2.4.1 Модернизация низкотемпературных сепараторов

Основным направлением в области повышения эффективности отделения жидкой фазы от газовой в сепараторах является модернизация внутрикорпусных устройств на более совершенные.

С этой целью предлагается:

- заменить существующий узел входа газа в виде коагулятора из сетки на новый для предварительного отделения жидкости, коагуляции мелкодисперсного аэрозоля и тангенциального ввода жидкостного потока в аппарат;
- заменить стандартный сетчатый отбойник на тарелку с центробежными сепарационными элементами и патрубком для отвода жидкой фазы;
- на расстоянии 600 мм ниже сепарационной тарелки установить ситчатую тарелку с патрубком для отвода конденсата;
- над уровнем жидкой фазы установить защитный лист для исключения вторичного уноса, представляющий собой усеченный конус с осевым отверстием; вершина конуса, с центральным отверстием, направлена в сторону нижнего днища;
- с помощью накладных колец исключить зазоры между корпусом и входным патрубком газа.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Принцип работы следующий. Газ вместе с укрупненными каплями жидкости поступает в аппарат в тангенциальном направлении. За счет вращения часть капель жидкости отбрасывается к стенкам аппарата, откуда стекает в сборник жидкости. Газожидкостный поток с меньшим содержанием жидкости, поступает на ситчатую тарелку, где 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.

Внедрение новых внутрикорпусных устройств в низкотемпературные сепараторы позволяет достичь следующих результатов [34]:

- увеличить максимальную производительность сепаратора по газу за счет предварительного съема жидкости, укрупнения мелких капель и тангенциального ввода сырья;
- уменьшить количество уносимой газом жидкости в фильтрующую секцию за счет установки защитного листа;
- снизить гидравлическое сопротивление в фильтрующей секции, а также уменьшить склонность к гидратообразованию в центробежных сепарационных элементах.

2.4.2 Модернизация аппаратов воздушного охлаждения

Одним из методов модернизации аппаратов воздушного охлаждения является установка обратных клапанов и фильтрующего полотна между опорами и вентиляторами для нагнетаемого воздушного потока.

Принцип работы заключается в следующем. 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.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Внедрение клапанов и фильтров позволяет достичь следующих результатов [35]:

- увеличить избыточное давление в нижней секции аппарата воздушного охлаждения, способствующее интенсификации движения масс воздуха вверх через теплообменные трубки;
- уменьшить загрязнения теплообменных труб за счет предварительной фильтрации потока от механических, органических и неорганических примесей на фильтрующих полотнах;
- снизить температуры между опорами и вентиляторами за счет обратных клапанов отражающих солнечную радиацию;
- увеличить межремонтный и обслуживающий период.

Другим методом модернизации является установка автоматической системы управления электроприводом аппарата воздушного охлаждения [36].

Принцип работы следующий. При необходимости изменения температуры газа после аппарата воздушного охлаждения частотный преобразователь автоматически на основе данных датчиков температуры задает необходимую частоту вращения вентилятора, тем самым регулируя расход воздуха.

Внедрение автоматической системы управления позволяет достичь следующих результатов [37]:

- уменьшить энергопотребления привода АВО;
- уменьшить механический износ и увеличить межремонтный период;
- уменьшить количество выполняемых технологическим персоналом функций за счет автоматизации процесса.

2.4.3 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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

контактирование жидкой и газовой фаз в ректификационной колонне. Коэффициент полезного действия таких тарелок равен $\sim 0,85$.

Изображение двухпоточной тарелки (вид сверху и сбоку) представлено на рисунке 12.

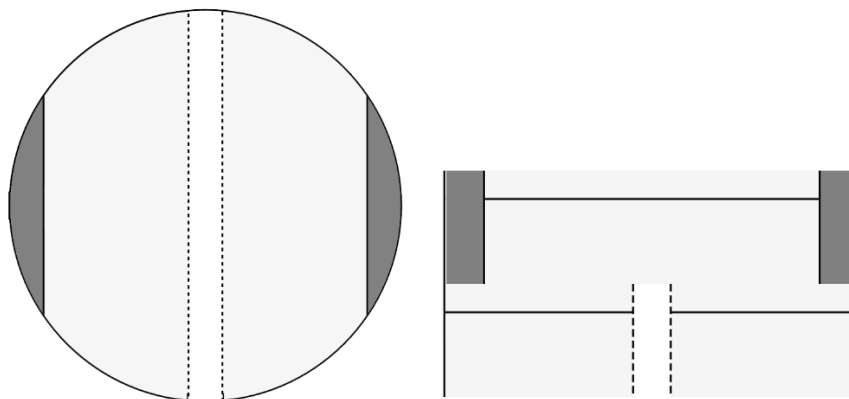


Рисунок 12 – Изображение двухпоточной тарелки (вид сверху и сбоку)

Изображение контактного устройства тарелки представлено на рисунке 13.

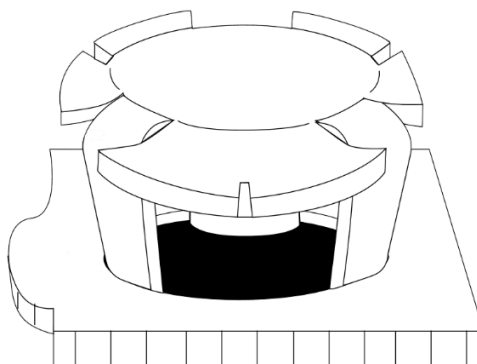


Рисунок 13 – Клапан типа А тарелки Flexitray

Принцип действия клапанных тарелок состоит в том, что 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 постоянной скорость газа и гидравлическое сопротивление тарелки в целом [38].

Достоинства клапанных тарелок [39]:

– 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.

Недостатки [39]:

- повышенное гидравлическое сопротивление, вызванное весом клапана;
- высокая стоимость изготовления, обусловленная усложненной конструкцией тарелки.

2.5 Расчет установки выделения метана, этана и ШФЛУ из природного газа и газового конденсата

2.5.1 Моделирование и расчет установки

Моделирование процесса, а также расчет установки выполнялся с использованием программного обеспечения Aspen HYSYS V10.

Газ, состав которого приведен в таблице 2.5, поступает на границу установки под давлением 6,9 МПа и температурой 15 °С.

Таблица 2.5 – Состав сырьевого газа, поступающего на границу установки

Компонент	Химическая формула	Газ поступающий на ГУ	
		% мол.	% мас.
Водород	H ₂	0,0645	0,0069
Азот	N ₂	5,2944	7,9863
Диоксид углерода	CO ₂	0,2882	0,6832
Метан	CH ₄	85,4372	73,6439
Этан	C ₂ H ₆	5,5914	9,0367
Пропан	C ₃ H ₈	2,5621	6,0732
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,3624	1,1324
и-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,2255	0,7046
н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,0435	0,1687
и-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,0716	0,2777
Гексан	C ₆ H ₁₄	0,0424	0,1964
Гептан	C ₇ H ₁₆	0,0126	0,0679
Октан	C ₈ H ₁₈	0,0025	0,0154
Нонан	C ₉ H ₂₀	0,0006	0,0041
Декан	C ₁₀ H ₂₂	0,0001	0,0008
Метанол	CH ₃ OH	0,001	0,0017
Итого	-	100,0000	100,0000

Производительность установки по сырью составляет 668000 кг/ч.

Полученная схема установки выделения метана, этана и ШФЛУ представлена на рисунке 14.

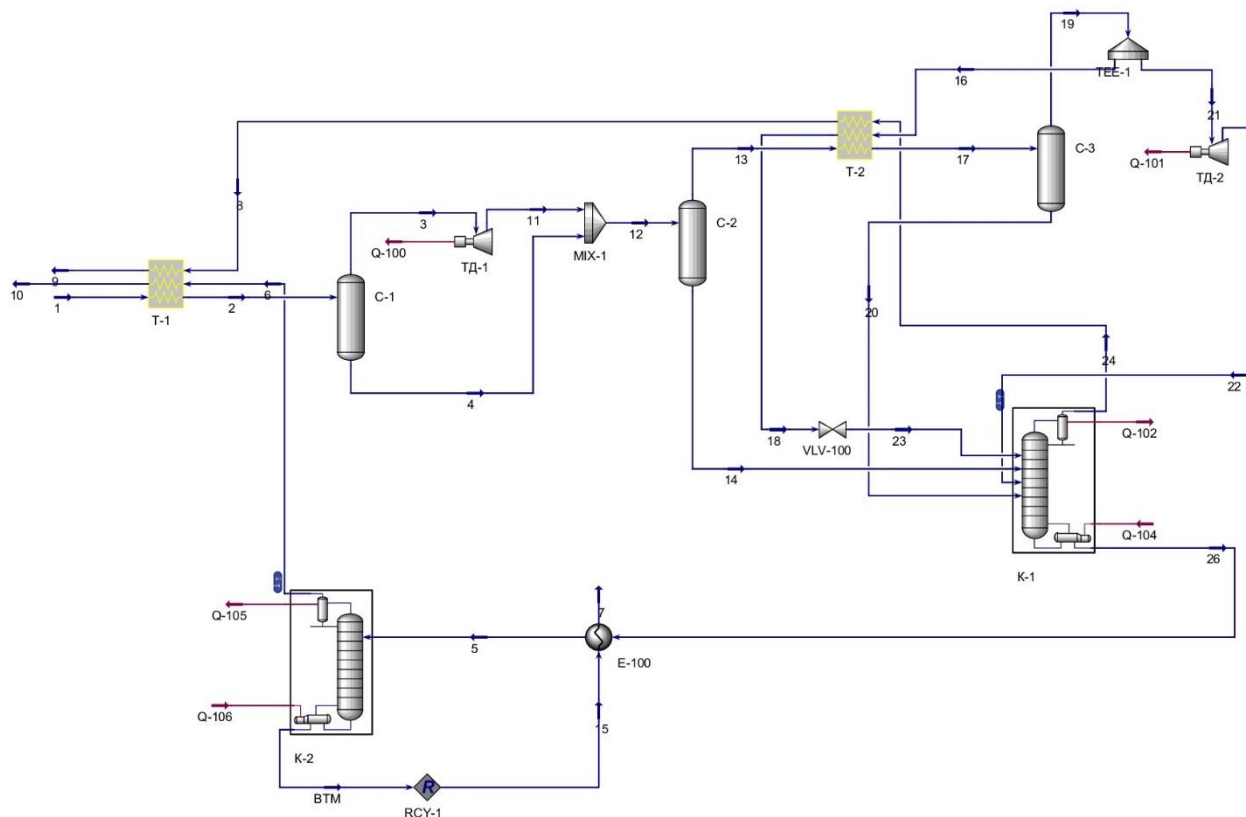


Рисунок 14 – Схема установки выделения метана, этана и ШФЛУ из природного газа и газового конденсата

2.5.2 Материальный баланс установки

Составим материальный баланс установки, на основе смоделированной и рассчитанной установки. Для этого необходимы значения массового расхода по выходящим фракциям метана, этана и ШФЛУ.

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):

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

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

Условие выполняется, следовательно материальный баланс найден правильно.

Пересчитаем выход продуктов в мольных процентах от общей производительности:

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

где G_i - массовый расход фракции.

Материальный баланс смоделированной и рассчитанной установки представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – 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 Расчет основного оборудования

Рассчитаем колонну деметанизации с использованием программного обеспечения Aspen HYSYS V10.

Колонна деметанизации предназначена для первичного разделения компонентов C_{2+} от метана и более легких компонентов.

Зададимся минимальным содержанием метана в верхнем продукте колонны не менее 90 мольных %, а в кубовом не более 0,5 мольных %.

Перед расчетом необходимо задать давление в колонне. Исходя из отечественного и зарубежного опыта примем в верхней части 2,9 МПа, а в нижней 3,0 МПа.

При данных параметрах модель колонны деметанизации имеет характеристики, представленные в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Характеристики модели деметанизатора

Параметр	Значение
Флегмовое число	0,1
Количество теоретических тарелок	48
Температура верха колонны, °С	минус 98,53
Температура куба колонны, °С	17,68

Состав верхнего и кубового продукта колонны деметанизации представлены в таблицах 2.8 и 2.9, соответственно.

Таблица 2.8 – Состав верхнего продукта колонны деметанизации

Компонент	Содержание, % мол.
Водород	0,07
Азот	5,83
Диоксид углерода	0,07
Метан	93,80
Этан	0,23
Итого	100,00

Таблица 2.9 – Состав нижнего продукта колонны деметанизации

Компонент	Содержание, % мол.
Диоксид углерода	2,47
Метанол	0,01
Метан	0,20
Этан	60,17
Пропан	28,64
н-Бутан	4,05
и-Бутан	2,52
н-Пентан	0,49
и-Пентан	0,80
Гексан	0,47
Гептан	0,14
Октан	0,02
Нонан	0,01
Декан	0,01
Итого	100,00

Выполним уточняющий расчет характеристик колонны. Для этого выберем в качестве внутрикорпусных устройств клапанные двухпоточные тарелки Flexitray фирмы Koch-Glitsch.

Определим реальное количество тарелок в колонне, учитывая их КПД, по формуле:

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

где N_T – количество теоретических тарелок;

$\eta = 0,85$ – КПД тарелки.

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

Гидравлический расчет в уточняющей модели показал, что колонна состоит из двух секций и имеет разное расстояние между тарелками в верхней (с 56 по 21) и нижней (с 20 по 1) части. Результаты гидравлического расчета представлены в таблице 2.10 и на рисунке 15.

Таблица 2.10 – Результаты гидравлического расчета

Колонна дегметанизации	Значение
Верхняя секция	
Диаметр, мм	6000
Расстояние между тарелками, мм	750
Нижняя секция	
Диаметр, мм	3600
Расстояние между тарелками, мм	800

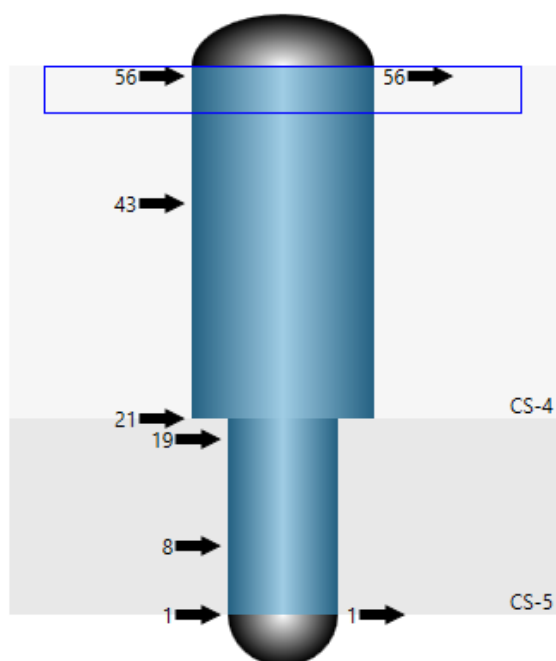


Рисунок 15 – Результаты гидравлического расчета

Определим высоту колонны по формуле:

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

где H_T – высота тарельчатой части колонны, м;

h_B – высота сепарационной части над верхней тарелкой, м;

h_H – расстояние от нижней тарелки до днища, м.

Высоту тарельчатой части колонны определим по формуле:

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

где N_T – реальное число тарелок в колонне;

h – расстояние между тарелками, м.

Поскольку колонна состоит из двух секций формула (5) принимает вид:

$$H_T = (N_{ТВ} - 1) \cdot h_B + (N_{ТН} - 1) \cdot h_H, \quad (6)$$

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

Согласно [40] для колонн диаметром более 2400 мм рекомендуемые значения h_B и h_H составляют 1400 мм и 2500 мм, соответственно.

Высота колонны:

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

Характеристики уточняющего расчета и применяемых контактных устройств представлены в таблицах 2.11 и 2.12, соответственно.

Таблица 2.11 – Характеристики рассчитанной колонны деметанизации

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	0,1
Температура верха колонны, °С	минус 98,53
Температура куба колонны, °С	17,68

Таблица 2.12 – Характеристики применяемых контактных устройств

Параметр	Значение
Верхняя секция	
Диаметр, мм	6000
Количество клапанов	1696
Длина коленного клапана, мм	9,53
Ширина бокового сливного стакана, мм	584
Длина бокового сливного стакана, мм	3600
Ширина центрального сливного стакана, мм	472
Длина центрального сливного стакана, мм	5900
Высота сливной перегородки, мм	63
Нижняя секция	
Диаметр, мм	3600
Количество клапанов	485
Длина коленного клапана, мм	9,53
Ширина бокового сливного стакана, мм	568
Длина бокового сливного стакана, мм	2600
Ширина центрального сливного стакана, мм	574
Длина центрального сливного стакана, мм	3500
Высота сливной перегородки, мм	40

Состав верхнего и нижнего продукта колонны деметанизации до модернизации внутрикорпусных устройств представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Состав верхнего продукта колонны деметанизации со стандартными внутрикорпусными устройствами

Компонент	Содержание, % мол.
Верхний продукт	
Метан	90,20
C ₂₊	3,83
Примеси	5,97
Итого	100,00
Нижний продукт	
Метан	3,80
C ₂₊	93,72
Примеси	2,48
Итого	100,00

Сравнивая данные таблиц 2.8, 2.9 и 2.13 до и после установки новых внутрикорпусных устройств можно сделать вывод, что в результате модернизации увеличилась четкость разделения между верхним и нижним продуктом колонны.

3 МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Исходные данные и выбор материала

Произведем механический расчет деметанизатора.

Поскольку колонна деметанизации имеет разный диаметр в верхней и нижней секции, то для расчета принимаем средний диаметр колонны.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для механического расчета

Параметр	Значение
Внутренний диаметр колонны, мм	4800
Высота тарельчатой части колонны, мм	41500
Рабочее давление, МПа	2,95
Рабочая температура, °С:	
– верхняя секция	минус 98,53
– нижняя секция	17,68
Среда (характер)	C ₁₊ (взрывопожароопасная)
Число тарелок:	
– верхняя секция	36
– нижняя секция	20
Тип тарелок	Клапанные двухпоточные
Район установки	Дальний восток

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

Колонные аппараты, как правило, устанавливаются на открытой площадке, поэтому при подборе материалов необходимо учесть среднюю температуру наиболее холодной пятидневки района установки.

Руководствуясь общими принципами подбора материала по ГОСТ 34347-2017 [41] была выбрана сталь марки 10X17H13M3T. Назначение стали – различные детали и элементы сварных металлоконструкций, работающих при температуре от минус 196 °С до 350 °С.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового кон- денсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	64	103
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

Выбранная сталь имеет следующие механические характеристики:

$$\sigma_T = 196 \text{ МПа}$$

$$\sigma_B = 530 \text{ МПа}$$

3.2 Допускаемое напряжение

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

$$[\sigma] = \eta \cdot \sigma^* , \quad (7)$$

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

σ^* – нормативное допускаемое напряжение.

Нормативное допускаемое напряжение находят по двум формулам и принимают наименьшее значение:

$$\sigma_1^* = \frac{\sigma_B}{n_B} , \quad (8)$$

$$\sigma_2^* = \frac{\sigma_T}{n_T} , \quad (9)$$

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

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

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

Учитывая влияние температуры на механические свойства стали, содержащие не более 0,10 % углерода:

$$\sigma_1^* = 1,2 \cdot 203,84 = 244,61 \text{ МПа}$$

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

Принимаем $\sigma^* = 111,07 \text{ МПа}$

Тогда допускаемое напряжение $[\sigma]$:

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

3.3 Расчет толщины стенки цилиндрической части колонны

Цилиндрическая часть ректификационной колонны представляет собой тонкостенный цилиндр, толщина стенки которого определяется следующей формулой:

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

где P_p – расчётное 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, принимаем $C = 3$ мм.

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

Тогда толщина стенки колонны будет равна:

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

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, $\Delta S = 5$ мм.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

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

3.4 Расчет толщины стенки днищ

Толщину стенки днищ определяют по формуле:

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

Для стандартных днищ с $R = D_B$ толщина стенки днищ близка к толщине стенки цилиндрической обечайки.

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

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 [40].

Общая высота нижнего днища:

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

Высота верхнего днища:

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

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

Напряжение в нижней части колонны определяется по формуле:

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

где P_r – давление в нижней части аппарата при гидравлическом испытании, МПа;

S – расчётная толщина стенки цилиндрической части, м;

Давление в нижней части аппарата при гидравлическом испытании 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, давление в нижней части аппарата при гидравлическом испытании:

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

Напряжение в нижней части стенки аппарата:

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

Условие 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 $S = 84$ мм обеспечивает прочность обечайки при гидравлическом испытании.

Напряжение в нижнем днище по формуле:

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

где S – расчётная толщина нижнего днища, м;

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

$\sigma < 0,9 \cdot \sigma_{\text{T}}$, следовательно, прочность днища обеспечена при гидравлическом испытании.

3.6 Расчет колонны на действие ветровых сил

3.6.1 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 $H_{\text{оп}} = 2000$ мм.

Руководствуясь общими принципами подбора материала выбрана 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. Примем ее равной 84 мм.

Размеры фундаментного кольца определяются по формуле:

$$D_1 = (0,9 \div 0,96)D_{\text{н}} , \quad (18)$$

$$D_2 = (1,08 \div 1,18)D_{\text{н}} , \quad (19)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр аппарата.

Наружный диаметр аппарата находим по формуле:

$$D_{\text{н}} = D_{\text{в}} + S \cdot 2 , \quad (20)$$

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

Следовательно:

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

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

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:

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

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

Общую высоту аппарата находим по формуле:

$$H_1 = H_{\text{ц}} + H_{\text{оп}} + H_{\text{в.д.}} + h, \quad (21)$$

где $H_{\text{т}}$ – высота тарельчатой части корпуса, мм;

$H_{\text{оп}}$ – высота опорной обечайки, мм;

$H_{\text{в.д.}}$ – высота верхнего днища, включая толщину стенки, мм;

h – расстояние от кольцевого шва днища до линии приварки опоры к аппарату (45 мм, 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 [40] принимаем число фундаментных болтов 14, а их диаметр 36 мм.

Количество опорных лап равно числу фундаментных болтов.

3.6.2 Ветровая нагрузка и проверка прочности фундамента

Колонну по высоте условно разбиваем на произвольные участки.

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

Расстояния до центров участков от уровня земли:

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

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

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

Расчётную ветровую нагрузку P_i на каждый участок определяем 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 увлечения скоростного напора, учитывающий динамическое воздействие поров ветра;

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

D_i – наружный диаметр участка с учетом изоляции;

h_i – его высота участка.

Нормативный скоростной напор ветра определяют 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, для Дальнего востока равен 450 Па;

$Q_i = (h_i/10)^{0,16}$ – коэффициент, учитывающий возрастные скоростного напора с увеличением высоты h_i над поверхностью земли [40].

Значения $Q_1 = 1$; $Q_2 = 1,5$; $Q_3 = 1,75$ соответственно для $x_1 = 7,5$ м;

$x_2 = 22,5$ м; $x_3 = 37,5$ м

Тогда нормативный скоростной напор равен:

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

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

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

Коэффициент увеличения скоростного напора определяем по формуле:

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

где ξ – коэффициент динамичности;

m_i – коэффициент пульсации скоростного напора ветра, которые на высоте x_i от уровня земли.

Коэффициенты пульсации скоростного напора ветра при высоте x_1 [40]:

$$m_1 = 0,35$$

Коэффициенты пульсации скоростного напора ветра при высоте x_2, x_3 [40]:

$$m_2 = m_3 = 0,32$$

Периода собственных колебаний аппарата (в сек.):

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

где H – полная высота аппарата с опорой (при наличии постаменты – включая его высоту), 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, $(\text{МН м})^{-4}$.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Максимальный вес аппарата находим по формуле:

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

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_B – 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 определяется умножением его объема на удельный вес материала:

Вес цилиндрической части аппарата определим по формуле:

$$Q_{Ц} = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_B^2) \cdot H_{Ц} \cdot \rho \cdot g , \quad (28)$$

где D_H – наружный диаметр аппарата, м;

D_B – внутренний диаметр аппарата, м;

H_T – высота тарельчатой части аппарата, м;

ρ – плотность стали.

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

Объем металла выпуклой части днища найдем по формуле:

$$V = \frac{\pi}{6} (D_H^2 \cdot H_H - D_B^2 \cdot H_B), \quad (29)$$

где H_H, H_B – соответственно высота выпуклой части днища с учетом толщины стенки и без ее учета.

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

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

Вес днищ определим по формуле:

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

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

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

Вес обечайки опоры найдем по формуле:

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

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

Вес фундаментного кольца определим по формуле:

$$Q_{ФК} = \frac{\pi}{4} (D_{ФК.Н}^2 - D_{ФК.В}^2) \cdot H_{ФК} \cdot \rho \cdot g, \quad (32)$$

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

Вес опорных лап найдем по формуле:

Примерный вес одной опорной лапы равен 116,00 Н.

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

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

Вес люков-лазов определим по формуле:

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

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 3.2.

Таблица 3.2 – 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 С ₂₊ , 500 мм	952	1

Суммарный вес штуцеров:

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

Таким образом, минимальный вес аппарата Q₁ равен:

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

Применяемые тарелки, их диаметр, вес и количество представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Применяемые тарелки, их диаметр, вес и количество

Тип тарелки	Диаметр, мм	Вес, Н	Кол.
Верхняя секция			
Клапанная двухпоточная	6000	8500	36
Нижняя секция			
Клапанная двухпоточная	3600	5700	20

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:

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

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

Вес теплоизоляции аппарата определим по формуле:

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

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

Вес воды в аппарате во время гидравлических испытаний найдем по формуле:

$$Q_{\text{в}} = \left(\frac{\pi \cdot D_{\text{в}}^2}{4} \cdot H'_{\text{ц}} + V_{\text{дн1}} + V_{\text{дн2}} \right) \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g, \quad (37)$$

где $H'_{\text{ц}} = H_{\text{ц}} + 2 \cdot h$;

$V_{\text{дн}} = \frac{\pi}{24} \cdot D_{\text{в}}^3$ – внутренняя емкость выпуклой части эллиптического днища, м³;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³.

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

$$V_{\text{дн1}} = \frac{3,14}{24} \cdot 6,0^3 = 28,26 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{дн2}} = \frac{3,14}{24} \cdot 3,6^3 = 6,10 \text{ м}^3$$

Тогда:

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Максимальный вес аппарата равен:

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

Экваториальный момент инерции поперечного сечения стенки корпуса колонны относительно центральной оси определяем по формуле:

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (D_H^4 - D_B^4), \quad (38)$$

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

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

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

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

$$J_\varphi = 0,065 \cdot D_2^4, \quad (40)$$

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

Принимаем $C_\varphi = 100 \text{ МН/м}^4$, тогда:

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

Модуль продольной упругости, легированной стали 10X17H13M3T:

$$E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Период собственных колебаний аппарата равен:

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

Коэффициент динамичности $\xi = 1$.

Коэффициенты увеличения скоростного напора:

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

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

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.

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

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

Ветровые нагрузки, действующие на аппарат равны:

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

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

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

Изгибающий момент от напора ветра в любом расчетном сечении вычисляем 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 находим 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;

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

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

Изгибающий момент в расчетном сечении от ветрового напора на одну площадку определяем 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.

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 3.4.

Таблица 3.4 – 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 площадки обслуживания представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Изгибающие моменты на площадки 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

№	M'_{Bi} , Н·м	№	M'_{Bi} , Н·м
5	33328,97	12	109496,80
6	43194,34	13	119299,30
7	50733,50	14	126706,60

Сумма всех изгибающих моментов на площадки обслуживания:

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

Суммарный изгибающий момент от ветра на колонну:

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

Проверка прочности фундамента.

Максимальное напряжение на опорной поверхности фундаментного кольца определяем 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 фунда. кольца, м^3 .

Опорная площадь фундаментного кольца:

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

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

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:

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

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

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.

3.6.3 Определение толщины фундаментного кольца и расчет на устойчивость

Усилия, вызвавшие напряжения σ_2 , изгибают выступающие части фундаментного кольца. Из условий прочного сопротивления изгибу определяем 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;
 $[\sigma] = 99,96$ МПа – напряжения в кольце.

Ширина выступающей части фундаментного кольца:

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

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

$$b = \frac{5,57 - 5,138}{2} = 0,216 \text{ м}$$

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 $0,42 \cdot D_n$.

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

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:

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

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

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 определяем внутренний диаметр резьбы фундаментного болта:

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

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

$C = 0,003 \text{ м}$ – прибавка на атмосферную коррозию.

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

4.1 Характеристика опасностей производства

Эксплуатация установки связана с обращением значительных количеств горючих и сжиженных газов, легковоспламеняющихся жидкостей.

В соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [43] обращающиеся вещества по степени воздействия на организм относятся к веществам 1, 2, 3, 4 классов опасности.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [44] основные опасности производства, обусловлены особенностями технологического процесса или выполнения отдельных производственных операций, особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации, вызванные нарушениями правил безопасности работниками.

Факторы производственной среды делятся на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего при определённых условиях может привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию или снижению работоспособности. Определенные условия – это интенсивность, длительность, тяжесть, напряженность и другие неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту заболеваний, привести к нарушению здоровья следующих поколений. Основные опасные и вредны производственные факторы можно разделить на

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	<i>83</i>	<i>103</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

четыре группы: физические, химические, биологические и психофизические (социальные).

К основным физическим факторам относятся:

- возможность загорания горючих газов и паров ЛВЖ при аварийной разгерметизации оборудования и трубопроводов;
- возможность загорания и взрыва горючих газов и паров ЛВЖ внутри оборудования при грубых нарушениях норм технологического режима;
- способность обращающихся продуктов накапливать статическое электричество, что может, в свою очередь, привести к воспламенению и взрыву как внутри оборудования, так и на открытых пространствах;
- возможность воздействия на обслуживающий персонал токсичных веществ, при аварийной утечке из оборудования;
- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- повышенная и пониженная температура поверхностей оборудования, нефтепродуктов;
- наличие и применение пара;
- повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- наличие электрооборудования, работающего под высоким напряжением;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- наличие колодцев, приямков, опорных обечаек колонн, емкостей с возможностью образования в них высокой степени загазованности.

Химические факторы – наличие в жидких и газообразных рабочих средах токсических, раздражающих, канцерогенных и других вредных веществ.

Биологические факторы – микроорганизмы (бактерии, вирусы и т.д.) и микроорганизмы, воздействие которых может привести к травмам и заболеваниям.

К психофизиологическим относят:

- физические перегрузки (статические и динамические);

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

– нервнопсихические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение органов слуха, зрения и др.).

При нарушениях технологического режима, несоблюдении правил промышленной безопасности, а также при авариях возможно:

– возникновение пожара и взрыва при сбросе сред в результате разгерметизации фланцевых соединений, торцевых узлов насосов и запорной арматуры;

– возникновение пожара и взрыва при работе в загазованной зоне искроопасным инструментом;

– отравление работающих в случае утечки через неплотности фланцевых соединений, нарушении правил промышленной безопасности при проведении газоопасных работ;

– термические ожоги;

– поражение работающих электрическим током в случае выхода из строя заземления токоведущих частей, пробоя изоляции;

– взрыв, воспламенение горючих веществ за счет образования статического электричества при нарушении правил перекачки;

Для всех секций опасными местами являются:

– точки отбора проб для лабораторного анализа;

– колодцы промканализации, где возможно скопление газов и вредных веществ;

– оборудование, вскрытое для ремонта.

При нарушении герметичности трубопроводов и оборудования, попадающие в атмосферу углеводороды образуют паровые облака, которые могут привести к трем типам аварий:

– взрыву газоздушного облака;

– пожару пролива, факельному горению струю;

– выбросу газообразных токсичных веществ и к токсичному действию на персонал установки.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

К основным опасностям производства относятся также непрофессиональные или ошибочные действия обслуживающего персонала.

На установке обращаются вещества, способные образовывать взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом с низким пределом взрываемой. Ряд этих веществ отнесен к вредным, то есть при контакте с организмом человека в случае нарушения требования безопасности они могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека.

Свойства веществ, влияющие на безопасную эксплуатацию производства, определяются в первую очередь физиологическим воздействием на организм человека, а также способностью этих веществ взрываться, гореть, образовывать взрывчатые соединения или инициировать взрывы и пожары.

Физиологическое воздействия на организм человека проявляются в виде острых или хронических отравлений за счет токсичности паров применяемых веществ, либо в виде травм слизистых оболочек и кожных покровов при попадании на незащищённые участки тела.

Вредные вещества могут поступать в организм через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, поврежденную и неповрежденную кожу.

Токсичность веществ и их воздействие на организм человека определяется рядом факторов, из которых основными являются физико-химические свойства веществ, комбинированное их действие, внешние условия, концентрация и продолжительность воздействия.

Рабочие среды, обращающиеся на производстве, по характеру воздействия на организм человека относятся к 4 и 3 классу опасности согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [44] и ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [42]. Вещества 4 класса опасности – предельные углеводороды C₁ – C₉.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

4.2 Меры безопасности при эксплуатации производства

В соответствии с ГОСТ 12.3.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности» [45] безопасность производственного процесса на установке выделения метана, этана и ШФЛУ достигается упреждением опасной аварийной ситуации в течении всего времени функционирования производственного объекта и обеспечивается:

- техническими решениями, принятыми при проектировании, в том числе выбором применяемого производственного оборудования и его рационального размещения на площадке; возможностью локализации опасных и вредных факторов производства; применения системы управления процессом и системы противоаварийной защиты на базе микропроцессорной техники;
- соблюдением норм технологического режима процесса;
- соблюдением требований правил безопасности;
- правильной эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом технических устройств;
- системой подготовки квалифицированных кадров.

4.2.1 Методы по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов

Для снижения общего уровня взрывоопасности и максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывопожароопасных веществ технологические системы установки выделения метана, этана и ШФЛУ разделены на технологические блоки в соответствии с требованиями п. 3.20.3 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [46].

Разделение выполнено при помощи приводной запорной арматуры, которой они могут быть отключены (изолированы) от общей технологической системы, с обеспечением условий безопасного отсечения потоков и исключения гидравлических ударов.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Это обеспечивает безопасный останов установки и оборудования, производимый автоматически или вручную из операторной на основе сигналов, поступающих с СПАЗ.

Основными мерами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию производства, предотвращающими аварии и несчастные случаи являются:

- строгое соблюдение обслуживающим персоналом должностных, производственных инструкций и норм технологического режима;
- поддержание температуры, давления в пределах заданных величин;
- поддержание заданных расходов сырья;
- постоянство и отсутствие резких изменений уровня в емкостном оборудовании.

Для обеспечения нормальной работы установки обслуживающий персонал производства ведет постоянный контроль технологического процесса. Предусмотрены сигнализации и блокировки основных технологических параметров.

Управление технологическим процессом осуществляется с помощью АСУТП, который имеет высокую отказоустойчивость и обеспечивает надежную, эффективную и безопасную эксплуатацию установки.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций предусмотрена СПАЗ, обеспечивающая безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе.

Для обеспечения безопасного ведения процесса и соблюдения охраны труда необходимо выполнение следующих условий:

- выполнение требований регламента, инструкций по рабочим местам, инструкций по охране труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности, инструкций по отдельным видам работ;
- наличие планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, в которых предусматриваются действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а также технические системы и средства используемые при этом;

- допуск к работе только лиц, прошедших профессионально-техническую подготовку по специальности;
- знание персоналом токсичных и взрывопожароопасных свойств, обращающихся в технологическом процессе веществ;
- знание персоналом мест размещения аварийных душей и противопожарных щитов;
- умение персонала оказывать первую доврачебную помощь;
- работа в исправной спецодежде, наличие при себе СИЗ, умение ими пользоваться;
- проведение ремонтных, электро- и газосварочных работы только по специальному разрешению уполномоченных лиц;
- наличие инструкций заводов-изготовителей по безопасной эксплуатации на все виды оборудования;
- содержание средств пожаротушения в исправном состоянии.

Для исключения возможности возникновения взрывов, пожаров, ожогов и отравлений необходимо:

- соблюдение норм технологического режима процессов;
- обеспечение исправного состояния и бесперебойной работы КИП, систем автоматизации, сигнализации и блокировок;
- обеспечение исправного состояние оборудования, запорной арматуры, регулирующих и предохранительных клапанов;
- обеспечение герметичности оборудования;
- постоянное наличие азота для продувок;
- вывод сбросов нейтральных газов и паров от оборудования в безопасное место;
- наличие заземление электрооборудования, аппаратов и трубопроводов;
- обеспечение своевременного проведения предупредительного и планового ремонта оборудования и трубопроводов;

- наличие ограждения движущихся частей оборудования, гарантирующее безопасность обслуживающего персонала;
- при остановке на ремонт отдельных единиц оборудования – отключение его от работающего оборудования и коммуникаций арматурой и заглушками, продувка не менее чем 5-ти кратным объемом азота;
- использование для отбора проб специальных герметичных пробоотборник устройств;
- наличие надлежащей тепловой изоляции аппаратов и трубопроводов для обеспечения безопасности персонала;
- обеспечение персонал спецодеждой и СИЗ;
- проведение регулярного обучения, тестирования и тренировки персонала всех служб по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов в чрезвычайных ситуациях.

4.2.2 Требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов

В соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 № 123-Ф «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» пожарная опасность установки обусловлена наличием [47]:

- горючих веществ и материалов, ГЖ, взрывопожароопасных газов;
- проведение технологических процессов при повышенном давлении, повышенных и пониженных температурах, влияющих на область воспламенения веществ, материалов, жидкостей и газов;
- использование большого количества электрооборудования, в том числе находящегося под высоким напряжением создающего угрозу возникновения источника воспламенения;
- проведение работ повышенной опасности, в том числе работ с использованием открытого огня, искрообразованием и использованием электроинструмента со степенью защиты ниже требуемой.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

Основными причинами образования взрывоопасных смесей с воздухом являются утечки газообразных и сжиженных углеводородов из-за некачественного монтажа технологического оборудования, утечка продукта в результате прорыва прокладок и сальников, нарушения технологического режима. Возможными источниками зажигания могут быть – неисправность электрооборудования, самовозгорание веществ и материалов, электрогазосварочные работы, искры от использования инструментов, заряды статического и электричества и др. Совокупность указанных факторов может привести к пожару.

Обслуживающий персонал должен, допускаемый на территорию установки, обязан знать и соблюдать установленные правила пожарной безопасности, не допускать действий, которые могут привести к пожару, сообщать непосредственному руководителю, а также работникам пожарной охраны об обнаруженных им нарушениях требований пожарной безопасности.

Работники обязаны:

- знать и соблюдать требования правил и инструкций о мерах пожарной безопасности, а также соблюдать и поддерживать установленный противопожарный режим;
- иметь спецобувь и спецодежду из антистатичной и огнестойкой ткани, предназначенных для использования на взрывопожарных объектах. Персонал с неисправным СИЗ к работе не допускается;
- уметь пользоваться средствами пожаротушения и знать места их расположения;
- в случае обнаружения пожара немедленно сообщить о нем в пожарную охрану;
- в случае угрозы для жизни людей по возможности организовать их спасение, используя все имеющиеся силы и средства; прекратить все работы, не связанные с мероприятиями по ликвидации пожара, при необходимости вызвать медицинскую службу;

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

– организовать отключение электроэнергии (кроме аварийного и эвакуационного), остановку технологических аппаратов, агрегатов, коммуникаций, систем вентиляции и реализовать иные мероприятия, способствующие предотвращению распространения пожара;

– принять возможные меры к эвакуации имущества, приступить к тушению пожара имеющимися на объекте, участке или рабочем месте средствами пожаротушения (огнетушитель, огнеупорное полотно, внутренний пожарный кран и др.), принять меры по вызову к месту пожара непосредственного руководителя объекта или другого должностного лица.

Установка выделения метана, этана и ШФЛУ имеет в своем составе технологические блоки I категории взрывобезопасности.

В соответствии с требованиями п. 3.20.3 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [46] и на основании поблочных характеристик опасности, полученных в результате обследования и анализа состояния безопасной эксплуатации – оборудование установки разделено на 4 блока.

Основные критерии секционирования установки:

– максимальное разобщение энергозапасов, связанных с обращением опасных веществ на установке;

– минимально возможный относительный энергетический потенциал входящих в установку технологических блоков;

– разделение отдельных технологических операций на ряд процессов (стадий), позволяющих снизить уровень их взрывоопасности;

– возможность аварийного отключения любого технологического блока без опасности распространения аварии на смежные технологические блоки;

– наличие на границах блоков отсекаелей с автоматически-управляемыми приводами с минимальным регламентированным временем срабатывания, установленных на трубопроводах как по прямым, так и по обратным потокам материальных сред.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Процессы, имеющие в своем составе технологические блоки I категории взрывоопасности, оснащены автоматическими системами управления на базе электронных средств контроля и автоматики, которые обеспечивают:

- постоянный контроль параметров процесса и управления режимом;
- регистрацию срабатывания и контроль работоспособности средств ПАЗ;
- постоянный контроль состояния воздушной среды в пределах объекта;
- действие средств управления и ПАЗ, прекращающих развитие опасной ситуации.

Система противоаварийной защиты построена на базе программируемых логических контроллеров, способных функционировать по отказобезопасной структуре и проверенных в соответствии требованиями функциональной безопасности согласно ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью» [48] и ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018 «Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов» [49].

В состав системы СПАЗ входят:

- приборы контроля технологических параметров, загазованности воздушной среды, вибрации динамического оборудования;
- контроллеры с модулями ввода/вывода в шкафах системы ПАЗ в помещениях аппаратных и инженерно-технических помещениях, осуществляющие контроль параметров технологического процесса и перевод в безопасное состояние по заданной программе;
- запорно-регулирующая арматура и отсечные клапаны, исполнительные механизмы (электродвигатели компрессоров, насосов, электроздвижек) с сигналами обратной связи о состоянии механизмов;
- автоматизированные рабочие места в помещениях управления (операторных).

СПАЗ реализует следующие функции:

- сбор информации о состоянии защищаемых технологических объектов;
- формирование на экранах АРМ мнемосхем с отображением наиболее важных параметров;
- дистанционное управление выключателями, исполнительными механизмами и агрегатами;
- противоаварийная защита технологических объектов;
- проверка достоверности входной информации;
- предупредительная и предаварийная сигнализация (звуковая и световая);
- контроль действий оператора;
- диагностика состояние компонентов технических устройств и программного обеспечения;
- регистрация события, действия оператора, предаварийных и предупредительных сигналов;
- регистрация значений параметров;
- предоставление протоколов событий, действий оператора, предаварийных и предупредительных сигналов в виде таблиц;
- защита от несанкционированного доступа.

СПАЗ имеет следующие виды защит с тремя уровнями блокировки:

- аварийная остановка. Срабатывает при обнаружении пожара системой электрической пожарной сигнализации, разгерметизации блока или при активации вручную с пульта управления. При этом уровне автоматически осуществляется аварийное освобождение определенного блока;
- остановка установки. Вызвана срабатыванием от сигналов датчиков утечки газа, высокого давления, низкого давления, высокого уровня, низкого уровня, высокой температуры, низкой температуры, датчиков разгерметизации аппаратов, отключение электроэнергии или активацией вручную с пульта управления, с остановкой определенного блока установки или всей установки;

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

– аварийное освобождение оборудования установки. Обеспечивает изолирование блока или группы блоков установки от остальных частей установки и автоматическое или ручное освобождение установки регулируемым сбросом газа в факельную систему;

– локальная остановка оборудования. Срабатывает для защиты оборудования от разрушения и обеспечения будущей нормальной работы.

4.3. Обеспечение безопасности рабочих

Обеспечение работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты осуществляется в соответствии с «Межотраслевыми правилами обеспечения работников специальной защиты» утвержденными приказом Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н [50].

Для защиты персонала от производственных опасностей используют следующие методы:

- удаление работников на максимально возможное расстояние от источника потенциальной опасности;
- дистанционное управление производственным процессом;
- применение средств коллективной защиты, обеспечивающих защиту всех работников на установке;
- применение СИЗ, обеспечивающих защиту человека, непосредственно выполняющего работу.

На предприятие применяют следующие средства:

- дыхательные аппараты, автономные (SCABA) и неавтономные;
- пожарные одеяла;
- датчики обнаружения пожара и газа (стационарные и переносные);
- лицевые щитки и маски;
- огнезащитные спасательные скафандры;
- пожарные рукава;
- пожарные гидранты и лафетные стволы;
- системы водяного орошения;

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

– системы тушения пожара углекислым газом;
– переносные огнетушители, порошковые и углекислотные. Эти средства могут иметь различные размеры, и они стратегически расположены на территории площадки в зависимости от типов пожара;

– аварийные души и станции для промывания глаз;

Средства индивидуальной защиты работников на предприятии должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [51].

Работники установки должны быть обеспечены, согласно Типовым отраслевым нормам и перечням, а также инструкциям Общества, СИЗ – спецодеждой, спецобувью и другими предохранительными приспособлениями (защитные каски, защитные очки, рукавицы, наушники).

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими СИЗОД.

СИЗ и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР должны подвергаться осмотру и испытанию в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов. Запрещается пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями.

С целью своевременного обнаружения предаварийных ситуаций, связанных с наличием неорганизованных 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Извлечение жидких углеводородов является одним из основных этапов переработки газа, позволяющее выделять ценное сырье газо- и нефтехимии – этановую фракцию и ШФЛУ. А также получать СОГ, используемый в процессах синтез-газа или как энергетическое топливо. Поэтому дальнейшее развитие процесса газоразделения становится актуальным вопросом и зависит от модернизации существующих или разработки новых методов.

В работе произведен подбор и анализ научно-технической документации и литературы для рассмотрения процессов выделения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата.

Изучена технологическая схема установки газоразделения, основанная на методах низкотемпературной сепарации, конденсации и ректификации, включая основное и вспомогательное оборудование. технологические параметры, особенности ведения процесса. Приведены основные возможные методы модернизации процесса.

Выполнен технологический расчет установки разделения и основного оборудования с помощью программного обеспечения Aspen HYSYS V10.0. Произведен механический расчет колонны деметанизации с целью определения основных параметров и проверки на устойчивость.

Охарактеризованы основные опасности производства и меры безопасности при эксплуатации технологического процесса. Рассмотрены методы по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов, и требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов. Также изучены методы по обеспечению безопасности рабочих.

В графической части работы представлен чертеж установки извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Приходько А.Д.</i>				<i>у</i>	97	103
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Чуракаев, А. М. Переработка нефтяных газов: учебник для рабочих / А. М. Чуракаев. – М. : Недра, 1983. – 279 с.

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

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

4 Тараканов, Г. В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие / Г. В. Тараканов, А. К. Мановян; под ред. Г. В. Тараканова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.

5 Савченков, А. Л. Первичная переработка нефти и газа: учеб. пособие / А. Л. Савченков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 128 с.

6 Мельников, В. Б. Сбор и подготовка газа и газового конденсата. Низкотемпературные процессы / В. Б. Мельников, Н. П. Макарова, Е. Б. Федорова. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 323 с.

7 Прокопов, А. В. Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов / А. В. Прокопов, В. А. Истомин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 2(26). – С. 165-173.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Совершенствование технологий извлечения жидких углеводородов из природного газа и газового конденсата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Приходько А.Д.</i>					у	98	103
<i>Провер.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>					<i>АмГУ 818-об гр.</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>							
<i>Утв.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							

8 Акулинин, Е. И. Перспективные технологии и методы создания композиционных сорбционно-активных материалов для циклических адсорбционных процессов / Е. И. Акулинин, Н. Ф. Гладышев, С. И. Дворецкий // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2017. – Т. 23. – № 1. – С. 85-103.

9 Муллахметова, Л. И. Газофракционирование / Л. И. Муллахметова [и др.] // Вестник технологического университета. – 2016. – № 24. – С. 49-55.

10 Прокопов, А. В. Совершенствование технологии промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором : дис. канд. техн. наук : 05.17.07 / А. В. Прокопов ; РХТУ им. Менделеева. – Москва, 2019. – 154 с.

11 Набиев, А. А. Изучение основных факторов, влияющих на процесс НТС / А. А. Набиев, Б. Р. Рахимов, А. А. Адизов // Вопросы науки и образования. – 2017. – № 1. – С. 16-17.

12 Николаев, В. В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / В. В. Николаев, Н. В. Бусыгина, И. Г. Бусыгин. М. : ОАО «Издательство Недр», 1998. – 184 с.

13 Гатиятов, А. Р. Влияние состава газа на степень извлечения углеводородов C_{5+} из сырья установки подготовки газа методом низкотемпературной сепарации : дис. канд. техн. наук : 21.04.01 / А. Р. Гатиятов ; ТПУ. – Томск, 2018. – 102 с.

14 Технология переработки углеводородных газов: учеб. для вузов / В. С. Арутюнов [и др.]. – М. : Издательство Юрайт, 2021. — 723 с.

15 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. – введ. 15-11-2014. – М. : ОАО «ВНИПИгаздобыча», 2004. – 167 с.

16 Ланчаков, Г. А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г. А. Ланчаков, А. Н. Кульков, Г. К. Зиберт. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

17 Малышев, А. И. Разделение попутного нефтяного газа методом низкотемпературной ректификации / А. И. Малышев [и др.] // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – № 6. – С. 113-115.

18 Атабегова, Е. А. Обзор методов низкотемпературной переработки попутных нефтяных газов / Е. А. Атабегова [и др.] // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия Машиностроение. – 2010. – № S1. – С. 230-235.

19 Потехин, В. М. Химия и технология углеводородных газов и газового конденсата / В. М. Потехин. – СПб : ХИМИЗДАТ, 2016. – 560 с.

20 Семенов, А. П. Разработка газогидратного метода разделения компонентов природного и попутного газов: дис. канд. техн. наук : 05.17.07 / А. П. Семенов ; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2009. – 25 с.

21 Дытнерский, Ю. И. Мембранное разделение газов / Ю. И. Дытнерский, В. П. Брыков, Г. Г. Каграманов. – М. : Химия, 1991. – 344 с.

22 Дытнерский, Ю. И. Процессы и аппараты в химической технологии. Массообменные процессы и аппараты / Ю. И. Дытнерский. – М. : Химия, 1995. – 368 с.

23 Мембранные процессы разделения: учеб. пособие / Д. И. Фазылова [и др.]. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2018. – 112 с.

24 Тверской, В. А. Мембранные процессы разделения. Полимерные мембраны: учеб. пособие / В. А. Тверской. – М. : МИТХТ им. М.В.Ломоносова, 2008. – 59 с.

25 Мельников, В. Б. Промысловый сбор и переработка газа и газового конденсата: учебник для вузов / В. Б. Мельников. – М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – 464 с.

26 ГОСТ Р 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки. – введ. 01-11-2013. – М. : Стандартинформ, 2014. – 119 с.

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

27 Бекиров, Т. М. Технология обработки газа и конденсата / Т. М. Бекиров, Г. А. Ланчаков. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 596 с.

28 ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – введ. 01-07-2012. – М. : Стандартинформ, 2019. – 15 с.

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

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

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

32 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.

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

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

35 Авдеев, Р. Г. Повышение энергоэффективности аппаратов воздушного охлаждения нефтегазовой отрасли совершенствованием методов проектирования и изготовления / Р. Г. Авдеев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 4(74). – С. 127-132.

36 Карницкий, В. Ю. Установка частотно-регулируемого привода на АВО газа / В. Ю. Карницкий, А. П. Тулупов // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2017. – № 12-1. – С. 196-198.

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

37 Лялин, В. Е. Автоматическое управление процессом охлаждения природного газа / В. Е. Лялин, А. Н. Краснов // Труды международного симпозиума «Надежность и качество». – 2016. – Т. 2. – С. 171-173.

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

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

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

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

42 ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – введ. 01-01-1977. – М. : Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР ; М. : Стандартиформ, 2007. – 7 с.

43 ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – введ. 01-03-2017. – М. : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Стандартиформ, 2019. – 10 с.

44 ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – введ. 01-01-1989. – М. : Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР ; М.: Стандартиформ, 2008. – 78 с.

45 ГОСТ 12.3.002-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности. – введ. 01-07-

					<i>ВКР.181129.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

2016. – М. : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Стандартиформ, 2019. – 11 с.

46 Приказ Ростехнадзора ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» // Собрание законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.

47 Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» // Собрание законодательства РФ. – 2008. – № 30. – Ст. 3579.

48 ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012. Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования. – введ. 01.08.2013. – М. : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Стандартиформ, 2014. – 53 с.

49 ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018. Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования. – введ. 01.07.2019. – М. : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Стандартиформ, 2018. – 68 с.

50 Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» // Министерство здравоохранения и социального развития Российской Федерации. – 2009. – № 39. – Ст. 16.

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

					ВКР.181129.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103