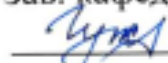


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


Зав. кафедрой

 Ю.А. Гужель  
« 22 » июня 2021 г.


**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Расчет установки сепарации газа


Исполнитель  
студент группы 718-об

 12.06.21 С.Д. Языков  
(подпись, дата)


Руководитель  
доцент, канд. хим. наук

 22.06.21 Ю.А. Гужель  
(подпись, дата)

Консультант по безопасности  
жизнедеятельности  
доцент, канд. техн. наук

 18.06.21 А.В. Козырь  
(подпись, дата)

Нормоконтроль  
проф., док. хим. наук

 23.06.21 Т.А. Родина  
(подпись, дата)

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

Факультет Инженерно-физический  
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Языкова Станислава Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Расчет установки сепарации газа» утверждена Приказом от 23.04.2021 г № 812-уч
2. Срок сдачи студентом законченной работы 29.06.2021 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Рабочие параметры процесса: температура – 30 °С; давление – 7,0 МПа. Производительность – 1 млн т/год. Литературные данные. Технологическая документация, нормативная и иная документация
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам сепарации и инновационным технологиям сепарации природного газа. Характеристика сырья и готовой продукции. Описание технологической схемы установки. Материальный баланс процесса сепарации. Технологический расчет основного и вспомогательного оборудования. Безопасность и экологичность производства
5. Перечень материалов графической части: Технологическая схема установки осушки газа. Основной вид аппарата с необходимыми узлами и разрезами
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А. В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 18.05.2021 г.

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

Задание принял к исполнению 18.05.2021 г. \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 53 с., 4 рисунка, 8 таблиц, 27 источников.

СЕПАРАЦИЯ, ТРЕХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР, МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ФИЛЬТР, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, УСТАНОВКА, ПЛАСТОВЫЙ ГАЗ, КОНДЕНСАТ, ПЛАСТОВАЯ ВОДА.

Цель работы – изучение процесса сепарации природного газа, расчет и обоснованный выбор основного и вспомогательного оборудования установки сепарации.

В ходе работы изучена действующая схема установки сепарации природного газа Астраханского газоперерабатывающего завода, изучено устройство и принцип действия основных аппаратов и оборудования, их назначение и параметры эксплуатации.

Выполнен технологический расчет основного и вспомогательного оборудования.

В графической части работы выполнен чертеж технологической схемы установки сепарации газа.

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>			<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				У	3	53
<i>Консульт.</i>						<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Литературный обзор	7
1.1 Природный газ: свойства, состав, добыча и применение	7
1.2 Промысловая подготовка природного газа	9
1.3 Сепарация природного газа	12
1.4 Низкотемпературная сепарация	14
1.5 Устройство и принцип действия газожидкостных сепараторов	19
1.6 Инновационные технологии сепарации природного газ	22
2 Технологическая часть	25
2.1 Характеристика сырья и готовой продукции	25
2.2 Описание технологической схемы установки	27
2.3 Материальный баланс процесса сепарации	30
2.4 Технологический расчет сепаратора	36
2.5 Расчет фильтра	38
2.6 Расчет буферной емкости	41
2.7 Расчет насоса	42
3 Безопасность и экологичность производства	45
3.1 Основные требования эксплуатации установки сепарации газа	45
3.2 Воздействие от установки сепарации газа на окружающую среду	46
3.3 Воздействие от установки сепарации газа на человека	47
3.4 Должностные инструкции оператора установки сепарации газа	48
Заключение	50
Библиографический список	51

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>			<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				У	4	53
<i>Консульт.</i>						<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В бакалаврской работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

НТС – низкотемпературная сепарация

УНТС – установка низкотемпературной сепарации

ДЭГ – диэтиленгликоль

УСК – установка стабилизации конденсата

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

НТК – низкотемпературная конденсация

УППГ – установка предварительной подготовки газа

УВ – углеводород

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Языков С.Д.</i>				<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>					У	5	53
<i>Консульт.</i>						<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>							
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							

## ВВЕДЕНИЕ

Природный газ представляет из себя смесь углеводородов, базу которых составляет метан ( $\text{CH}_4$ ) – простой углеводород, также в состав входят тяжелые углеводороды – этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) и некоторые неуглеводородные примеси.

Установки сепарации пластового газа предназначены для разделения добываемого на промысле пластового газа высокого давления на газ, газовый конденсат и попутную воду.

Наблюдается постоянное развитие газовой промышленности РФ, обусловленное главным образом вводом новых крупных газовых месторождений. Это предъявляет на современном международном уровне определенные требования к проектированию и модернизации существующих систем сбора и подготовки газа с учетом их долговременной эксплуатации.

Цель работы – изучение процесса сепарации природного газа, расчет и обоснованный выбор основного и вспомогательного оборудования установки сепарации.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1. Изучить технологическую схему установки сепарации газа Астраханского ГПЗ.
2. Составить материальный баланс процесса сепарации.
3. Выполнить расчет оборудования.
4. Изучить вопросы безопасности и экологии на производстве.

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>				<i>У</i>	6	53
<i>Проев.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Природный газ: свойства, состав, добыча и применение

Природный газ вошел в структуру мировой энергетики лишь во второй половине прошлого века и, в отличие от угля и нефти, не в роли основного энергоресурса. Но к концу XX века он стал наиболее динамично развивающимся первичным источником энергии. Уже в 2002 г. природный газ вышел на второе место в мировом энергобалансе, обеспечивая производство четверти первичной энергии на земном шаре и уверенно приближаясь по своему значению к нефти. Широкое применение природного газа в быту и промышленности стало отличительным признаком современной цивилизации. Огромные ресурсы природного газа позволяют рассматривать его в качестве одного из основных первичных источников энергии и химического сырья в XXI веке.

Природный газ играет все более важную роль в мировом энергобалансе. Экологичность, экономичность и технологичность – вот главные свойства газа, благоприятные для потребителя. Самые значительные преимущества природного газа – его экологичность: он дает при сжигании гораздо меньше выбросов по сравнению с другими массовыми энергоносителями, – углем и мазутом. Природный газ обладает экономическими преимуществами, так как имеются его большие запасы, дешевле его добыча. Природный газ более технологичен при использовании, чем другие энергоносители, – аппаратура, применяемая для его сжигания и переработки, менее громоздкая и металлоемкая, но более долговечная [1].

Благодаря этим преимуществам доля природного газа в мировом энергобалансе неуклонно растет. Химический состав природного газа представлен метаном ( $\text{CH}_4$ ) – его содержание достигает 98 %.

Допускается присутствие более тяжелых УВ, к которым относятся:

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>				<i>У</i>	<i>7</i>	<i>53</i>
<i>Пров.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

- бутан ( $C_4H_{10}$ );
- пропан ( $C_3H_8$ );
- этан ( $C_2H_6$ );
- углеводородные вещества: водород ( $H_2$ ), гелий (He), азот ( $N_2$ ).

**Физические свойства вещества:**

- бесцветное, без запаха (в чистом виде);
- плотность –  $0,7 \text{ кг/м}^3$  (в сухом газообразном виде) либо  $400 \text{ кг/м}^3$  (в жидком виде);
- температура возгорания –  $650 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Природный газ, находящийся в виде пластовых залежей в недрах Земли, имеет газовое состояние в виде отдельных скоплений. В нефти или воде пребывает в растворенном состоянии [2].

**Основные способы добычи природного газа:**

1) Бурение. После разведочных работ скважины бурят на глубину, где размещаются пласты полезного ископаемого, а затем укрепляют при помощи обсадных труб и цементирования. Подъем газа на поверхность осуществляется естественным путем: он перемещается к зоне меньшего давления.

2) Метод гидроразрыва. В этом случае бурят скважины, а затем нагнетают в них мощный водный или воздушный поток, который разрушает перегородки в горной породе. В результате газ под действием давления выходит наружу. В некоторых государствах такой способ добычи природного газа запрещен, так как гидроразрыв может стать причиной сейсмической неустойчивости разрушенных пород.

3) Подводная добыча. Если газовые запасы находятся под водой, то для их добычи прибегают к использованию гравитационных платформ с бетонным основанием, которое упирается в дно. Оно содержит колонны, с помощью которых осуществляется бурение. На этих же платформах есть резервуары для временного хранения добытого газа. После завершения работ топливо подают на сушу через трубопровод [3].

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



После добычи газ отправляют на предприятия по очистке и переработке, чтобы избавиться от различных примесей в его составе.

Природный газ используется в следующих отраслях:

– металлургическая промышленность (экономит до 15 % кокса, снижает себестоимость стали и чугуна, повышает производительность труда на 10 % и более);

– электроснабжение (природный газ, используемый на электростанциях, уменьшает затраты на топливо и тем самым снижает себестоимость электроэнергии);

– цементная, текстильная, стекольная, пищевая (газ повышает производительность труда и снижает себестоимость продукции).

На основе газа изготавливают:

– моторное топливо;

– полимеры и каучуки (сырьем для них становятся выделенные из газа легкие углеводороды);

– сложные химические вещества (лаки, краски, изоляционные материалы, формальдегид).

Используемый как топливо, природный газ намного дешевле и безопаснее для экологии, чем нефтепродукты.

Природный газ относится к наиболее чистым веществам по сравнению с остальными видами углеводородного топлива. Его сгорание не сопровождается образованием золы и копоти с последующим выбросом в атмосферу, что характерно для нефтепродуктов.

Но и полностью безопасным для экологии это вещество назвать нельзя. При сгорании природного газа образуется углекислый газ, который в больших объемах вреден и при выбрасывании в атмосферу может стать причиной парникового эффекта и изменения климата [1].

## **1.2 Промысловая подготовка природного газа**

Газовый промысел – технологический комплекс, предназначенный для

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

добычи и сбора газа с площади месторождения, а также обработки газа и нефти с целью подготовки их к дальнейшему транспортированию. Сооружения и коммуникации газового промысла условно разделяют на основные и вспомогательные.

К основным сооружениям относятся эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины, газосборные коллекторы, газовые сборные пункты с технологическим оборудованием промысловой подготовки газа и конденсата компрессорные станции.

Вспомогательные сооружения и коммуникации – объекты энергохозяйства, водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть, автохозяйство, склады и т.д. Количество, характер и мощность промысловых сооружений зависят от геолого-эксплуатационной характеристики месторождения.

Добыча газа на промысле обеспечивается фондом эксплуатационных скважин, и системой размещения которых определяются запасы газа, строением и количеством продуктивных горизонтов, размерами и конфигурацией залежи. На площади месторождения скважины располагаются отдельными объектами или кустами из 2-5 скважин. Особенно эффективно кустовое расположение скважин при разбуривании месторождений в северных районах со сложными климатическими и геокриологическими условиями. Фонд эксплуатационных скважин на месторождении не постоянен, его увеличивают по мере разработки залежи для компенсации снижения дебита скважины. Начальные дебиты скважины изменяются примерно от 100 тысяч до 1,5-2 млн. м<sup>3</sup> в сутки.

Контроль за разработкой месторождения осуществляется на газовом промысле с помощью наблюдательных скважин [4].

Промысловая подготовка газа и конденсата к дальнему транспортированию ведётся по двум схемам – децентрализованной и централизованной.

При первой полная подготовка газа перед подачей в магистральный газопровод осуществляется на газовых сборных пунктах, при второй схеме на

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

сборных пунктах производятся только сбор и первичная сепарация газа, а полный комплекс подготовки осуществляется на головных сооружениях магистрального газопровода.

К основным способам подготовки природного газа на газовых промыслах относятся:

- низкотемпературная сепарация;
- абсорбция;
- адсорбция.

Для транспортирования подготовленного газа с газового промысла в период, когда его давление снижается, приближаясь к значению этого параметра в магистральном газопровode, на головных сооружениях вводится в эксплуатацию головная дожимная компрессорная станция [5].

Современный газовый промысел характеризуется высоким уровнем автоматизации, позволяющим осуществлять контроль и управление режимами эксплуатации газовых скважин, установок комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГ), внутрипромысловой газосборной сети, дожимных компрессорных станций и т.д.

Получают распространение автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП), действующие на базе автоматики, вычислительной и управляющей техники, автоматизированных средств сбора информации и обеспечивающие управление газовым промыслом в целом.

Нижний уровень АСУТП осуществляет управление технологическими процессами подготовки и стабилизации газа и газового конденсата на УКПГ (головными сооружениями) и реализуется средствами локальной автоматики и микро-ЭВМ; верхний – автоматизированное управление всем газовым промыслом и входящими в его состав УКПГ, дожимными компрессорными станциями и другими объектами основного и вспомогательного производства. Управляет всеми объектами газового промысла центральный диспетчер (из центрального диспетчерского пункта), получающий управляющую информацию из информа-

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ционного вычислительного центра, где функционируют мини-ЭВМ [7].

### 1.3 Сепарация природного газа

Сепарация – разделение смесей разнородных частиц твёрдых материалов, жидкостей разной плотности, эмульсий, взвесей твёрдых частиц или капелек в газах, парах, двухфазных средах. При сепарации компоненты не изменяют своего фазового и химического состава [5].

Сепарационные процессы, предусматривающие отделение жидких или твердых частиц газа, наиболее распространены при подготовке в заводских условиях.

Устройство, применяемое промышленными предприятиями для очистки сырья от остаточного образования газов и воды, называется сепаратором.

Сепараторы являются обязательным элементом любой технологической схемы промысловой подготовки нефти и газа на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, а также применяются в процессах переработки нефти, газа и газового конденсата [6].

Сепараторы, как правило, состоят из четырех секций, каждая из которых выполняет определенные функции.

Основная секция сепаратора – служит для основного разделения газожидкостной смеси на газ и жидкость. Ввод сырья в секцию осуществляется тангенциально или нормально, но с применением специальных конструкций газоотбойника. Секция ввода газожидкостных смесей обеспечивает максимальное отделение крупнодисперсной фазы, особенно при высоком начальном содержании жидкой фазы, а также равномерный ввод газожидкостной смеси в аппарат, в том числе в секцию окончательной очистки газа от капель жидкости.

Осадительная секция. В ней происходит дополнительное выделение пузырьков газа, содержащихся в нефти, т.е. поглощенные ею или не успевшие из нее выделиться. В осадительной секции происходит выделение газа из нефти, которое усиливается, если нефть будет стекать по одной или нескольким наклонно расположенным плоскостям, называемым дефлекторами, и плавно без

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

брызг сливаться в слой, расположенный в нижней части сепаратора.

Секция сбора жидкости служит для сбора жидкости, из которой почти полностью выделился газ при давлении и температуре, поддерживаемых в сепараторе. Однако некоторое количество окклюдированного газа в ней еще имеется. Эта секция может быть разделена на две: первая – верхняя предназначена для нефти, нижняя – для воды, обе имеют самостоятельные выводы из сепаратора.

Влагоуловительная секция расположена в верхней части сепаратора. Ее назначение улавливать частицы жидкости, увлекаемые потоком газа [7].

В зависимости от вида обрабатываемой продукции применяемые сепараторы делятся на:

- газонефтяные (применяют для разделения нефти и нефтяного газа);
- газовые (для отделения природного газа от капель и пленки конденсата, воды и твердых частиц).

Сепаратор представляет собой цилиндрической формы конструкцию, которая внутри разделяется перегородками на сосуды.

Располагаться может вертикально или горизонтально.

Горизонтальный способ установки используется при работе с большим объемом нефтяных ресурсов.

Вертикальные напрямую служат для очистки емкости изнутри, обслуживая меньший поток нефти [6].

Установки подготовки газа к транспорту, осуществляющие только сепарационные процессы, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации.

Газовые сепараторы являются аппаратами для основного технологического способа подготовки газа к транспорту и для отделения механических примесей и конденсата [7].

Основными силами, действующими в газовых сепараторах, являются центробежная, инерционная, сила тяжести, адгезия.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Сепарация природного газа происходит достаточно спокойно и плавно, т.к. природный газ – это маловязкая среда.

Работа газовых сепараторов характеризуется коэффициентом, определяющим отношение массы капельной жидкости, выносимой потоком газа из сепаратора к массе капельной жидкости, находящейся в газовой фазе до каплеуловительной секции аппарата.

#### **1.4 Низкотемпературная сепарация**

Природный газ выносит из скважин взвешенную капельную жидкость (газовый конденсат, воду) и мелкие частицы горной породы. Отделение жидких дисперсных фаз от газа проводится с помощью процесса низкотемпературной сепарации (НТС).

На начальных этапах эксплуатации газоконденсатных месторождений давление на входе в установки НТС значительно превышает давление, необходимое для подачи в магистральные трубопроводы. Избыточное давление газа используется для получения низких температур, необходимых для отделения конденсата методом низкотемпературной сепарации. Низкотемпературной сепарацией называют процесс извлечения жидких углеводородов из газов путем однократной конденсации при пониженных температурах от минус 10 °С до минус 25 °С с газогидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фазы [8].

Особенностью извлечения жидкой фазы из газа с помощью сепарационных устройств является то, что по мере сепарации изменяются размеры капель взвешенной влаги (их дисперсность). Так, на входном участке диаметр капель в потоке газа колеблется от 100 до 1000 мкм (в среднем около 700 – 800 мкм). И может присутствовать пленочная жидкость. После первой ступени сепарации в потоке остаются капли диаметром от 30 до 150 мкм, а после второй ступени в газе присутствуют самые мелкие капли – от 1 до 30 – 35 мкм (в зависимости от конструкции предыдущего сепаратора).

На выходе из первой ступени суммарное содержание дисперсной жидкой

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		14



В сепараторе из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования. Газ из сепаратора 5 через теплообменник 3 подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза через дроссель 4 поступает в трехфазный сепаратор 6, откуда газ выветриванием эжектором возвращается в основной поток. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу сепаратора 6, направляется на регенерацию, а выветренный конденсат через теплообменник 2 – на установку стабилизации конденсата (УСК) [9].

На эффективность работы установок НТС большое влияние оказывают состав сырьевого газа, температура, давление, эффективность оборудования и число ступеней сепарации.

Состав сырьевого газа. Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов. Однако, начиная со средней молекулярной массы около 22, утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияния на степень извлечения компонентов  $C_3$  и выше.

Для тощих исходных смесей для повышения степени извлечения жидких углеводородов иногда используют метод сорбции в потоке, т.е. осуществляют впрыск в поток исходной смеси стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей на некотором расстоянии от сепаратора. Таким образом производится утяжеление смеси, следовательно, повышается степень извлечения компонентов  $C_3$  и выше.

Влияние температуры. Температуру на установках НТС выбирают, исходя из необходимой точки росы, обеспечивающей транспортировку газа по трубопроводу в однофазном состоянии, а в ряде случаев, исходя также из необходимости увеличения степени конденсации пропана и бутанов.

Для легких газов (средняя температура кипения минус 156 – 133 °С) снижение температуры сепарации от 0 °С до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Для жирных газов (средняя молекулярная масса более 22, средняя температура кипения выше, чем 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.

Влияние давления. Давление сепарации определяется давлением в магистральном трубопроводе и в пределах обычно используемых давлений (5 – 7,5 МПа) мало влияет на степень извлечения компонентов C<sub>3</sub> и выше. Более важен свободный перепад давления, позволяющий достигать низких температур сепарации.

В период снижения пластового давления эффективность работы установок НТС поддерживается на прежнем уровне путем ввода дожимного компрессора и внешнего холодильного цикла.

Эффективность оборудования. На эффективность работы установок НТС влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дресселирование) на изоэнтропийное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее использовать свободный перепад давления и при одном и том же перепаде давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации.

На более поздних стадиях эксплуатации скважин, когда свободный перепад давления практически отсутствует, на эффективность работы установок НТС влияет выбранный хладагент, его расход в испарителе и поверхность теплообмена.

Число ступеней сепарации. На газоконденсатных месторождениях при подготовке к транспортировке используют двух- и трехступенчатые схемы НТС. При одинаковых параметрах (давлении и температуры) – чем меньше число ступеней сепарации, тем больше выход жидкой фазы. Чем меньше число

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

и тем меньше содержание углеводородов  $C_5$  и выше в товарном газе. Но при одноступенчатой сепарации чрезмерно высоки потери компонентов газа с углеводородным конденсатом.

Гидратообразование. Снижение температуры газа приводит к конденсации водяных паров. Наличие в газе 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.

По мере длительной эксплуатации скважин эффективность работы установок НТС снижается по двум причинам:

- уменьшение свободного перепада давления вследствие снижения пластового давления;
- облегчение состава газа.

Следовательно, при длительной эксплуатации месторождений сепарация газа должна осуществляться при более низких температурах. На практике, наоборот, при длительной эксплуатации установок НТС температура сепарации постоянно повышается при одновременном облегчении состава [9].

Таким образом, установки НТС имеют следующие недостатки:

- зависимость извлечения целевых компонентов при дросселированных давлении и температуре от состава исходной смеси, и, вследствие этого, снижение эффективности процесса по мере облегчения состава газа и повышения температуры НТС;
- необходимость реконструкции установки с заменой источника холода после исчерпания свободного перепада давления;
- высокие потери целевых компонентов с товарным газом;
- необходимость применения ингибитора гидратообразования, что усложняет и удорожает схему процесса по причине введения в схему блока

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

отделения и регенерации ингибитора;

– относительно низкие степени извлечения газового конденсата, особенно для тощих газов [10].

К достоинствам установок НТС можно отнести следующие:

– низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы при наличии свободного перепада давления;

– одновременно с сепарацией имеет место осушка газа до точек росы, необходимых для транспортировки газа по магистральным газопроводам.

Установки НТС оправдывают себя на начальных стадиях эксплуатации скважин или на небольших месторождениях, где экономически нецелесообразно строительство более сложных и дорогих устройств. Зарубежный опыт свидетельствует о целесообразности замены установок НТС на крупных месторождениях на установки, основанные на процессах низкотемпературной конденсации, осуществляемых при более низких температурах (порядка минус 90 – 120 °С) с разделением углеводородных смесей на узкие фракции или индивидуальные углеводороды [11].

### **1.5 Устройство и принцип действия газожидкостных сепараторов**

В соответствии с изменяющимся дисперсным составом газа и требованиями к его качеству на газоперерабатывающих заводах используются разные по конструкции и эффективности разделения газожидкостные сепарационные устройства, предназначенные для отделения капельной жидкости (влаги, тяжелых углеводородов и примесей ингибиторов). По принципу действия они подразделяются на гравитационные, инерционные (насадочные), центробежные и фильтрующие (рисунок 2) [12].

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

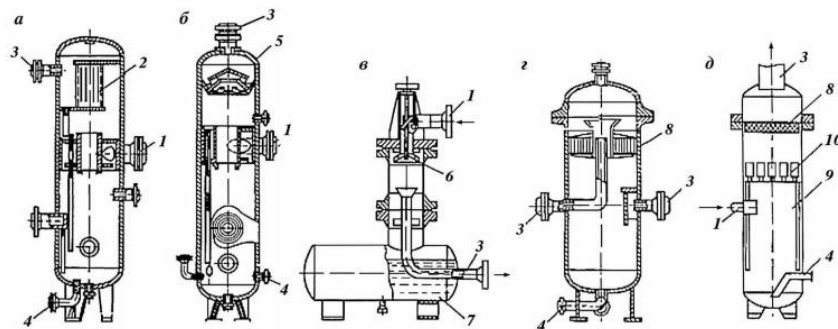


Рисунок 2 – Механические сепараторы:

а – жалюзийные; б – инерционные отбойные; в – прямоточные центробежные; г – сетчатые; д – фильтрационно-сетчатые; 1 – входной патрубок; 2 - жалюзийный отбойник вертикальный; 3 – патрубок для выхода газа; 4 – патрубок для выхода жидкости; 5 – инерционный отбойник; 6 – регулируемый завихритель; 7 – сборная емкость; 8 – сетчатый отбойник; 9 – гравитационная секция; 10 – фильтрующая ступень

### Гравитационные сепараторы

Гравитационные сепараторы бывают вертикальными, горизонтальными или шарообразными. Общим для них является наличие отстойной (осадительной) зоны, где отделение дисперсных частиц происходит под действием сил тяжести. На входе газа обычно имеются отбойные пластины, а перед выходом газа из сепаратора – каплеулавливающий сетчатый пакет, сепарирующий мелкие, капли от газа за счет инерционных сил. Внизу сепаратора имеется вынесенный отдельно или встроенный сборник уловленной жидкости и пыли. Такой тип сепаратора обычно используют первым по ходу продвижения газа, в котором содержатся наиболее крупные капли жидкости. В настоящее время гравитационные сепараторы на ГПЗ практически не используют вследствие их высокой металлоемкости и крупных габаритов [13].

### Инерционные сепараторы насадочного типа

Данные сепараторы представляют собой аппараты, заполненные насадками с развитой удельной поверхностью контакта (от 10 до 500 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>).

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Улавливание капель происходит вследствие их удара о поверхность насадки и резких многократных поворотов потока газа в каналах самой насадки.

В качестве насадки используют кольца Рашига, многослойные жалюзи из пластин или уголков, а также сетчатые пакеты из рукавной, вязанной чулочной вязкой сетки из проволоки диаметром 0,25 мм. Степень улавливания капель такими сепараторами достигает 99 % [13].

#### Жалюзийные сепараторы

Они снабжены жалюзийными насадками, представляющими собой пакет криволинейных листов, уложенных с небольшим шагом друг от друга и образующих криволинейные каналы. Газовый поток, содержащий дисперсную жидкую фазу, проходит через эти каналы, на которых за счет инерционных сил осаждаются капли жидкости, стекающие по листам в низ аппарата, (сборник жидкости).

Эффективность разделения в значительной степени зависит от равномерности кладки жалюзи в пакете. Для достижения этого рекомендуется располагать плоскость отбойного пакета на расстоянии, равном не менее половины максимальной ширины отбойного пакета от входного и выходного штуцеров, что способствует равномерному распределению газа в сечении отбойной насадки.

Жалюзийный сепаратор может улавливать капли жидкости размером более 20 мкм и обеспечивает пропускную способность по газу до 6,0 млн м<sup>3</sup> в сутки. Инерционные сепараторы более эффективны и компактны, чем гравитационные, но уступают по эффективности центробежным и сетчатым сепараторам [13].

#### Фильтрующие сепараторы

Фильтрующие сепараторы являются самыми эффективными в процессе очистки газа от капельной жидкости, их обычно применяют в процессах двух- или многоступенчатой сепарации. В волокнистых фильтрующих материалах происходит диффузионное или инерционное слияние капельной жидкости. Фильтры такого типа используют обычно после отделения пленочной и крупно-

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

дисперсной жидкости – на второй ступени очистки для отделения тонкодисперсной туманообразной жидкости. Они способны улавливать частицы жидкости диаметром от 0,5 до 10 мкм, не улавливаемые другими типами сепараторов [13].

На рисунке 2, д приведена одна из разновидностей данного типа сепараторов. Он имеет три зоны сепарации – входную 1, фильтрующие элементы 2 и каплеуловитель 3. Фильтрующие элементы представляют собой перфорированный патрубок-каркас 3, на котором уложен фильтрующий слой – тонкое стекловолокно, при прохождении через слой которого капли сливаются, укрупняются и стекают в сборник.

Диаметр фильтрующих элементов обычно составляет от 50 до 100 мм, а отношение их длины к диаметру – 12 – 15. Число таких элементов рассчитывают по найденной расчетным путем потребной площади фильтрации для данного расхода газа, обычно оно составляет 30 – 50 шт. Основной недостаток этих сепараторов заключается в том, что диаметр волокон и плотность упаковки существенно влияют на характеристики фильтра [14].

### **1.6 Инновационные технологии процесса сепарации природного газа**

Низкотемпературная конденсация (НТК) по своей сути близка к низкотемпературной сепарации, но более продвинута в исполнении, что позволяет избежать всех недостатков, присущих НТС и при этом увеличить эффективность установки в целом и по получаемым продуктам, и по экономическим показателям.

Низкотемпературная конденсация (НТК) – процесс изобарного охлаждения природного и попутного нефтяного газа, сопровождающийся последовательной конденсацией отдельных компонентов газового конденсата или их фракций при определенном давлении. Осуществляется при температурах от 0 до минус 40 °С.

Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения внешним холодом до заданной температуры при постоянном давлении.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

нии, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Высокой четкости разделения углеводородных газов путем однократной конденсации и последующей сепарации добиться практически невозможно, поэтому современные схемы НТК включают ректификационные колонны деметанизации, деэтанализации, дебутанизации.

Газовая фаза при этом выводится с установки с последней ступени сепарации, а жидкая фаза после теплообмена с потоком сырьевого газа поступает на питание в колонну деметанизации или деэтанализации для дальнейшей подготовки конденсата.

Использование данного метода за счет искусственного внешнего холода позволяет поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений (в отличие от НТС), и добиваться более глубокого извлечения тяжелых углеводородов.

Точка росы по углеводородам при расчете НТС не ниже минус 10 °С, а на установках НТК доходит до минус 40 °С, что значительно повышает количество жидкого продукта в виде ШФЛУ, СПБТ и конденсата газового стабильного. Кроме того, стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает сбросы газа на факел и увеличивает количество жидких продуктов.

К достоинствам установки низкотемпературной конденсации относят:

- стабильную точку росы (даже при падении давления газа в скважине) за счет регулирования мощности внешнего холодильного цикла;
- возможность поддержания более низких температур при охлаждении газа, получение за счет этого дополнительных жидких продуктов;
- значительное сокращение потерь на факел за счет стабилизации конденсата в колоннах [15].

Инновационной технологией сепарации газа является 3S сепарация. Это новая технология, предназначенная для извлечения целевых компонентов из природных газов, основанная на охлаждении газа в сверхзвуковом закрученном

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

потоке газа.

Сверхзвуковой поток реализуется с помощью конфузорно-диффузорного сопла Лаваля. В таком сопле газ разгоняется до скоростей, превышающих скорость распространения звука в газе. При этом за счет перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую энергию происходит сильное охлаждение газа. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость центробежными силами с ускорением, отбрасывается к стенкам выходного раструба, а газ выходит через диффузор. В диффузоре кинетическая энергия, приобретенная потоком, переходит в давление (давление на выходе составляет 70 – 80 % от входного давления) [16].

По сравнению с традиционными схемами подготовки газа использование 3S – сепараторов имеет следующие преимущества:

- позволяет отказаться от использования ингибиторов гидратообразования;
- малая занимаемая площадь и масса установки, высокая транспортабельность и монтажеспособность;
- продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения;
- углубленное извлечение пропан-бутанов и этана;
- эффективное извлечение  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  из кислых природных газов;
- в 3S – сепараторе отсутствуют движущие части и, как следствие, нет необходимости в трудоемком и высококвалифицированном текущем обслуживании аппарата;
- можно использовать на платформах и в подводных системах подготовки газа [16].

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Характеристика сырья и готовой продукции

Сырьём установок сепарации пластового газа (и сырьём завода) является пластовый газ высокого давления, состоящий из газообразных и жидких углеводородов, пластовой воды и сераорганических соединений.

В таблице 1 представлена характеристика готовой продукции сепарационной установки.

Таблица 1 – Показатели качества продукции установки сепарации газа

Наименование продукции	Показатели качества	Значение
1	2	3
Газ сырой отсепарированный	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1,025 – 1,098
	Компонентный состав, % мол.:	
	метан	0,50
	этан	0,03
	пропан	0,02
	бутан	0,01
	пентан	0,01
	гексан	0,01
	диоксида углерода азота	0,11
суммы тяжелых углеводородов C <sub>5+</sub>	0,28	
Конденсат газовый нестабильный	Компонентный состав, % по об.:	
	сумма углеводородов C <sub>5+</sub>	25,0 – 45,0
	азот	0,1 – 1,9
	диоксид углерода	5,0 – 10,0
	сероводород	22,0 – 29,0
	меркаптановая сера	0,4 – 0,6

					<b>ВКР.171058.180301.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Расчет установки сепарации газа</b>	Лит	Лист	Листов
Разраб.	Языков С.Д.					У	25	53
Проев.	Гужель Ю.А.					<b>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</b>		
Консульт.								
Н. контр.	Родина Т.А.							
Зав. каф.	Гужель Ю.А.							

Продолжение таблицы 1

1	2	3
	Содержание, мг/дм <sup>3</sup> , не более	
	хлористых солей	10
	воды	15
	ингибитора коррозии Додиген 4482-1	300
Пластовая вода	Компонентный состав, % по об.:	
	вода	97,06
	сероводород	2,34
	диоксид углерода	0,52
	азот	0,01
	метан	0,07
	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,060
	Общее содержание солей (в основном гидрокарбонат натрия), г/дм <sup>3</sup>	100 – 120
	Содержание органических кислот, мг/дм <sup>3</sup> :	
	муравьиной	150,0
уксусной	133,5	
масляной и пропионовой	43,3	
Содержание ионов, % экв./дм <sup>3</sup> :		
	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup>	46,70
	Ca <sup>2+</sup>	2,06
	Mg <sup>2+</sup>	1,24
	Cl <sup>-</sup>	44,95
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,53
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,48
	HS <sup>-</sup> + H <sub>2</sub> S	3,04
	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> , Br <sup>-</sup> , CO <sub>2</sub> , Na <sup>+</sup> , Cl <sup>-</sup>	следы

Целевой продукцией установок является:

– сырой отсепарированный газ, подаваемый затем на установки очистки газа от кислых компонентов;

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- нестабильный газовый конденсат, подаваемый на дальнейшую переработку на установки стабилизации конденсата;
- пластовая вода, которая идет на дальнейшую обработку на установки фильтрации вод и сжигания промышленных отходов;
- отсепарированный газ продувки скважин и отсепарированный газ стабилизации из подземного хранилища, который поступает на установки очистки и компримирования газов выветривания конденсата [17].

## 2.2 Описание технологической схемы установки сепарации газа

Установка сепарации пластового газа высокого давления Астраханского ГПЗ состоит из четырёх идентичных технологических линий разделения газожидкостной смеси.

На рисунке 3 приведена технологическая схема одной технологической линии установки сепарации газа.

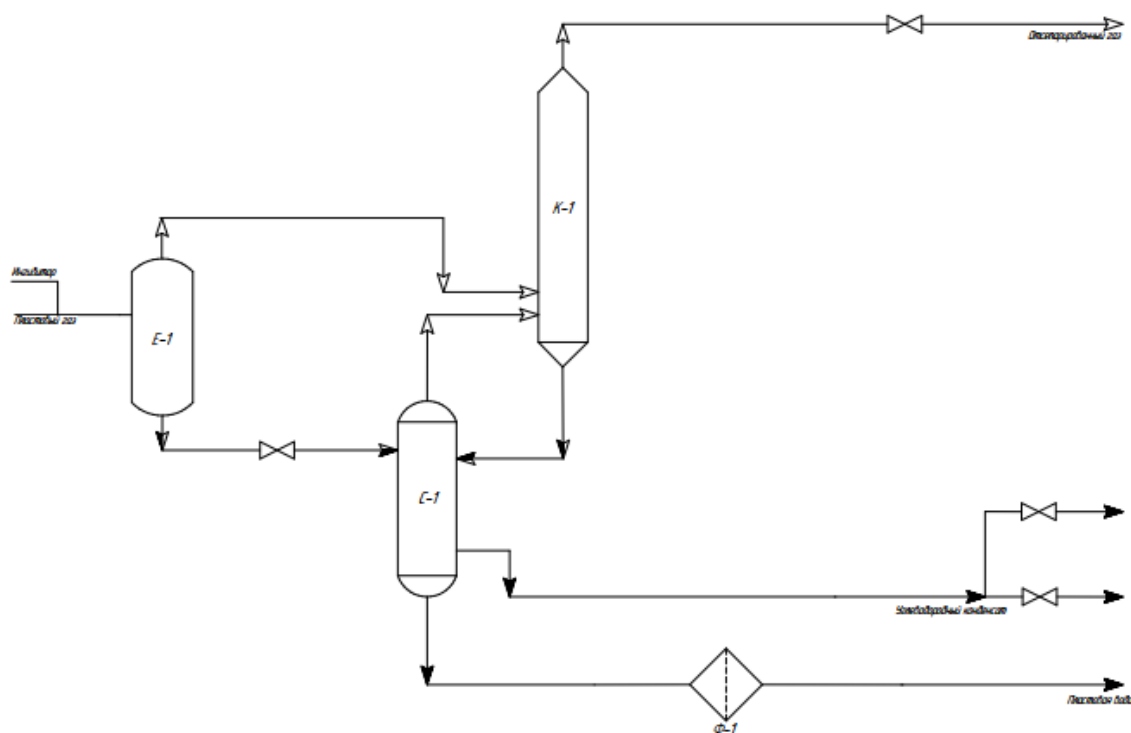


Рисунок 3 – Технологическая схема установки сепарации газа

Пластовый газ от установок предварительной подготовки газа (УППГ), расположенных на промысле, поступает в буферную ёмкость Е-1 со следующими параметрами: давление – до 6,9 МПа, температура – не менее 30 °С.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В буферной ёмкости Е-1 происходит первичное выделение жидкой фазы из потока пластового газа. Газ из емкости Е-1 отводится на очистку в колонну К-1. Выделенная жидкость по мере накопления отводится насосом в верхнюю часть трехфазного сепаратора С-1.

В сепараторе С-1 происходит разделение жидкости на три фазы: сырой газ, углеводородный газовый конденсат и пластовую воду. Сырой газ из сепаратора С-1 поступает в нижнюю часть колонны К-1.

Колонна К-1 оборудована 34-мя центробежными циклонами батарейного типа, смонтированными на горизонтальной тарелке. Уносимая газом из сепаратора С-1, капельная жидкость улавливается в циклонах, накапливается на полотне тарелки; избыток жидкости сливается с полотна тарелки в кубовую часть колонны К-1, затем жидкость возвращается в сепаратор С-1.

Жидкая фаза в трехфазном сепараторе С-1 подвергается разделению на углеводородный конденсат и пластовую воду. Углеводородный конденсат отводится на установку стабилизации конденсата или подземное хранение.

Пластовая вода с низа сепаратора С-1 для доочистки от оставшихся механических примесей проходит фильтр Ф-1 и выводится на установку фильтрации вод и сжигания промышленных отходов. Фильтр Ф-1 снабжен съёмным корзинчатым элементом и предназначен для удержания механических частиц [17].

Основной единицей оборудования установки является трехфазный сепаратор. Рассмотрим его устройство и принцип действия на примере сепаратора, представленного на рисунке 4.

Газожидкостная смесь поступает через патрубок 2 ввода газожидкостной смеси внутрь корпуса 1. В патрубке 2 смесь движется с определенной скоростью и поступает в криволинейный коллектор 6. Газ через выходной торец криволинейного коллектора 6 поступает на сетчатый отбойник 9, где доочищается от капельной жидкости и через патрубок 3 вывода газа выходит из сепаратора.

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

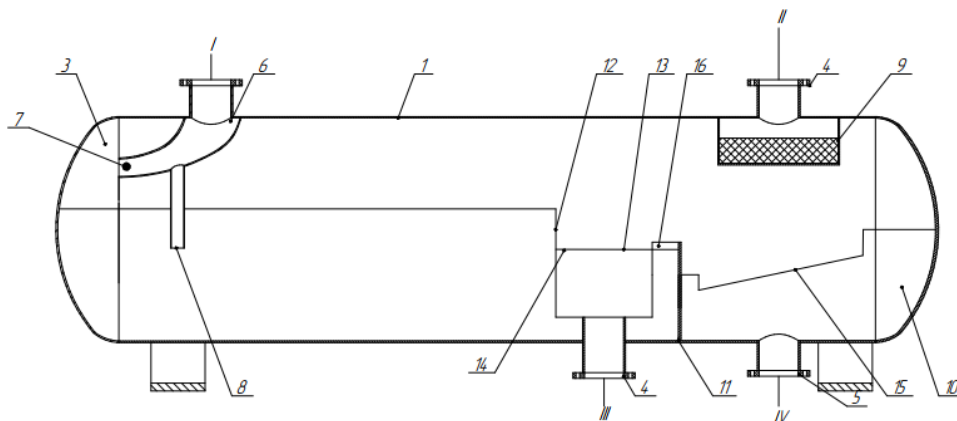


Рисунок 4 – Трехфазный сепаратор

I – газожидкостная смесь; II – газ; III – углеводородный конденсат; IV – пластовая вода; 1 – корпус сепаратора; 2 – патрубок для ввода смеси; 3 – патрубок для отвода газа; 4 – патрубок для отвода углеводородного конденсата; 5 – патрубок для отвода пластовой воды; 6 – криволинейный коллектор; 7 – сетчатый пакет; 8 – дренажная трубка; 9 – сетчатый отбойник; 10 – отсек сбора пластовой воды; 11 – перегородка; 12 – камера сбора углеводородного конденсата; 13 – разделительная тарелка; 14 – регулятор уровня; 15 – сборник отсепарированной жидкости; 16 – переливное устройство.

Жидкость из криволинейного коллектора стекает по дренажной трубке 8 в нижнюю часть корпуса 1. Унесенная капельная жидкость проходит через сетчатый пакет 7 и стекает в нижнюю часть корпуса 1, а предварительно отсепарированный газ поступает на сетчатый отбойник 9. В корпусе жидкая смесь разделяется под действием гравитационных сил, перетекает в камеру 12 для сбора легкой фазы, где датчик 14 поддерживает определенный ее уровень, и через патрубок 4 вывода легкой жидкой фазы выводится из сепаратора. Более тяжелая жидкость скапливается в нижней части корпуса 1, перетекает через перегородку 11 и выводится из аппарата через патрубок 5 вывода тяжелой фазы. Жидкость, отсепарированная сетчатым отбойником 9, стекает в сборник 15 отсепарированной жидкости, откуда через переливное устройство 16 перетекает в камеру 12 сбора легкой жидкой фазы [18].

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Нормы технологического режима работы основных аппаратов установки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Нормы технологического режима основных аппаратов установки

Наименование		Значение
аппарата	показателя	
Емкость Е-1	Расход пластовой смеси, м <sup>3</sup> /ч, не более	182,5
	Давление пластовой смеси, МПа, не более	6,9
	Уровень, % шкалы прибора	40-80
Сепаратор С-1	Расход, м <sup>3</sup> /ч, не более: нестабильного конденсата пластовой воды	178,6 5,0
	Давление, МПа, не более	6,6
	Температура нестабильного конденсата, °С, не ниже	30,0
	Уровень, % шкалы прибора: конденсата пластовой воды	40-80 40-80
Колонна К-1	Расход отсепарированного газа, м <sup>3</sup> /ч, не более	215-625
	Давление, МПа, не более	6,6
	Температура отсепарированного газа, °С, не ниже	30,0

### 2.3 Материальный баланс процесса сепарации

Примем следующие условные обозначения:

$z_i$  – мольная доля компонента в нефти;

$y_i$  – мольная доля компонента в газовой фазе;

$x_i$  – мольная доля компонента в жидкой фазе;

$Y_i$  – массовая доля компонента в газовой фазе;

$X_i$  – массовая доля компонента в жидкой фазе.

В таблице 3 представлен исходный состав газа.

Таблица 3 – Исходный состав газа

Компонент	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	ΣC <sub>5+</sub>
мол. доли	0,11	0,03	0,50	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,28

Для расчета материального баланса сепарации необходимо определить:

– долю образовавшейся газовой фазы при заданных условиях сепарации (долю отгона);

– состав газовой фазы;

– состав жидкой фазы.

Мольная доля отгона  $e'$  определим методом последовательного приближения путем подбора такого значения, при котором будет выполняться условие:

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

где  $K_i$  – константа фазового равновесия компонента при заданных температурах и давлении.

Значение констант фазового равновесия компонентов газа при рабочих условиях представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Значение констант фазового равновесия

Компонент	Значение при 30 °С и 7,0 МПа
CO <sub>2</sub>	43,10
N <sub>2</sub>	80,50
CH <sub>4</sub>	36,70
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,55
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,54
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,53
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,12
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,04
ΣC <sub>5+</sub>	0,0001

Константу фазового равновесия компонента «C<sub>5+</sub>» точно определить сложно, т.к. этот компонент включает всю нефть. Без ущерба для результатов технологического расчета условно принимается значение константы фазового равновесия этого компонента равным 0,0001.

Расчет путем последовательного приближения определяем мольную

доля отгона:

$$e' = 0,666$$

Рассчитываем мольный состав газовой и жидкой фазы (представлен в таблице 5).

Таблица 5 – Мольный состав фаз

Компонент	$z'_i$	$M_i$	$K_i$	$y'_i$	$x'_i = \frac{y'_i}{K_i}$
CO <sub>2</sub>	0,11	44	43,10	0,1633	0,0038
N <sub>2</sub>	0,03	28	80,50	0,0448	0,0006
CH <sub>4</sub>	0,50	16	36,70	0,7406	0,0202
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,03	30	6,55	0,0418	0,0064
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,02	44	1,54	0,0227	0,0247
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,01	58	0,53	0,0077	0,0245
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,01	72	0,12	0,0029	0,0342
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,01	86	0,04	0,0011	0,0375
$\sum C_{5+}$	0,28	445	0,0001	$8,381 \cdot 10^{-5}$	0,8381
Сумма	1,0000	—	—	1,0000	1,0000

Молекулярную массу компонента «C<sub>5+</sub>» находим из уравнения аддитивности, зная молекулярную массу пластовой нефти  $M_{пл}$ :

$$\sum(z'_i \cdot M_i) = M_{пл} = 142 \quad (2)$$

$$0,11 \cdot 44 + 0,03 \cdot 28 + 0,50 \cdot 16 + 0,03 \cdot 30 + 0,02 \cdot 44 + 0,01 \cdot 58 + 0,01 \cdot 72 + 0,01 \cdot 86 + 0,28 \cdot M_{C_{5+}} = 142$$

$$M_{C_{5+}} = 445$$

Рассчитаем мольную долю компонентов в газовой фазе:

$$y'_1 = \frac{0,11 \cdot 43,10}{1 + (43,10 - 1) \cdot 0,666} = 0,1633;$$

$$y'_2 = \frac{0,03 \cdot 80,50}{1 + (80,50 - 1) \cdot 0,666} = 0,0448;$$



$$y_3' = \frac{0,50 \cdot 36,70}{1 + (36,70 - 1) \cdot 0,666} = 0,7406;$$

$$y_4' = \frac{0,03 \cdot 6,55}{1 + (6,55 - 1) \cdot 0,666} = 0,0418;$$

$$y_5' = \frac{0,02 \cdot 1,54}{1 + (1,54 - 1) \cdot 0,666} = 0,0227;$$

$$y_6' = \frac{0,01 \cdot 0,53}{1 + (0,53 - 1) \cdot 0,666} = 0,0077;$$

$$y_7' = \frac{0,01 \cdot 0,12}{1 + (0,12 - 1) \cdot 0,666} = 0,0029;$$

$$y_8' = \frac{0,01 \cdot 0,04}{1 + (0,04 - 1) \cdot 0,666} = 0,0011;$$

$$y_9' = \frac{0,28 \cdot 0,0001}{1 + (0,0001 - 1) \cdot 0,666} = 0,00008381;$$

В таблице 6 представлены результаты расчета массового состава газовой фазы.

Таблица 6 – Массовый состав газовой фазы

Компонент смеси	$M_i$	$y_i'$	$y_i' \cdot M_i$	$y_i' = \frac{y_i' \cdot M_i}{\sum(y_i' \cdot M_i)}$	$y_i \cdot 100, \%$ масс.
CO <sub>2</sub>	44	0,1633	7,1852	0,3080	30,80
N <sub>2</sub>	28	0,0448	1,2544	0,0538	5,38
CH <sub>4</sub>	16	0,7406	11,8496	0,5080	50,80
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0,0418	1,2540	0,0538	5,38
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0,0227	0,9988	0,0428	4,28
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,0077	0,4466	0,0191	1,91
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0,0029	0,2088	0,0090	0,90
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86	0,0011	0,0946	0,0041	0,41
$\sum C_{5+}$	445	$8,381 \cdot 10^{-5}$	0,0373	0,0016	0,16
Сумма	–	1,0000	23,3293	1,0000	100,00

В таблице 7 представлены результаты расчета массового состава газовой фазы.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 7 – Массовый состав жидкой фазы

Компонент смеси	$M_i$	$x'_i$	$x'_i \cdot M_i$	$y'_i = \frac{y'_i \cdot M_i}{\sum(y'_i \cdot M_i)}$	$x_i \cdot 100$ , % масс.
CO <sub>2</sub>	44	0,0038	0,1672	0,0004	0,04
N <sub>2</sub>	28	0,0006	0,0168	0,0005	0,05
CH <sub>4</sub>	16	0,0202	0,3232	0,0009	0,09
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0,0064	0,1920	0,0005	0,05
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0,0247	1,0868	0,0028	0,28
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,0245	1,4210	0,0037	0,37
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0,0342	2,4624	0,0064	0,64
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86	0,0375	3,2250	0,0084	0,84
$\sum C_{5+}$	445	0,8381	372,9545	0,9767	97,67
Сумма	–	1,0000	381,8489	1,0000	100,00

Массовая доля отгона:

$$e = e' \cdot \frac{M_{пл}^Г}{M_{пл}}, \quad (3)$$

где  $M_{пл}^Г = \sum(y'_i \cdot M_i)$  – средняя молекулярная масса газовой фазы, кг/кмоль.

$$e = 0,666 \cdot \frac{23,3293}{142} = 0,1094$$

Плотность газа при нормальных условиях:

$$\rho_2^{ny} = \frac{M_{cp}^Г}{22,4} \quad (4)$$

$$\rho_2^{ny} = \frac{23,3293}{22,4} = 1,0415 \text{ кг/м}^3$$

Плотность газа при рабочих условиях первой ступени сепарации:

$$\rho_2 = \rho_2^{ny} \cdot \frac{T_0 \cdot P}{T \cdot P_0}, \quad (5)$$

где  $T_0$  и  $P_0$  – температура и давление при нормальных условиях.

$$\rho_2 = 1,0415 \cdot \frac{273 \cdot 6,9}{(273 + 30) \cdot 0,1} = 64,7483 \text{ кг/м}^3$$

Для составления материального баланса первой ступени сепарации на 1 млн т в год по пластового газа, который имеет обводненность 30 % масс., принимается 350 рабочих дней в году, или 8400 часов. Тогда массовый расход пластового газа на входе составит:

$$G = \frac{1 \cdot 10^9}{8400} = 119047,62 \text{ кг/ч}$$

Количество безводной нефти на входе:

$$G_{n(вх)} = 0,7 \cdot 119047,62 = 83333,33 \text{ кг/ч}$$

Газ отделяется в сепараторе от нефти с производительностью:

$$G_2 = e \cdot G_{n(вх)} \quad (6)$$

$$G_2 = 0,1094 \cdot 83333,33 = 9117 \text{ кг/ч}$$

Из сепаратора выходит поток жидкости с производительностью по чистой нефти  $G_{n(вых)}$  и по эмульсии  $G_{эм}$  соответственно:

$$G_{n(вых)} = G_{n(вх)} - G_2 \quad (7)$$

$$G_{n(вых)} = 83333,33 - 9117 = 74216,33 \text{ кг/ч}$$

$$G_{эм} = G_{n(вых)} + G \cdot 0,3 \quad (8)$$

$$G_{эм} = 74216,33 + 119047,62 \cdot 0,3 = 109930,62 \text{ кг/ч}$$

Правильность расчета материального баланса определяется выполнением условия:

$$G = G_{эм} + G_2 \quad (9)$$

$$119047,62 = 109930,62 + 9117 \text{ кг/ч}$$

Условие выполняется.

В таблице 8 представлен свод материального баланса процесса сепарации.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 8 – Материальный баланс процесса сепарации

Приход				расход			
ПОТОК	% масс.	кг/ч	тыс. т/год	ПОТОК	% масс.	кг/ч	тыс. т/год
Пластовая жидкость в том числе: – нефть – вода	100,00	119047,62	1000,00	Эмульсия	92,34	109930,62	923,44
				в том числе:			
	70,00	83333,33	700,00	– нефть	62,34	74216,33	623,41
	30,00	35714,29	300,00	– вода	30,00	35714,29	300,00
			Газ	7,66	9117	76,58	
Итого	100,00	119047,62	1000,00	Итого	100,00	119047,62	1000,00

## 2.4 Технологический расчет сепаратора

Из материального баланса первой ступени сепарации следует, что в сепаратор поступает пластовый газ в количестве:  $G_{жс} = 119047,62$  кг/ч, из сепаратора выходит газ в количестве:  $G_2 = 9117$  кг/ч.

Для предварительного выбора сепаратора определяем объемный расход жидкости и газа в сепараторе [19].

Объемный расход жидкости:

$$V_{жс} = \frac{G_{жс}}{\rho_{эм}^{30}}, \quad (10)$$

где  $\rho_{эм}^{30}$  – плотность поступающего пластового газа при 20 °С, рабочей температуре в сепараторе, кг/м<sup>3</sup>.

Предварительно рассчитываем плотность эмульсии при 20 °С по уравнению аддитивности, зная соотношение нефти и воды:

$$\rho_{эм}^{20} = \frac{1}{\frac{0,7}{\rho_n^{20}} + \frac{0,3}{\rho_в^{20}}} \quad (11)$$

$$\rho_{эм}^{20} = \frac{1}{\frac{0,7}{869} + \frac{0,3}{1004}} = 905,53 \text{ кг/м}^3,$$

где  $\rho_n^{20} = 869 \text{ кг/м}^3$  – плотность нефти при 20 °С;

$\rho_в^{20} = 1004 \text{ кг/м}^3$  – плотность пластовой воды при 20 °С.

Относительную плотность эмульсии при 30 °С определяем по уравнению:

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \alpha \cdot (t - 20) \quad (12)$$

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \rho_4^{20}$$

В этом случае:

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot 0,90553 = 0,00064$$

Относительная плотность эмульсии при рабочей температуре:

$$\rho_4^{30} = 0,90553 - 0,00064 \cdot (30 - 20) = 0,8991$$

Абсолютная плотность эмульсии:

$$\rho_{эм}^{30} = \rho_4^{30} \cdot 1000 \quad (13)$$

$$\rho_{эм}^{30} = 0,8991 \cdot 1000 = 899,1 \text{ кг/м}^3$$

Объемный расход жидкости:

$$V_{жс} = \frac{G_{жс}}{\rho_{эм}^{30}} \quad (14)$$

$$V_{жс} = \frac{119047,62}{899,1} = 132,41 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для выбора сепаратора объемный расход газа необходимо определить при нормальных условиях:

$$V_г = \frac{G_г}{\rho_г^{н\text{у}}} \quad (15)$$

$$V_г = \frac{9117}{1,0415} = 8753,72 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

На основании выполненных расчетов принимаем к установке горизонтальный сепаратор типа НГС-0,6-1600, со следующими характеристиками:

- объем  $V = 12,5 \text{ м}^3$ ;
- внутренний диаметр  $D_{в} = 1,6 \text{ м}$ ;
- длина  $L = 8,23 \text{ м}$ ;
- производительность по жидкости  $45 - 225 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- производительность по газу  $41400 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

## 2.5 Расчет фильтра

Фильтр предназначен для доочистки пластовой воды от оставшихся механических примесей. Фильтр снабжен съемным корзинчатым элементом удержания механических частиц.

Конструкционным материалом корзинчатого элемента фильтра является сталь марки 12Х18Н10Т.

Определяем максимальный размер пор [20]:

$$d_{n\max} = 3 \cdot d_{\text{тоабс}}, \quad (16)$$

где  $d_{\text{тоабс}}$  – абсолютная тонкость очистки, мкм (10 мкм).

$$d_{n\max} = 3 \cdot 10 = 30 \text{ мкм} = 30 \cdot 10^{-6} \text{ м}$$

Определяем средний размер пор:

$$d_{\text{нсс}} = 1,25 \cdot d_{n\max} \cdot \Pi^{0,3}, \quad (17)$$

где  $\Pi$  – пористость фильтрэлемента (0,30).

$$d_{\text{нсс}} = 1,25 \cdot 30 \cdot 0,30^{0,3} = 26,13 \text{ мкм} = 26,13 \cdot 10^{-6} \text{ м}$$

Определяем размер частиц порошка для изготовления фильтрэлемента, мкм<sup>2</sup>:

$$d_{\text{чср}} = \frac{d_{\text{нсс}}}{\Pi^2}, \quad (18)$$

где  $d_{\text{чср}}$  – средний размер пор фильтрэлемента.

$$d_{\text{чср}} = \frac{26,13}{0,30^2} = 290,33 \text{ мкм}^2 = 290,33 \cdot 10^{-12} \text{ м}$$

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Принимаем толщину фильтрэлемента  $h$  по технологическим и прочностным соображениям в пределах 0,25 – 5 мм (2 мм = 0,002 м).

Находим скорость потока в порах:

$$w_n = \frac{\Delta P_{нач} \cdot d_{псс}^2}{208 \cdot h \cdot \mu}, \quad (19)$$

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

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

$$w_n = \frac{10000 \cdot (26,13 \cdot 10^{-6})^2}{208 \cdot 0,002 \cdot 20 \cdot 10^{-6}} = 0,820 \text{ м/с}$$

Определяем площадь фильтрации, м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{Q}{w_n \cdot \Pi}, \quad (20)$$

где  $Q$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/ч;  $\Pi$  – пористость фильтрэлемента,  $w_n$  – скорость потока в порах, м/с.

$$F = \frac{130}{0,820 \cdot 0,30} = 528,46 \text{ м}^2$$

Определяем расчетное конечное сопротивление фильтра, Па:

$$\Delta P_{конр} = \frac{\Delta P_{нач}}{h} \cdot \left[ (1 - e^{-x}) \cdot \left( \frac{e^y - 1}{A \cdot B} \right) + h \right] \quad (21)$$

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

$\tau$  – время работы фильтра, с (35 ч = 126000 с);

$q_{вх}$  – объемное содержание твердых частиц в фильтруемом веществе на входе фильтра;

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$c_{ex}$  – концентрация загрязнителя, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_x$  – плотность частиц загрязнителя, кг/м<sup>3</sup>;

$w_\phi$  – скорость фильтрации, м/с;

$\Pi_o$  – пористость осадка.

$$X = A \cdot B \cdot h \quad (22)$$

$$X = 10 \cdot 1,098 \cdot 0,002 = 0,022$$

$$Y = A \cdot q_{ex} \cdot \tau \quad (23)$$

$$Y = \frac{1}{10} \cdot 0,002 \cdot 126000 = 14,65$$

$$q_{ex} = \frac{c_{ex}}{\rho_x} \quad (24)$$

$$q_{ex} = \frac{20}{17,2 \cdot 10^3} = 0,002$$

$$B = \frac{(1 - \Pi_o) \cdot \Pi}{w_\phi} \quad (25)$$

$$B = \frac{(1 - 0,10) \cdot 0,30}{0,246} = 1,098 \text{ с/м}$$

$$w_\phi = \Pi \cdot w_n \quad (26)$$

$$\Delta P_{конр} = \frac{10000}{0,002} \cdot \left[ (1 - 2,7^{-0,022}) \cdot \left( \frac{2,7^{14,65} - 1}{10 \cdot 1,098} \right) + 0,002 \right] = 106682,361 \text{ Па} =$$
$$= 106,682 \text{ кПа}$$

$$w_\phi = 0,30 \cdot 0,820 = 0,246 \text{ м/с}$$

Определяем максимально допустимое время работы фильтра в секундах

(с) (если  $\Delta P_{конр}$  отличается от заданного  $\Delta P_{кон}$ ):

$$\tau_m = \frac{1}{A \cdot q_{ex}} \cdot \ln \left[ 1 + \frac{\Delta P_{конр}}{\Delta P_{нач}} \cdot \frac{X}{1 - e^X} \right], \quad (27)$$

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



$$X = A \cdot B \cdot h; q_{\text{вх}} = \frac{c_{\text{вх}}}{\rho_x}; A$$

где  $\rho_x$  – опытный коэффициент, зависящий от раз-

меров частиц и размер пор: для очистки газов  $A = 5,25 \cdot 10^3 \text{ с}^{-1}$ , для очистки жид-

костей  $A = 10 \text{ с}^{-1}$ ;

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

$\Delta P_{\text{конр}}$  – расчетное конечное сопротивление фильтра, Па.

Так как  $\Delta P_{\text{конр}}$  практически не отличается от заданного  $\Delta P_{\text{кон}}$ , то  $\tau_m = \tau = 126000 \text{ с}$ .

Определяем эффективность очистки:

$$\eta = \frac{q_{\text{вх}} - q_{\text{вых}}}{q_{\text{вх}}} \cdot 100 \%, \quad (28)$$

$$q_{\text{вых}} = \frac{1}{A \cdot \tau_m} \cdot \ln \left( \frac{e^Z + e^X - 1}{e^X} \right)$$

где  $(29)$

$$q_{\text{вых}} = \frac{1}{\frac{1}{10} \cdot 126000} \cdot \ln \left( \frac{2,7^{14,65} + 2,7^{0,022} - 1}{2,7^{0,022}} \right) = 1,15 \cdot 10^{-7}$$

$$Z = A \cdot q_{\text{вх}} \cdot \tau_m \quad (30)$$

$$Z = \frac{1}{10} \cdot 0,002 \cdot 126000 = 14,65$$

$$\eta = \frac{0,002 - 1,15 \cdot 10^{-7}}{0,002} \cdot 100 \% = 99,9977 \% \approx 100 \%$$

На основании выполненных расчетов принимаем к установке фильтр марки ФСЖ-500-16-1,0-НЖ со следующими характеристиками:

- диаметр условного прохода: 500 мм;
- давление условное:  $16 \text{ кгс/см}^2 = 1,6 \text{ МПа}$
- размер ячейки в сетке: 1,0 мм

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## 2.6 Расчет буферной емкости

В буферную емкость подается пластовый газ, для разделения пластового газа на жидкую и газовую фазу при давлении 0,6 МПа.

Из материального баланса установки следует. Что в резервуар поступает пластовая жидкость в количестве  $G_n = 119047,62$  кг/ч .

Плотность пластовой жидкости  $\rho_z = 0,762$  кг/м<sup>3</sup> .

Объемный расход:

$$V_n = \frac{G_n}{\rho_n} \quad (31)$$

$$V_n = \frac{119047,62}{899,1} = 132,97 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Принимаем заполняемость емкости 70 %, объем емкости будет равен:

$$V_{em} = 132,97 \cdot 0,7 = 93,08 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Исходя из найденного объема, приходим к выбору емкости – ГЭЭ1-1-100-0,6 со следующими характеристиками [21]:

- номинальный объем: 100 м<sup>3</sup>
- условное давление: 0,6 МПа
- материальное исполнение корпуса: сталь 12Х18Н10Т

## 2.7 Расчет насоса

Насос предназначен для подачи жидкой фазы из буферной емкости Е-1 в сепаратор С-1.

Исходные данные:

- давление на всасе  $P_{вх} = 0,6$  МПа =  $0,6 \cdot 10^6$  Па;
- давление на выкиде  $P_{вых} = 1,6$  МПа =  $1,6 \cdot 10^6$  Па;
- производительность  $V_n = 95,30$  м<sup>3</sup>/ч;
- плотность пластовой жидкости  $\rho_n = 899,1$  кг/м<sup>3</sup>.

Полный напор насоса:

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$H = \frac{P_{\text{вблх}} - P_{\text{вбл}}}{\rho \cdot g} \quad (34)$$

$$H = \frac{1,6 \cdot 10^6 - 0,6 \cdot 10^6}{899,1 \cdot 9,81} = 113,38 \text{ м}$$

Полезная мощность насоса:

$$N_{\text{пол}} = V_n \cdot \rho \cdot g \cdot H \quad (35)$$

$$N_{\text{пол}} = 95,30 \cdot 899,1 \cdot 9,81 \cdot 113,38 = 95303,2 \text{ Вт} = 95,30 \text{ кВт}$$

Мощность на валу насоса:

$$N_L = \frac{N_{\text{пол}}}{\eta_n}, \quad (36)$$

где  $\eta_n$  – к.п.д. насоса. Примем  $\eta_n = 0,7$ .

$$N_L = \frac{95,30}{0,7} = 136,14 \text{ кВт}$$

Мощность, потребляемая электродвигателем насоса:

$$N_{\text{дв}} = \frac{N_L}{\eta_{\text{пер}} \cdot \eta_{\text{дв}}}, \quad (37)$$

где  $\eta_{\text{пер}}$  – к.п.д. передачи от электродвигателя;

$\eta_{\text{дв}}$  – к.п.д. двигателя

Примем  $\eta_{\text{пер}} \cdot \eta_{\text{дв}} = 0,9$

$$N_{\text{дв}} = \frac{136,14}{0,9} = 151,27 \text{ кВт}$$

Установочная мощность двигателя:

$$N_{\text{уст}} = \beta \cdot N_{\text{дв}}, \quad (38)$$

где  $\beta$  – коэффициент запаса мощности. Для  $N_{\text{дв}} > 50 \text{ кВт}$   $\beta = 1,1$

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$N_{уст} = 1,1 \cdot 151,27 = 166,40 \text{ кВт}$$

Для установки принимаем насос типа ЦНСн – центробежный многоступенчатый секционный насос. Насосы такого типа предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарного газа в системах внутрипромыслового сбора, подготовки и транспорта газа [22].

Выбираем насос ЦНСн 180 – 212 со следующими характеристиками:

- номинальная производительность 180 м<sup>3</sup>/ч;
- номинальный напор 212 м;
- электродвигатель ВАО2-450S4;
- мощность электродвигателя 200 кВт;
- к.п.д. насоса – не менее 70 %.

Для обеспечения необходимой производительности необходимо установить следующие количество параллельно работающих насосов:

$$n = \frac{132,97}{180} = 0,74$$

Таким образом, требуется один рабочий насос и один резервный.

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

#### 3.1 Основные требования эксплуатации установки сепарации газа

Данная установка предназначена для приема с промысла (от УППГ) пластового газа, гашения имеющихся жидкостных пробок, замера и подготовки отсепарированного газа и конденсата к дальнейшей переработке, которая заключается в тонкой сепарации газа от капельной жидкости и выделения из жидкой углеводородной фазы (конденсата) пластовой воды, механических примесей, ингибиторов коррозии. На установку также подается газ продувки скважины и газ дыхания из подземных емкостей промысла и завода – эти газы также подготавливаются для дальнейшей переработки. Таким образом, установка сепарации газа служат для выделения отсепарированного сырого газа, нестабильного углеводородного конденсата, пластовой воды. Эти процессы осуществляют только за счет физических факторов – разности температур, давлений, фильтрующих устройств. Результаты исследований воздушной среды на наличие вредных веществ на установке сепарации пластового газа показали о постоянном наличии в воздухе рабочей зоны установки вредных веществ, типичных для данного этапа переработки газа – углеводородов, сероводорода и метанола [23].

Основные требования эксплуатации установки:

- территория установки должна быть ограждена и обозначена предупредительными знаками;
- рабочим для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, установки должна выдаваться спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты;
- сбрасывать в атмосферу газы, содержащие сернистый водород и другие вредные вещества, без нейтрализации или сжигания запрещается;

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>				<i>У</i>	45	53
<i>Пров.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		

– на каждом аппарате устанавливаются не менее двух предохранительных устройств, каждое из которых должно обеспечивать безаварийную работу Аппарата [23].

### **3.2 Воздействие от установки сепарации газа на окружающую среду**

#### Воздействие на атмосферу

Основным источником загрязнения атмосферы являются постоянные, технологические неизбежные выбросы.

Продуктами сгорания газа являются оксиды азота и оксид углерода. Для предотвращения попадания газа в производственные помещения и атмосферу, проектом обустройства должна предусматриваться полная герметизация всего оборудования, трубопроводов. Исключающая постоянные сбросы газа в атмосферу.

Метан относится к списку вредных загрязняющих атмосферу веществ. Хотя метан не задерживается в атмосфере так долго, как углекислый газ, поначалу он гораздо более разрушителен для климата из-за того, насколько эффективно он поглощает тепло.

Оксиды азота, улетающие в атмосферу, представляют серьезную опасность для экологической ситуации, так как способны вызывать кислотные дожди, способствуют глобальному потеплению, а также сами по себе токсичны.

#### Воздействие на литосферу

В процессе добычи и транспорта газа и конденсата почва загрязняется жидкими углеводородами (конденсатом, различными реагентами и высокоминерализованными сточными водами). Углеводородный конденсат, через почвенный слой попадают в более глубокие пласты и загрязняют подземные воды.

Почва может также загрязняться различными реагентами, применяемыми в технологическом процессе сепарации газа к примеру – ингибиторами гидратообразования.

#### Воздействие на гидросферу

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Водные ресурсы на установке сепарации загрязняют пластовые воды, выделяемые из газа. Для очистки пластовых вод предусматривается комплекс очистных сооружений. На площадке установки комплексной подготовки газа (УКПГ), принята раздельная система канализации: производственная и бытовая. Бытовые стоки очищают в канализационных очистных сооружениях. На площадках УКПГ, промбаз, вахтовых комплексов вода расходуется на хозяйственно-питьевые, производственные нужды и пожаротушение.

### 3.3 Воздействие от установки сепарации газа на человека

Рассмотрим влияние на человека некоторых веществ, которые выделяются в ходе процесса сепарации.

Метан – известен, как один из самых опасных газов. Он токсичен, горюч и взрывоопасен. Вещество не имеет ни цвета, ни запаха, а потому обнаружить его в воздухе крайне сложно. Метан приводит к отравлениям, если его концентрация в помещении превышает допустимые нормы. ПДК или предел допустимой концентрации в рабочей зоне составляет 7000 мг/м<sup>3</sup>.

Если отравление тяжёлое, то человек теряет сознание, у него начинаются судороги, за которыми следует кома. А также возможна остановка дыхания и сердцебиения.

Если отравление метаном является хроническим, то пострадавший страдает от частых головных болей, общего недомогания, низкого артериального давления и снижения работоспособности [24].

Оксид азота – токсичен. Он раздражает глаза, кожу и слизистые оболочки, а при вдыхании вызывает серьезное отравление. Первые его признаки – головная боль и боль в животе, кашель, сонливость, тошнота и головокружение. При серьезных отравлениях у пострадавших отмечается помутнение сознания, а также посинение губ и ногтей, состояние, сходное с отравлением угарным газом. Это происходит потому, что и угарный газ, и оксиды азота, соединяясь с гемоглобином крови, способствуют образованию метгемоглобина, который не может переносить кислород. Такое отравление может произойти только при

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		47

очень высокой концентрации оксидов азота либо в закрытом помещении. В тяжелых случаях могут наступить потеря сознания и судороги [25].

Оксид углерода – вещество остронаправленного действия четвертого класса опасности, чрезвычайно ядовит. Ядовитость оксида углерода, отсутствие у него цвета и запаха делают этот газ особенно опасным. Появление симптомов зависит от концентрации СО в воздухе, времени воздействия, степени физических усилий и индивидуальной восприимчивости. Если воздействие носит массивный характер, человек может почти мгновенно потерять сознания с возникновением немногих или вообще без всяких предостерегающих симптомов или признаков.

### **3.4 Должностные инструкции оператора установки сепарации газа**

Операторы, обслуживающие центральный сепарационный пункт, должны знать схему, назначение и условия работы каждого аппарата, план-схему прокладки, назначение каждого трубопровода и установленной на нем арматуры и обеспечивать поддержание заданного технологического режима работы.

Все сепараторы, работающие под давлением выше 0,07 МПа, относятся к сосудам, работающим под давлением, и их эксплуатация должна вестись в строгом соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [26].

Сепараторы должны быть снабжены следующими устройствами: предохранительными клапанами, манометрами и термометрами, указателями уровня. Предохранительные клапаны должны удовлетворять следующим условиям. Их число, размеры и пропускная способность должны быть такими, чтобы в аппарате давление не могло подняться выше рабочего более чем на 0,05 МПа для аппаратов с давлением до 0,3 МПа и на 15 % – для аппаратов с давлением от 0,3 до 6 МПа. Между предохранительным клапаном и сепаратором нельзя устанавливать никаких запорных устройств; предохранительные клапана располагаются на высоте, удобной для обслуживания [26]. В обслуживание сепаратора входит и проверка исправности действия предохранительных клапанов их про-

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



дувкой. Продувку следует проводить ежедневно и только в дневное время. Каждый сепаратор должен быть снабжен манометром классом точности не ниже 2,5. Манометры устанавливаются на высоте не выше 1,5 м от поверхности земли.

Рабочие, обслуживающие трубопроводы, должны:

- пунктов сепарации, места прохождения трассы обслуживаемых трубопроводов, расположение переходов, компенсаторов и других устройств на трубопроводах;

- при необходимости проводить технические переключения по изменению направления потоков нефти и газа;

- регулярно (по утвержденному графику) осматривать трассы трубопроводов, подземные и надземные сооружения (арматуру, фланцевые соединения, дренажные устройства) и поддерживать их в исправном состоянии;

- осуществлять контроль по недопущению повреждения промышленных трубопроводов при проведении строительного-монтажных и других работ посторонними организациями на обслуживаемом участке;

- проводить закачку ингибиторов коррозии в трубопроводы;

- выполнять мероприятия по борьбе с отложениями парафина и солейотложениями;

- участвовать в ликвидации аварий, возникающих на трубопроводах.

Нельзя превышать тех давлений, на которые рассчитаны трубопроводы.

При обнаружении порыва трубопровода он немедленно должен быть отключен до устранения аварии [27].

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		49

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы изучена технологическая схема действующей установки сепарации газа на Астраханского ГПЗ. Представлена характеристика сырья и готовой продукции. Сырьем является пластовый газ, продукцией – отсепарированный газ, пластовая вода и углеводородный конденсат.

Составлен материальный баланс процесса сепарации газа.

Произведен расчет и обоснован выбор сепаратора типа НГС-0,6-1600 для осуществления процесса сепарации.

Выполнен расчет фильтра, буферной емкости и насоса. По полученным данным определена конструкция и тип этих аппаратов.

Таким образом, поставленные задачи решены в полном объеме.

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчет установки сепарации газа</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>						<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						<i>У</i>	<i>50</i>	<i>53</i>
<i>Консульт.</i>								<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>								
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>								

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Другов, Ю.С. Газохроматографический анализ природного газа / Ю.С. Другов, А.А. Родин. – Москва: Изд-во Бином: Лаборатория знаний, 2009. – 176 с.

2 Коротаяев, Ю.П., Маргулов, Р.Д. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справочное руководство в 2-х т. / Ю.П. Коротаяев, Р.Д. Маргулов. – Москва: Недра, 1984. – Т.2. – 486 с.

3 Добыча природного газа: справочник / Техническая рабочая группа № 29. Утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 15.12.2017 № 2844.

4 Ушева, Н.В. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: учебное пособие / Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 128 с.

5 Тронов, В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П Тронов. – Казань: ФЭН, 2002. – 407 с.

6 Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. – Москва: Наука, 1977. – 271 с.

7 Лapidус, А.Л. Газохимия часть 1. Первичная переработка углеводородных газов / А.Л. Лapidус. – Москва: РГУ нефти и газа, 2004. – 242 с.

8 Каспарьянц, К.С. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа / К.С. Каспарьянц. – Москва: Недра, 1977. – 136 с.

9 Лутошкин, Г.С., Сбор и подготовка нефти газа и воды / Г.С. Лутошкин. – Москва: Недра, 1974. – 184 с.

10 Каспарьянц, К.С. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа / К.С. Каспарьянц. – Москва: Недра, 1977. – 136 с.

					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Языков С.Д.</i>			<i>Расчет установки сепарации газа</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>				<i>У</i>	<i>51</i>	<i>53</i>
<i>Консульт.</i>						<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

11 Полстянов, Д.Е. Низкотемпературная сепарация: пути развития / Д.Е. Полстянов // Материалы XII региональной научно-технической конференции «Вузовская наука – Северо Кавказскому региону». Том первый. Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. Ставрополь: СевКавГТУ, 2008. – 298 с.

12 Лутошкин, Г.С., Сбор и подготовка нефти газа и воды / Г.С. Лутошкин. – Москва: Недра, 1974. – 184 с.

13 Разделительное и сепарационное оборудование. Каталог. – Москва, ОАО «Курганхиммаш», 2012.

14 Синайский, Э.Г. Сепарация многофазных многокомпонентных систем / Э.Г. Синайский, Е.Я. Лапига, Ю.В. Зайцев. – Москва: Недра, 2002. – 622 с.

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

16 Балыбердина, И.Т. Физические методы переработки и использования газа: учебник для студентов вузов / И.Т. Балыбердина. – Москва: Недра, 1988. – 248 с.

17 Тараканов Г.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата на Астраханском ГПЗ: учеб. пособие / Г.В. Тараканов; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2013. – 148 с.

18 Мурин, В.И. Технология переработки природного газа и конденсата: справочник. / В.И. Мурин. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.

19 Гужель, Ю.А. Практикум по технологическому расчету промышленного оборудования / Ю.А. Гужель. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т., 2021. – 57 с.

20 Рабинович, Г.Г. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтегазо-разработки: справочник / Г.Г. Рабинович, П.М. Рябых, П.А. Хохряков; под.ред. Е.Н. Судака. – 3 изд. – Москва: Химия, 1979. – 568 с.

21 Ngmrm.ru [Электронный ресурс] режим доступ: <https://ngmrm.ru/gee>. –

					ВКР.171058.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

10.06.2021.

22 Леонтьев, С.А. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие / С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, М.Ю. Тарасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 124 с.

23 Гуревич, И.Л. Технология переработки нефти и газа / И.Л. Гуревич. – Москва: Химия, 1972. – 360 с.

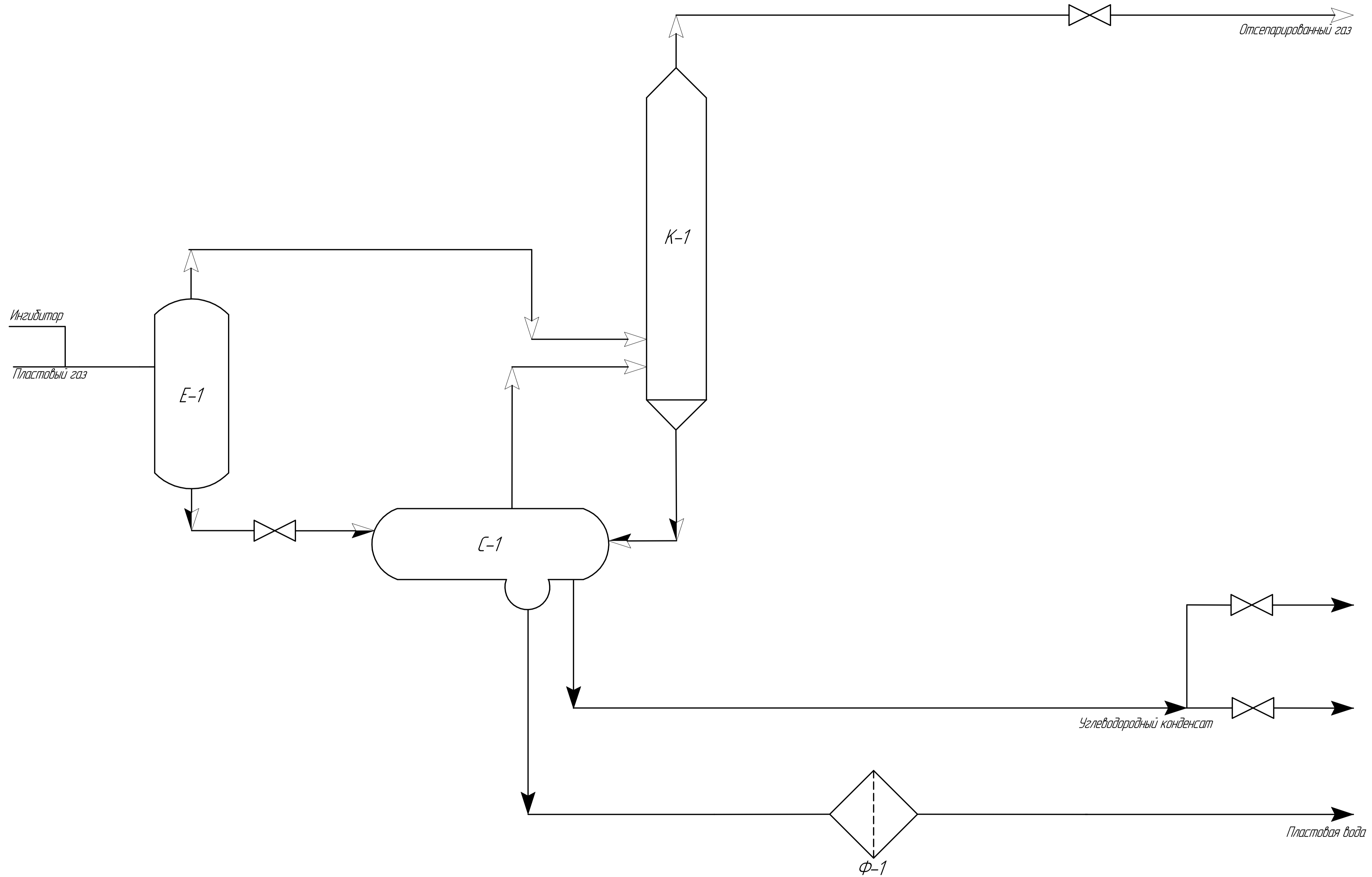
24 Bdc03.ru [Электронный курс] режим доступа: [https://bdc03.ru/prochee / vliyanie-metana-na-organizm-cheloveka-i-ego-klass-opasnosti.html](https://bdc03.ru/prochee/vliyanie-metana-na-organizm-cheloveka-i-ego-klass-opasnosti.html), –16.06.2021.

25 Ekobalans.ru [Электронный курс] режим доступа: <http://ekobalans.ru/harmful-substances/oksid-azota#i-6>, – 16.07.2021.

26 Профстандарт: 19.038. Оператор технологических установок по переработке газа. Утвержден приказом Министерства труда и социальной защиты РФ. от 13 марта 2017. № 256н.

27 Гуревич, Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях / Г.Р. Гуревич, Е.Д. Карлинский. – Москва: Недра, 1982. – 197 с.

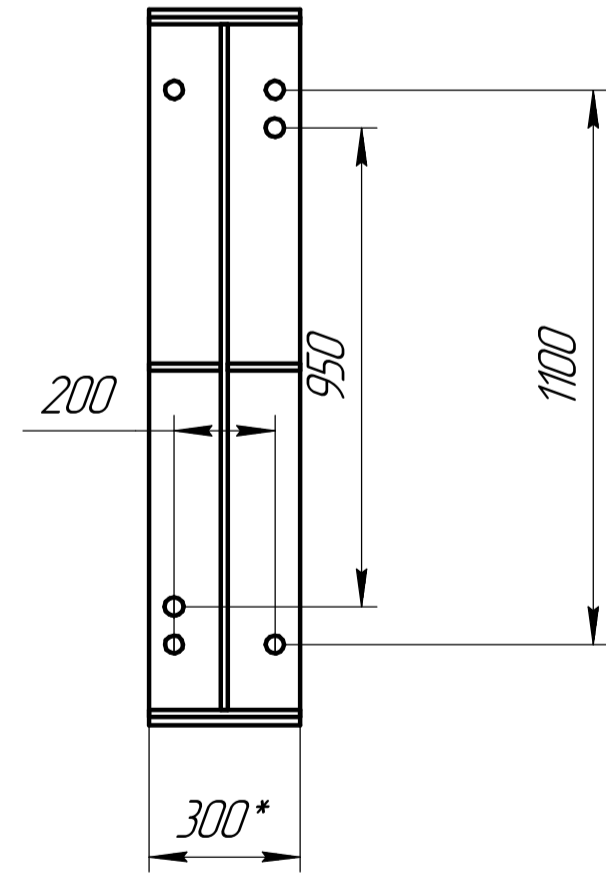
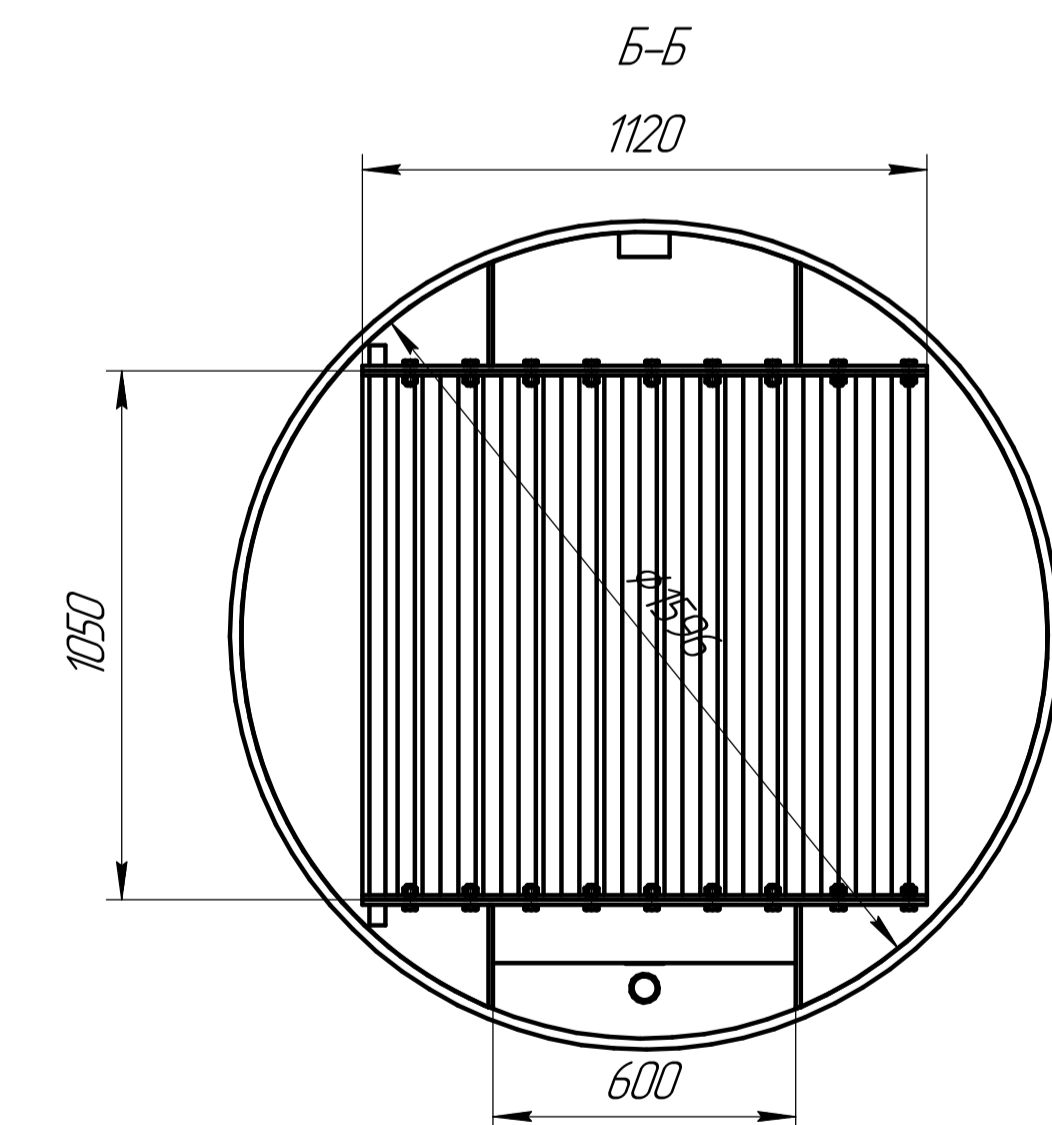
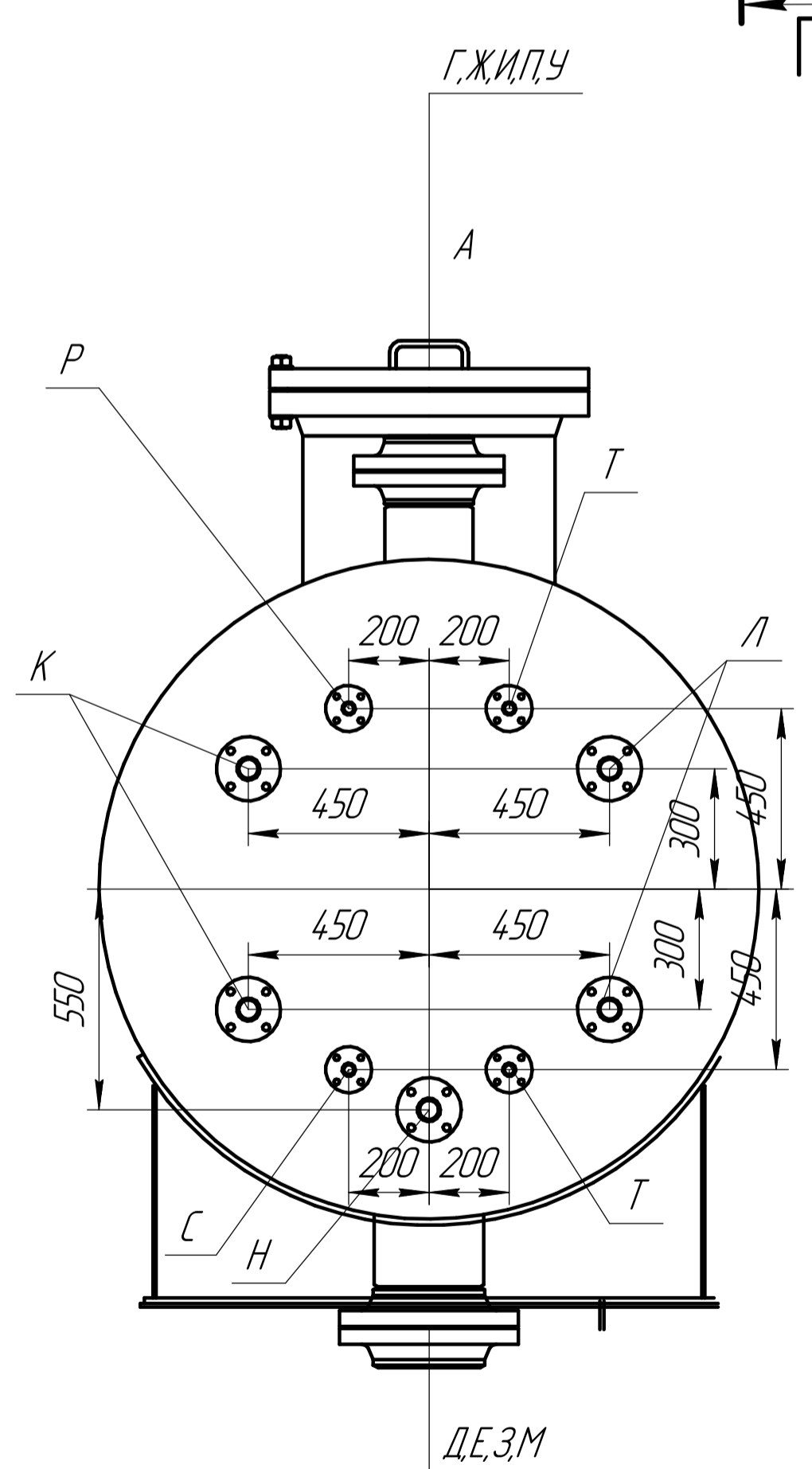
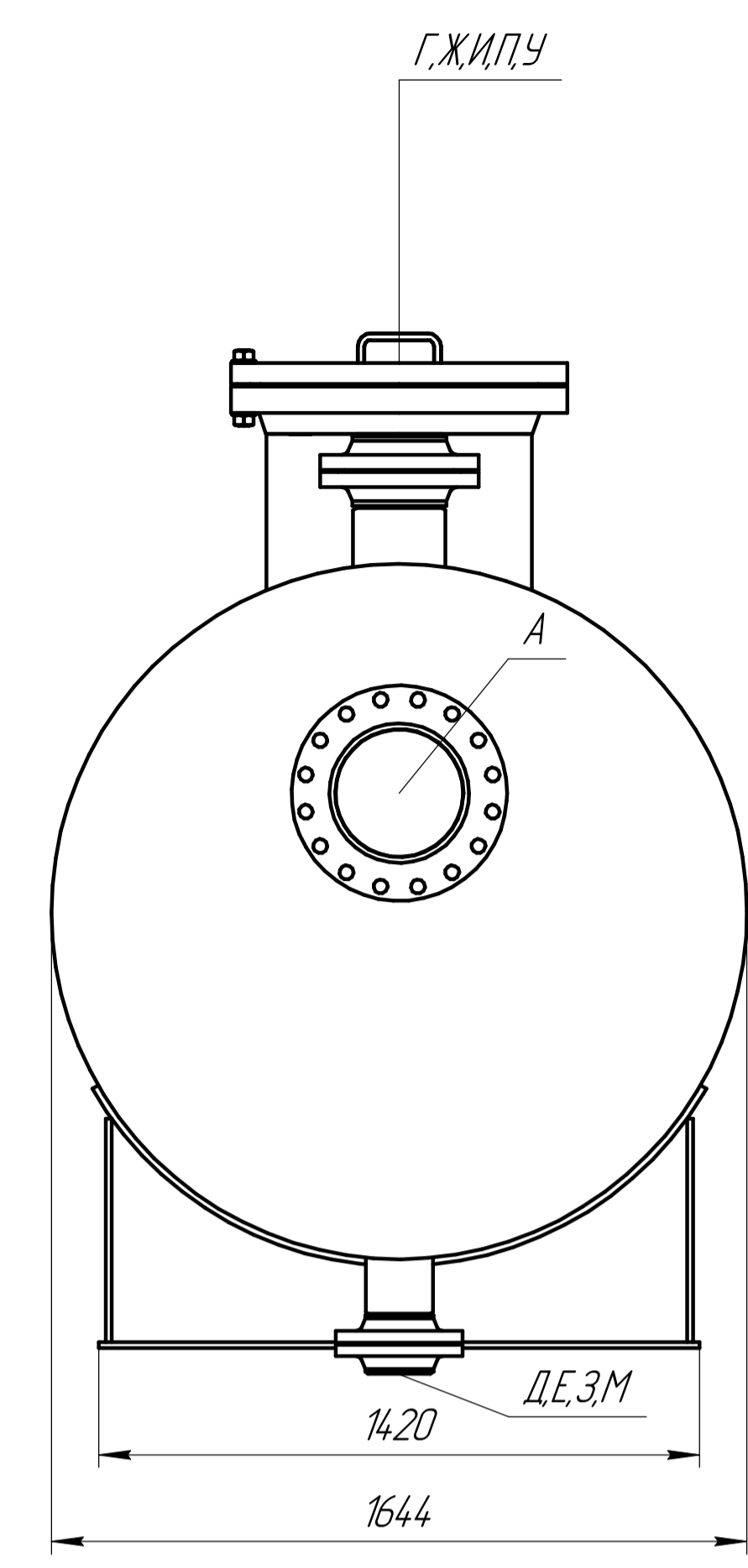
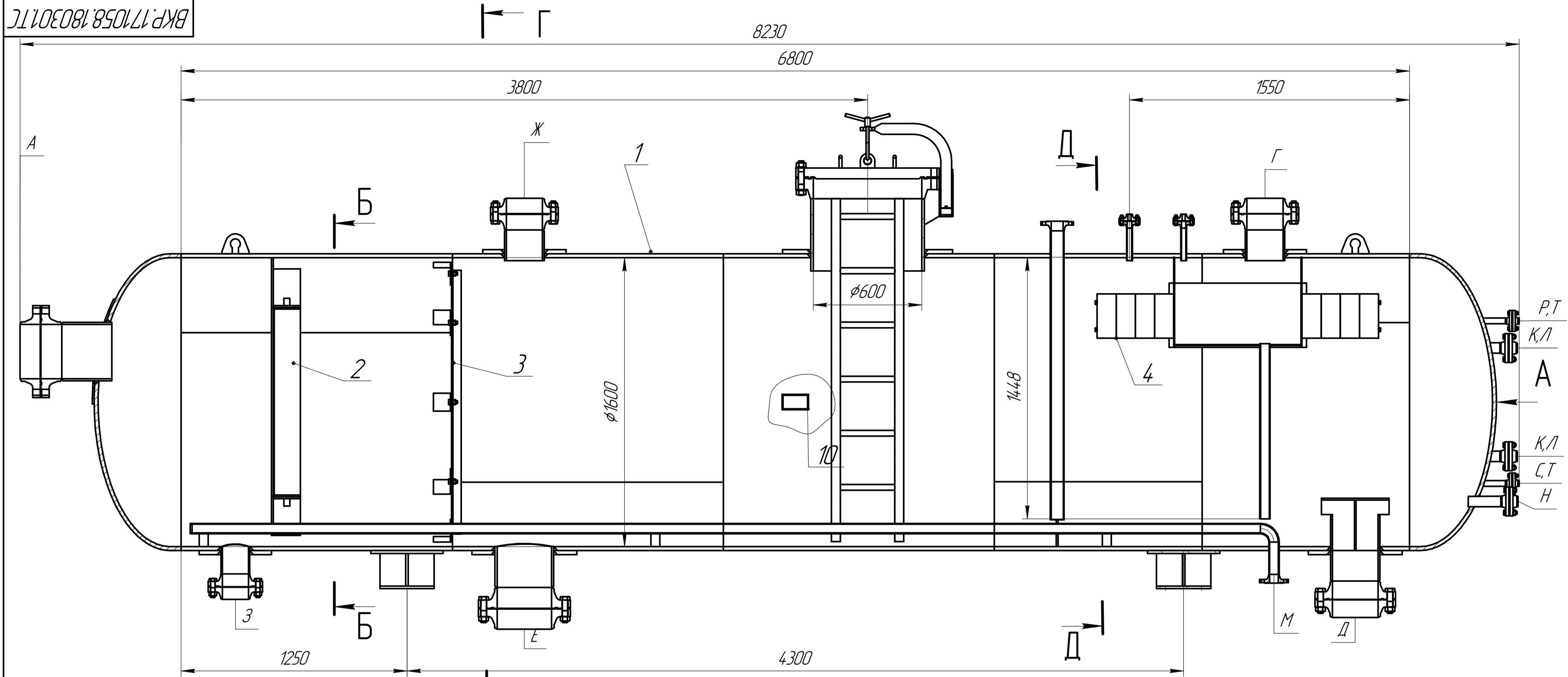
					<i>ВКР.171058.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		53



Обозначение	Наименование
E-1	Буферная емкость
C-1	Трехфазный сепаратор
K-1	Колонна циклонов
Ф-1	Фильтр

				ВКР.171058.180301.ТС		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Расчет установки сепарации газа	
Разраб.	Гужель Ю.А.	Языков С.И.				
Проб.						
Т.контр.					Лист 1	Листов 2
Исполн.	Радина Т.А.				Технологическая схема АМГУ ИФФ 718-об гр.	
Утв.	Гужель Ю.А.				Копирабол	Формат А1

Имя, № подл. Подп. и дата. Взам. инв. № Инв. № докум. Справ. №. Перв. примен.



Обозначение	Назначение	Кол	Проклад условный диаметр мм	Давление условное Р <sub>у</sub>	
				МПа	кгс/см <sup>2</sup>
А	Вход нефтегазовой среды	1	300	0,6	6
Г	Выход газа	1	200	0,6	6
Д	Выход нефти	1	250	0,6	6
Е	Для очистки	1	300	0,6	6
Ж	Для предохранительного клапана	1	200	0,6	6
З	Для дренажа	1	150	0,6	6
И	Для датчика уровня	1	65	0,6	6
К	Для регулятора уровня	2	50	0,6	6
Л	Для сигнализатора уровня	2	50	0,6	6
М	Для пропарки	1	50	0,6	6
Н	Для термометра ртутного	1	50 М27x2	0,6	6
П	Для дифманометра	2	25 М20x15	0,6	6
Р	Для манометра	1	25 М20x15	0,6	6
С	Для термометра сопротивления	1	25 М20x15	0,6	6
Т	Для указателя уровня	2	25	0,6	6
У	Люк-паз	1	600	0,6	6

ВКР.171058.180301.ТС				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	у	1:15
Разраб.	Лист	Язык	С.И.			
Проб.	Лист	Гужель	Ю.А.		Лист 2	Листов 2
Т.контр.					АМГУ ИФФ 718-ад гр.	
Н.контр.		Радына Т.А.			Сепаратор НГС-0,6-1600	
Удп.		Гужель Ю.А.			Копирабол Формат А1	

Перв. примен.  
Справ. №  
Лист и дата  
Всех лист. №  
Лист № 2 из 2  
Лист № 2 из 2