

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"



Заказчик — ООО "Арктик СПГ 2"

**Обустройство Салмановского (Утреннего)
нефтегазоконденсатного месторождения**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ


Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Подраздел 7 "Технологические решения"

Часть 1 "Центральный купол"

Книга 1 "Объекты производственного назначения. Текстовая часть"

**120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1
2020-P-NG-PDO-05.07.01.01.00-00
Том 5.7.1.1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
8	П74-24		21.06.24

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"



Заказчик — ООО "Арктик СПГ 2"

**Обустройство Салмановского (Утреннего)
нефтегазоконденсатного месторождения**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Подраздел 7 "Технологические решения"

Часть 1 "Центральный купол"

Книга 1 "Объекты производственного назначения. Текстовая часть"

**120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1
2020-P-NG-PDO-05.07.01.01.00-00**

Том 5.7.1.1

Главный инженер

В.А. Чуркин

Главный инженер проекта

С.Г. Вишняков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
8	П74-24		21.06.24



2024

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Содержание

Введение	4
1 Общие положения	5
1.1 Исходные данные для проектирования	5
2 Характеристика месторождения	6
2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения	6
2.2 Основные положения проекта разработки	7
2.3 Физико-химическая характеристика газа и конденсата	8
3 Краткая характеристика проектируемых объектов	18
3.1 Назначение и мощность проектируемых объектов	18
3.2 Блок-схема УКПГ-1	19
3.3 Материальный баланс установок УКПГ-1.	21
3.4 Характеристика сырья, товарной продукции и вспомогательных веществ	23
3.4.1 Сырье	23
3.4.2 Товарная продукция	23
3.4.3 Вспомогательные вещества	24
3.5 Потребность в основных видах ресурсов	27
4 Обоснование технологических решений	29
4.1 Кусты газоконденсатных скважин	29
4.1.1 Кусты газоконденсатных скважин	29
4.1.2 Кусты скважин. Монтажные решения	33
4.2 Газосборная сеть	35
4.2.1 Монтажные решения	38
4.3 Решения по предотвращению гидратообразования	52
4.4 Установка комплексной подготовки газа (УКПГ-1)	55
4.4.1 Пункт переключающей арматуры. Пробкоуловители №1,2	55
4.4.2 Установка сепарации газа	62
4.4.3 Установка низкотемпературной сепарации газа (УНТС)	66
4.4.4 Установка 3S сепарации	71
4.4.5 Установка дегазации конденсата с компрессорной газовой дегазации	72
4.4.6 Установка регенерации метанола	79
4.4.7 Расходные резервуары метанола	84
4.4.8 Насосная метанола	88
4.4.9 Факельное хозяйство	91
4.4.10 Установки вспомогательного технологического назначения	97
4.4.11 Сети технологические	108
4.5 Аналитический контроль производства	109

Согласовано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

8	-	Зам.	П74-24		21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Чернова				21.06.24	Текстовая часть		
Проверил	Ктиоров				21.06.24			
Зав.гр.	Ктиоров				21.06.24			
Н.контр.	Якимишин				21.06.24			
Гл. спец.	Якимишин				21.06.24			
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	219
						ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"		

4.6	Классификация технологических блоков по взрывоопасности	119
4.7	Компрессорная станция (перспектива).....	122
4.8	Перечень основного технологического оборудования	123
4.9	Категорирование технологических трубопроводов	127
4.10	Монтажно-компоновочные решения	130
4.10.1	Характеристика трубопроводов. Детали трубопроводов	132
4.10.2	Трубопроводная арматура.....	137
4.10.3	Антикоррозионная защита и окраска трубопроводов.....	140
4.10.4	Теплоизолирующие покрытия трубопроводов и оборудования	141
4.10.5	Сборка, сварка и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов.....	143
4.10.6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	146
5	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников.....	148
5.1	Структура управления предприятием	148
5.2	Вахтовый метод организации работ	148
5.3	Режим труда и отдыха	149
5.4	Численный и профессионально-квалификационный состав работающих. Количество рабочих мест	150
5.5	Организация и оснащение рабочих мест	152
6	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства	154
6.1	Общие положения	154
6.2	Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда	155
6.3	Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД	158
6.4	Бытовое обслуживание трудящихся.....	167
6.5	Оценка вредных факторов производственного процесса и их влияния на условия труда персонала.....	168
7	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	177
7.1	Состав проектируемого комплекса инженерно-технических средств охраны.....	177
7.2	Решения по комплексу инженерно-технических средств охраны	180
8	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований по обеспечению транспортной безопасности.....	185
8.1	Описание объекта транспортной инфраструктуры	185
8.2	Мероприятия по обеспечению транспортной безопасности объекта транспортной инфраструктуры	185

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	7 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов 177									
			7.1 Состав проектируемого комплекса инженерно-технических средств охраны 177									
			7.2 Решения по комплексу инженерно-технических средств охраны 180									
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	8 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований по обеспечению транспортной безопасности..... 185									
			8.1 Описание объекта транспортной инфраструктуры 185									
			8.2 Мероприятия по обеспечению транспортной безопасности объекта транспортной инфраструктуры 185									
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист
												2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

9 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ	186
10 Обозначения и сокращения	201
11 Перечень иллюстраций.....	203
12 Перечень таблиц	204
13 Перечень ссылочных и нормативных документов.....	206
Приложение А (обязательное) Принципиальная технологическая схема установки 3С сепарации	212
Приложение Б (обязательное). Расчет радиуса ограждения факела высокого давления ...	213
Приложение В (обязательное). теплогидравлический расчет газосборных коллекторов-шлейфов от кустов скважин до УКПГ-1	215
Приложение Г (обязательное). расчет радиуса ограждения факела низкого давления.....	217
Таблица регистрации изменений	219

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			3

ВВЕДЕНИЕ

Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в 392 км к северо-западу от п. Тазовский.

Комплексный проект состоит из объектов добычи, подготовки, сжижения, отгрузки и транспортировки природного газа.


В состав данной работы включены основные решения по добыче, подготовке газа и конденсата для рассмотрения и согласования Заказчиком перед началом работ по стадии "Рабочая документация".

Проектная добычная мощность пластовой смеси Центрального купола Салмановского НГКМ составляет 50 млн. ст. м³/сут. К обустройству намечено **89 93** эксплуатационных скважин, размещенных на 7 кустах.

Район месторождения отличается суровыми природно-климатическими условиями, территория повсеместно характеризуется развитием многолетнемерзлых пород, льдистостью (15-30 %), наличием мощных пластов залежей льда, толщина которых достигает 60-80 м, поэтому основные инженерные сооружения возводятся с сохранением мерзлых грунтов в основании.

Для месторождения выбрана коллекторно-лучевая система сбора газа и принята надземная прокладка трубопроводов газосборной сети.

В составе установок УКПГ-1 предусмотрены установки подготовки газа и конденсата, хранения ингибитора, системы транспорта подготовленного газа и конденсата. Трубопроводы транспорта до Завода СПГ прокладываются подземно.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24		4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Исходные данные для проектирования

Проектная документация по обустройству Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения разработаны на основании задания на проектирование и технических требований, утвержденных руководством Компании ООО "Арктик СПГ 2" от 07.05.2018 г., дополнения к проекту пробной эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 12.02.2018 №7196).

В качестве исходных данных для проектирования, кроме задания и технических требований, приняты также потребности смежных объектов (Завод СПГ и СГК на ОГТ и терминал "Утренний"), а также отчет о научно-исследовательской работе «Дополнение к проекту пробной эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения», выполненный ООО «НОВАТЭК НТЦ».

Расчеты ГСС выполнены в соответствии с показателями разработки месторождения, полученными с письмом ООО «АРКТИК СПГ 2» № 0738-01 от 04.04.2018г.

Письмо ООО «АРКТИК СПГ 2» №1016-01 от 19.09.2017 О примесях в сырьевых потоках.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист	
									Лист</	

2 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения

Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на Гыданском полуострове, в 392 км к северу от районного центра – п. Тазовский. Проезд к объекту возможен по автодороге федерального назначения 1Р 404 Тюмень – Тобольск – Ханты-Мансийск до поворота на Сургут, затем по автодороге с твердым покрытием до п. Тазовский. Далее, в летний период – вертолетным транспортом, в зимний период – доступ на объект осуществляется по автозимникам от Юрхаровского месторождения. В навигационный период используется морской транспорт.

Дорожно-транспортная сеть развита слабо. Существует сеть зимних автодорог, проложенных от п. Гыда ко всем месторождениям и поселкам полуострова. В районе Салмановского НГКМ дорожная сеть представлена внутрипромысловыми грунтовыми автодорогами категории IV-в к разведочным скважинам и кустам газоконденсатных скважин. Основное средство доставки грузов и людей круглогодично – авиация, в зимний период – автотранспортом по зимникам.

Дорожная сеть на правом берегу Обской губы представлена подъездной автодорогой категории III-в с твердым покрытием от г. Новый Уренгой до п. Ямбург, а также подъездной автодорогой, с твердым покрытием проходящей в юго-западном направлении от автодороги Новый Уренгой – п. Ямбург до УКПГ-9 Харвутинского купола Ямбургского ГКМ.

В тектоническом плане район расположен в пределах Усть-Обской низменности Западно-Сибирской плиты. Район работ сейсмически опасным не является (сейсмичность 5 баллов) согласно прил. А СП 14.13330.2014 (Карты ОСР-2015 А, В, С).

В гидрогеологическом отношении инженерные сооружения находятся во взаимодействии с надмерзлотными водами первого гидрогеологического комплекса – водами деятельного слоя (слой сезонного промерзания-оттаивания) и водами несквозных таликов.

В геологическом отношении рассматриваемая территория является частью молодой эпигерцинской Западно-Сибирской плиты, фундамент которой сложен опущенными на большую глубину интенсивно дислоцированными палеозойскими отложениями, перекрытыми чехлом рыхлых морских и континентальных мезо-кайнозойских пород (глин, песчаников, мергелей и т.п.), мощность которых превышает 1000 м. Преимущественное развитие получили аллювиально-морские верхнечетвертичные и современные отложения.

Салмановское (Утреннее) месторождение имеет следующие характеристики:

- начальные геологические запасы сухого газа – 1582 млрд. м³, в том числе по категории С1 – 681 млрд. м³, по категории С2 – 901 млрд. м³;
- начальные запасы конденсата – 76,2 млн. тонн, в том числе извлекаемые запасы – 59,3 млн. тонн.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
													6

2.2 Основные положения проекта разработки

Основные технические решения по обустройству Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения разработаны на основании задания на проектирование и технических требований, утвержденных руководством компании ООО "АРКТИК СПГ 2".

Лицензионный участок характеризуется наличием трех выраженных зон или "куполов": Северный, Центральный и Южный. Намеченные сроки ввода в эксплуатацию у каждого купола разные, что определяет необходимость рассмотрения показателей разработки для каждого купола.

Основные характеристики по Центральному куполу:

- начальные геологические запасы сухого газа – 680 млрд. м³ (~43% от общих запасов),
- количество эксплуатационных скважин (кустов скважин) – 89 93 (7) шт.;
- максимальный уровень добычи сухого газа – 14,5 млрд.м³/год;
- максимальная добыча стабильного углеводородного конденсата – 721,0 тыс.т/год;
- год ввода в эксплуатацию – IV квартал 2022.


Основные характеристики по Южному куполу:

- начальные геологические запасы сухого газа – 576 млрд. м³ (~36% от общих запасов),
- количество эксплуатационных скважин (кустов скважин) – 92 79 (8) (7) шт. и 22 10 скважины в составе 20 куста (разрабатывается в отдельном проекте);
- максимальный уровень добычи сухого газа – 12,0 млрд. м³/год;
- максимальная добыча стабильного углеводородного конденсата – 591,0 тыс. т/год;
- год ввода в эксплуатацию – IV квартал 2023.

Основные характеристики по Северному куполу:

- начальные геологические запасы сухого газа – 327 млрд. м³ (~21% от общих запасов),
- количество эксплуатационных скважин (кустов скважин) – 32 31 (5) шт.;
- максимальный уровень добычи сухого газа – 4,0 млрд.м³/год;
- максимальная добыча стабильного углеводородного конденсата – 202,0 тыс. т/год;
- год ввода в эксплуатацию – опережающий ввод (УРМ, факельное хозяйство, компрессорная воздуха) IV квартал 2022, полный ввод I квартал 2027.

На базе этих запасов ПАО "НОВАТЭК" выполняет строительство второго в регионе завода по сжижению газа – "Арктик СПГ 2". Завод СПГ будет построен в три очереди (ввод в эксплуатацию в 2023, 2024, 2026 годах). Продукцией завода будет сжиженный природный газ и стабильный газовый конденсат.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>- год ввода в эксплуатацию – опережающий ввод (УРМ, факельное хозяйство, компрессорная воздуха) IV квартал 2022, полный ввод I квартал 2027.</p> <p>На базе этих запасов ПАО "НОВАТЭК" выполняет строительство второго в регионе завода по сжижению газа – "Арктик СПГ 2". Завод СПГ будет построен в три очереди (ввод в эксплуатацию в 2023, 2024, 2026 годах). Продукцией завода будет сжиженный природный газ и стабильный газовый конденсат.</p>					
		Инв. № подл.					
8	3		Зам.	П74-24		21.06.24	
Изм.	Кол.уч		Лист	№док.	Подп.	Дата	
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ							Лист
							7

2.3 Физико-химическая характеристика газа и конденсата

Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1979 г. По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 57 поисково-разведочных скважин. Месторождение расположено в пределах участка СЛХ 15745 НЭ и частично выходит на территорию участка лицензии ШКМ 15201 НР. Ближайшим разрабатываемым месторождением углеводородного сырья является Южно-Тамбейское НГКМ.

Промышленная нефтегазоносность установлена в меловых отложениях ахской (пласт БГ₁₃), таноппинской (пласты ТП₁, ТП₂, ТП₃⁰, ТП₃, ТП₄¹, ТП₄², ТП₅⁰, ТП₅, ТП₆, ТП₇, ТП₈, ТП₉¹, ТП₉², ТП₁₀¹, ТП₁₀², ТП₁₁, ТП₁₂, ТП₁₃², ТП₁₄, ТП₁₆¹, ТП₁₆², ТП₁₆³, ТП₁₇, ТП₁₈¹, ТП₁₈², ТП₁₉¹, ТП₁₉², ТП₂₀¹, ТП₂₀², ТП₂₁¹, ТП₂₁²⁻³, ТП₂₂⁰, ТП₂₂, ТП₂₃, ТП₂₄¹, ТП₂₄², ТП₂₅¹, ТП₂₅², ТП₂₆, ТП₂₇¹, ТП₂₇³), яронгской (пласты ХМ₇, ХМ₉¹, ХМ₉², ХМ₉³) и марресалинской свит (пласты ПК₁, ПК₉).

Объект ПК₁ – ПК₉ характеризуется значительно более низкими начальными пластовыми давлениями относительно основных по запасам нижележащих объектов разработки.

- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 1,807 млрд.м3;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки - 67,352 млрд. м3;

Данный объект включает в себя пласты ПК₁ и ПК₉.

Пласт ПК₁ относится к альб-апт-сеноманскому комплексу и по характеру насыщения является газовым. В пределах пласта выявлено две массивных залежи. ГВК по залежам изменяется от -831 до -833 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам изменяются в пределах 0,46 - 0,58 д.ед., проницаемость – 84.2 – 106.5*10⁻³ мкм².

Пласт ПК₉ относится к альб-апт-сеноманскому комплексу и по характеру насыщения является газовым. В пределах пласта выявлена одна массивная литологически-экранированная залежь. ГВК принят на а.о. -1431 м. Коэффициенты газонасыщенности составляет 0,51 д.ед., проницаемость – 507*10⁻³ мкм².

Объект ХМ₇ –ХМ₉ характеризуется значительно более низкими начальными пластовыми давлениями относительно основных по запасам нижележащих объектов разработки.

- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 1,125 млрд.м3;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 24,733 млрд. м3;

Данный объект включает в себя пласты ХМ₇, ХМ₉¹ и ХМ₉³.

Пласт ХМ₇ относится к яронгской свите и по характеру насыщения является газовым. Залежь данного пласта пластово-сводовая, ГВК принят на а.о.-1485 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,74 д.ед., проницаемость – 593.6*10⁻³ мкм².

Пласт ХМ₉¹ также относится к яронгской свите и по характеру насыщения является газовым. В пласте выявлено 2 залежи УВ: залежь в р-не скв. 266 является пластово-сводовой литологически-экранированной и пластово-сводовая залежь в р-не скв. 271. ГВК по залежам

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	разработки.																							
			<ul style="list-style-type: none">• максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 1,125 млрд.м3;• накопленная добыча свободного газа за период разработки – 24,733 млрд. м3; Данный объект включает в себя пласты ХМ ₇ , ХМ ₉ ¹ и ХМ ₉ ³ .																							
			<p>Пласт ХМ₇ относится к яронгской свите и по характеру насыщения является газовым. Залежь данного пласта пластово-сводовая, ГВК принят на а.о.-1485 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,74 д.ед., проницаемость – 593.6*10⁻³ мкм².</p> <p>Пласт ХМ₉¹ также относится к яронгской свите и по характеру насыщения является газовым. В пласте выявлено 2 залежи УВ: залежь в р-не скв. 266 является пластово-сводовой литологически-экранированной и пластово-сводовая залежь в р-не скв. 271. ГВК по залежам</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					
								8																		

изменяется от -1571 до -1572,5 м. Коэффициент газонасыщенности по залежам изменяется в пределах 0,44 - 0,52 д.ед., проницаемость – $28,3 - 41,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ХМ₉³. В пласте выявлена одна газовая залежь в р-не скв. 270, залежь пластово-сводовая литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -1619 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,57 д.ед., проницаемость – $33,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Объект ТП₁ – ТП₄² предусматривает бурение 71 горизонтальной скважины и 7 боковых горизонтальных стволов.

- общий фонд скважин – 71 добывающих;
- фонд скважин к бурению – 71 добывающая газовая скважина;
- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 11,797 млрд. м3;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 79,5 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 494,616 млрд. м3;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 3419 тыс.т.

Пласт ТП₁ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Данный пласт является наибольшим по площади среди всех пластов Салмановского (Утреннего) месторождения. В пласте выделено две пластовых сводовых залежи тектонически-экранированных и одна пластово–сводовая залежь литологически-экранированная. ГВК изменяется от -1666 до -1679 м. Коэффициент газонасыщенности в среднем по залежам 0,41 - 0,55 д.ед., проницаемость – $13,7 - 21,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего в пределах пласта выделено четыре залежи. Основная залежь является пластово-сводовой литологически-экранированной, залежь в р-не скв. 283 – массивной, в р-не скв. 273 и в р-не скв. 293 залежи являются пластово-сводовые тектонически и литологически-экранированные. ГВК изменяется от -1662 до -1695 м. Коэффициент газонасыщенности в среднем по залежам 0,41 - 0,53 д.ед., проницаемость – $16,8 - 48,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₃⁰. В пределах пласта выделяется единственная газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -1664. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,65 д.ед., проницаемость – $47,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₃ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего в пределах пласта выделено три залежи: две залежи являются пластово-сводовыми и одна залежь в р-не скв. 287 – массивной. ГВК изменяется в пределах от -1695 до -1705 м. Коэффициент газонасыщенности в среднем по залежам 0,58 - 0,60 д.ед., проницаемость – $162,4 - 174,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₄¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего в пределах пласта выделено четыре залежи: залежь в районе скважины 266 является пластово-сводовой, две залежи пластово-сводового типа

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							9

литологически-экранированная и залежь в районе скважины 271 массивного типа. ГВК изменяется в пределах от -1726 до -1773 м. Коэффициент газонасыщенности в среднем по залежам 0,56 - 0,59 д.ед., проницаемость – 84,5 – 137,9*10⁻³ мкм².

Пласт ТП₄² относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделяется две залежи: массивная и массивная тектонически-ограниченная. ГВК изменяется в пределах от -1774 до -1775 м. Коэффициент газонасыщенности в среднем по залежам 0,57 - 0,62 д.ед., проницаемость – 199,3 – 232,4*10⁻³ мкм².

Объект ТП₅⁰ – ТП₉² предусматривает бурение 22 горизонтальных скважин и 9 боковых горизонтальных стволов.

- общий фонд скважин – 22 добывающих;
- фонд скважин к бурению – 22 добывающая газовая скважина;
- ввод скважин в период пробной эксплуатации (3 года) – 6 добывающих газоконденсатных скважин;

- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 3,966 млрд.м3;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 10,7 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 166,349 млрд. м3;
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 543 тыс.т.

Данный объект включает в себя пласты ТП₅⁰, ТП₅, ТП₆, ТП₇, ТП₈, ТП₉¹ и ТП₉².

Пласт ТП₅⁰ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Продуктивные отложения представлены единственной залежью пластового сводового типа литологически-экранированной. ГВК принят на а.о. -1796 м. Коэффициент газонасыщенности – 0,54 д.ед., проницаемость оценивается на уровне 73,6*10⁻³ мкм².

Пласт ТП₅ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделяется четыре залежи: пластово-сводовая, пластово-сводовая литологически- и тектонически-экранированная, пластово-сводовая литологически-экранированная и массивная залежь. ГВК изменяется в пределах от -1809 до -1854 м. Коэффициент газонасыщенности по залежам изменяется в пределах 0,41 - 0,72 д.ед., проницаемость – 8,3 – 212,2*10⁻³ мкм².

Пласт ТП₆ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделяется три залежи: одна залежь пластово-сводовая тектонически-экранированная и две залежи пластово-сводовых литологически-экранированных. ГВК изменяется в пределах от -1836 до -1856 м. Коэффициент газонасыщенности по залежам изменяется в пределах 0,53 - 0,70 д.ед., проницаемость – 82,9 – 349,7*10⁻³ мкм².

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>литологически-экранированная и массивная залежь. ГВК изменяется в пределах от -1809 до -1854 м. Коэффициент газонасыщенности по залежам изменяется в пределах 0,41 - 0,72 д.ед., проницаемость – 8,3 – 212,2*10⁻³ мкм².</p> <p>Пласт ТП₆ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделяется три залежи: одна залежь пластово-сводовая тектонически-экранированная и две залежи пластово-сводовых литологически-экранированных. ГВК изменяется в пределах от -1836 до -1856 м. Коэффициент газонасыщенности по залежам изменяется в пределах 0,53 - 0,70 д.ед., проницаемость – 82,9 – 349,7*10⁻³ мкм².</p>							
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				Лист
										10

Пласт ТП₇ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделяется три залежи: массивная тектонически- и литологически-экранированная, массивная тектонически-экранированная и массивная литологически-экранированная. ГВК изменяется в пределах от -1884 до -1894 м. Коэффициент газонасыщенности по залежам изменяется в пределах 0,48 - 0,53 д.ед., проницаемость – $156,0 - 434,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₈. В пределах пласта выделяется одна газоконденсатная залежь массивного типа с тектоническим нарушением. ГВК принят на а.о. -1949,6 м. Коэффициент газонасыщенности составляет - 0,53 д.ед., проницаемость – $255,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₉¹. В пределах пласта выделяется одна газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -1918,5 м. Коэффициент газонасыщенности составляет - 0,64 д.ед., проницаемость – $212,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₉². В пределах пласта выделяется одна газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -1981 м. Коэффициент газонасыщенности составляет - 0,66 д.ед., проницаемость – $279,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Объект ТП₁₀ – ТП₁₄ предусматривает бурение 26 горизонтальных скважин и 4 боковых горизонтальных стволов.

- общий фонд скважин – 26 добывающих;
- фонд скважин к бурению – 26 добывающих газоконденсатных скважин;
- ввод скважин в период пробной эксплуатации (3 года) – 17 добывающих газоконденсатных скважин;
- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 5,457 млрд.м3;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 42,2 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 206,935 млрд. м3;
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 1573 тыс.т.

Данный объект включает в себя пласты ТП₁₀¹, ТП₁₀², ТП₁₁, ТП₁₂, ТП₁₃² и ТП₁₄.

Пласт ТП₁₀¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего в пределах пласта выделено две залежи: в р-не скв. 271 массивного типа и в р-не скв. 266 пластово-сводового типа. ГВК принят на а.о. от -1973 до -1977 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,50 - 0,61 д.ед., проницаемость – $39,9 - 46,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₀². В пределах пласта выделяется одна газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -1997 м. Коэффициент газонасыщенности составляет - 0,4 д.ед., проницаемость – $37,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₁. Пласт относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газовым. Продуктивные отложения представлены единственной залежью массивного типа с

Взам. инв. №		газоконденсатным. Всего в пределах пласта выделено две залежи: в р-не скв. 271 массивного типа и в р-не скв. 266 пластово-сводового типа. ГВК принят на а.о. от -1973 до -1977 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,50 - 0,61 д.ед., проницаемость – 39,9 – 46,1*10 ⁻³ мкм ² .						
		Пласт ТП₁₀². В пределах пласта выделяется одна газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -1997 м. Коэффициент газонасыщенности составляет - 0,4 д.ед., проницаемость – 37,1*10 ⁻³ мкм ² .						
		Пласт ТП₁₁. Пласт относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газовым. Продуктивные отложения представлены единственной залежью массивного типа с						
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
Изм.		Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
								11

тектоническими нарушениями. ГВК принят на а.о. -2092 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,46 д.ед., проницаемость принята на уровне $19,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₂ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего в пределах пласта выделено две залежи: в р-не скв. 270 залежь массивного типа литологически-экранированная и тектонически-ограниченная и в р-не скв. 288 пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. от -2092 до -2101 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,55 - 0,65 д.ед., проницаемость – $61,6 - 91,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₃² относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Продуктивные отложения представлены единственной залежью пластово-сводового типа литологически-экранированной. ГВК принят на а.о. -2163 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,61 д.ед., проницаемость – $61,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₄ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газовым. Всего выделено четыре залежи. Залежи в районах скважин №№310 и 266 являются пластовыми сводовыми литологически-экранированными. Залежь в районе скважины 273 пластового сводового типа тектонически-экранированная и литологически-ограниченная. Залежь в районе скважины 291 пластового сводового типа тектонически и литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. от -2144 до -2218 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,54 - 0,62 д.ед., проницаемость $38,4 - 79,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Объект ТП₁₆ – ТП₂₁¹ предусматривает бурение 56 горизонтальных скважин и зарезку 34 боковых горизонтальных стволов.

- общий фонд скважин – 56 добывающих;
- фонд скважин к бурению – 56 добывающих газоконденсатных скважин;
- ввод скважин в период пробной эксплуатации (3 года) – 28 добывающих газоконденсатных скважин;
- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 6,548 млрд.м3;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 576,3 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 385,619 млрд. м3.
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 26 868 тыс.т.;

Данный объект включает в себя пласты ТП₁₆¹, ТП₁₆², ТП₁₆³, ТП₁₇, ТП₁₈¹, ТП₁₈², ТП₁₉¹, ТП₁₉², ТП₂₀¹, ТП₂₀² и ТП₂₁¹.

Пласт ТП₁₆¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Продуктивные отложения представлены единственной залежью пластово-сводового типа литологически-экранированной. ГВК принят на а.о. -2275 м. Коэффициенты газонасыщенности составляет 0,60 д.ед., проницаемость – $79,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₆² относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено пять залежей пластово-сводового типа. Залежи в районах

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

скважин №№310, 308 и 303 являются пластовыми сводовыми литологически-экранированными. Залежь в районе скважины 283 массивная тектонически-ограниченная и литологически-экранированная. Залежь в районе скважины 269 массивного типа тектонически и литологически-экранированная. ГВК изменяется в пределах от -2249 м до -2309 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,56 - 07 д.ед., проницаемость принята на уровне $71,4 - 299,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₆³ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено пять небольших залежей. Залежь в районе скважины №273 является пластово-сводовой тектонически и литологически-экранированной. Все остальные залежи в районах скважин №№281, 259, 272, 295 пластового сводового типа литологически-экранированные. ГВК принят на а.о. от -2291 до -2357 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,58 - 0,68 д.ед., проницаемость $49,5 - 195,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₇ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено три небольшие пластовые сводовые залежи, имеющие тектонические и литологические нарушения. ГВК принят на а.о. от -2310 до -2361 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,55 - 0,62 д.ед., проницаемость – $78,8 - 83,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₈¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено пять залежей. Залежи в районах скважин №№290, 270 являются пластового сводового типа тектонически и литологически-экранированными. Залежи в районах скважин №№265, 305 пластового сводового типа литологически-экранированные. Залежь в районе скважины 271 – пластово-сводовая. ГВК принят на а.о. от -2341 до -2373 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,54 - 0,65 д.ед., проницаемость $34,3 - 284,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₈². В пласте выделено три газоконденсатных залежи и одна нефтяная залежь в районе скважины 269. Газоконденсатные залежи в районах скважин №№266, 304 являются пластового сводового типа литологически-экранированными. Залежь в районе скважины 285 является пластово-сводовой. Нефтяная залежь в районе скважины 269 является массивной тектонически-экранированной. ГВК принят на а.о. от -2335 до -2362 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,58 - 0,63 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,62 д. ед., проницаемость $17,3 - 68,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₉¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено шесть залежей. Залежи в районах скважин №№287, 270, 252 являются пластово-сводового типа литологически-экранированными. Залежь в районе скважины 290 является массивного типа тектонически литологически-экранированной. Залежь в районе скважины 273 является пластово-сводовой тектонически и литологически-

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			

экранированной. Залежь в районе скважины 295 – пластово-сводовой. ГВК принят на а.о. от -2345 до -2444 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,52 - 0,69 д.ед., проницаемость $7,9 - 72,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₁₉² относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пласте выделено пять залежей. Залежь в районе скважины 291 является массивного типа тектонически и литологически-экранированной. Залежь в районе скважины 270 является пластово-сводового типа тектонически-экранированной. Залежь в районе скважины 266 является пластово-сводовой. Залежь в районе скважины 284 – массивного типа. Залежь в районе скважины 280 является пластово-сводового типа литологически-экранированной. ГВК принят на а.о. от -2364 до -2446 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,6 - 0,72 д.ед., проницаемость $34,2 - 81,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₀¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено четыре залежи. Залежь в районе скважины 253 является пластово-сводового типа тектонически и литологически-экранированной. Залежь в районе скважины 251 является пластово-сводового типа литологически-экранированной. Залежи в районах скважин №№266, 271 являются пластово-сводового типа литологически-экранированными. ГВК принят на а.о. от -2385 до -2459 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,48 - 0,59 д.ед., проницаемость $1,3 - 55,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₀² относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. Всего выделено шесть залежей. Залежь в районе скважины 253 является пластово-сводовой тектонически-экранированной. Залежь в районе скважины 251 является пластово-сводовой литологически ограниченной зоной глинизации. Залежь в районе скважины 271 пластово-сводового типа. Все остальные залежи являются пластово-сводового типа литологически-экранированными. ГВК принят на а.о. от -2412 до -2499 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,51 - 0,65 д.ед., проницаемость $9,1 - 34,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₁¹ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделено четыре залежи: две залежи пластово-сводовых литологически-экранированных, одна в районе скважины 269 массивного типа тектонически-экранированная и одна залежь в районе скважины 271 пластово-сводовая. ГВК принят на а.о. от -2424 до -2501 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,48 - 0,61 д.ед., проницаемость оценивается на уровне $6,1 - 23,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Объект ТП₂₁²⁻³ – ТП₂₆ предусматривает бурение 35 горизонтальных скважин и 5 боковых горизонтальных стволов.

- общий фонд скважин – 35 добывающих;
- фонд скважин к бурению – 35 добывающих газоконденсатных скважин;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ввод скважин в период пробной эксплуатации (3 года) – 26 добывающих газоконденсатных скважин;
- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 5,573 млрд.м3;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 740,8 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 207,536 млрд. м3;
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 23 770 тыс.т.

Пласт ТП₂₁²⁻³ относится к танопчинской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. В пределах пласта выделено три залежи пластово-сводового типа литологически-экранированных. ГВК принят на а.о. от -2455 до -2513 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,51 - 0,62 д.ед., проницаемость оценивается на уровне $3,8 - 42,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₂⁰. В пласте выделено две газоконденсатных залежи и одна нефтяная залежь в районе скважины 281. Залежь в районе скважины 266 является пластового сводового типа литологически-ограниченной зоной глинизации. Залежь в районе скважины 274 является пластово-сводовой. Нефтяная залежь в районе скважины 281 является пластово-сводового типа литологически-экранированной. ГВК принят на а.о. от -2446 до -2524 м.

Пласт ТП₂₂. В пласте выделено четыре газоконденсатных залежи, одна нефтегазоконденсатная в районе скважины 251 и одна нефтяная залежь в районе скважины 269. Залежь в районе скважины 274 является массивного типа. Залежи в районе скважин №№266, 305 являются пластово-сводового типа литологически-экранированные. Залежь в районе скважины 271 пластово-сводовая. Нефтяная залежь в районе скважины 269 является массивного типа тектонически-экранированной. Нефтегазоконденсатная залежь в районе скважины 251 является массивной. ГВК принят на а.о. от -2481 до -2546 м. ВНК принят на а.о. от -2529 до -2556 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,53 - 0,65 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности по залежам составляет 0,5 - 0,6 д. ед., проницаемость $3,8 - 41,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₃. В пласте выделено три газоконденсатных залежи и одна нефтегазоконденсатная в районе скважины 269. Залежь в районе скважины 250 является массивного типа. Залежь в районе скважины 271 является пластово-сводовой литологически-экранированной. Залежь в районе скважины 266 является пластово-сводовой литологически-ограниченной зоной глинизации. Нефтегазоконденсатная залежь в районе скважины 269 является массивной тектонически-экранированной. ГВК принят на а.о. от -2500 до -2585 м. ВНК принят на а.о. -2593 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,54 - 0,61 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности по залежи составляет 0,5 д. ед., проницаемость $13,2 - 21,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								15
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Пласт ТП₂₄¹. В пласте выделена одна газоконденсатная залежь в районе скважины 308 и одна нефтегазоконденсатная в районе скважины 266. Залежи являются пластово-сводового типа литологически экранированные. ГВК принят на а.о. -2518 м. ВНК принят на а.о. -2531 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам составляют 0,55 - 0,61 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,47 д. ед., проницаемость $0,6 - 8,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₄². В пласте выделена одна газоконденсатная залежь в районе скважины 295 и одна нефтяная в районе скважины 259. Залежи являются пластово-сводового типа литологически экранированные. ГВК принят на а.о. -2570 м. ВНК принят на а.о. -2542 м. Коэффициент газонасыщенности по залежи составляет 0,49 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,56 д. ед., проницаемость $4,5 - 6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₅¹. В пласте выделено две газоконденсатных залежи пластово-сводового типа литологически-экранированные. ГВК принят на а.о. от -2545 до -2585 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам изменяются в пределах 0,56 – 0,61 д.ед., проницаемость $366,4 - 666,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₅². В пласте выделено две газоконденсатных залежи пластово-сводового типа литологически экранированные. ГВК принят на а.о. от -2563 до -2596 м. Коэффициенты газонасыщенности по залежам изменяются в пределах 0,55 – 0,62 д.ед., проницаемость $354,5 - 1101,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт ТП₂₆. В пласте выделена одна газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -2578 м. Коэффициент газонасыщенности по залежи - 0,61 д.ед., проницаемость $335,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Объект ТП₂₇ предусматривает бурение 3 горизонтальных скважин и зарезку 1 бокового горизонтального ствола.

- общий фонд скважин – 3 добывающих;
- фонд скважин к бурению – 3 скважины добывающих газоконденсатных скважин;
- ввод скважин в период пробной эксплуатации (3 года) – 3 добывающих газоконденсатных скважин;

- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 0,698 млрд.м3;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 100,9 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 18,442 млрд. м3;
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 2004 тыс.т.;

Данный объект включает в себя пласты ТП₂₇¹ и ТП₂₇³.

Пласт ТП₂₇¹. В пласте выделена одна газоконденсатная залежь массивного типа тектонически-экранированная. ГВК принят на а.о. -2744 м. Коэффициент газонасыщенности по залежи - 0,69 д.ед., проницаемость $170,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							16
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Пласт ТП₂₇³. В пласте выделена одна газоконденсатная залежь пластово-сводового типа литологически-экранированная. ГВК принят на а.о. -2686 м. Коэффициент газонасыщенности по залежи - 0,69 д.ед., проницаемость $300 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Объект БГ предусматривает разработку объекта возвратным фондом, а именно бурение 3 боковых горизонтальных стволов.

- собственный фонд эксплуатационных скважин не предусмотрен;
- максимальный уровень годовой добычи свободного газа – 0,283 млрд.м³;
- максимальный уровень годовой добычи конденсата – 36,6 тыс.т.;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 4,427 млрд. м³;
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 482 тыс.т.

Данный объект включает в себя пласты БГ₁₂¹ и БГ₁₃.

Пласт БГ₁₂¹ относится к ахской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. На пласте выявлена единственная пластовая литологически-экранированная залежь. ГВК принят на а.о. -2782 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,5 д.ед., проницаемость оценивается на уровне $163,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт БГ₁₃. Пласт БГ₁₃ относится к ахской свите и по характеру насыщения является газоконденсатным. На пласте выявлено две газоконденсатных залежи литологически-экранированных. ГВК принят на а.о. от -2779 до -2940 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,55 – 0,71 д.ед., проницаемость оценивается на уровне $3,7 - 67,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В целом по месторождению:

Рекомендуемый вариант разработки предполагает следующие решения:

- общий фонд скважин – 213;
- фонд скважин к бурению – 213 добывающих газоконденсатных скважин;
- ГТМ: БГС – 90 скважин / операций;
- накопленная добыча свободного газа за период разработки – 1576,009 млрд. м³;
- накопленная добыча конденсата за период разработки – 58 659 тыс.т.;
- коэффициент извлечения газа за период разработки – 1 д.е.
- коэффициент извлечения конденсата за период разработки – 0,779 д.е.

По свойствам, особенно по плотности, конденсаты, как и пластовые флюиды дифференцируются на типы: с плотностями до 760 кг/м³ (валанжинский тип) и 760-830 кг/м³ (нафтенный тип).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			17

3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

3.1 Назначение и мощность проектируемых объектов

Проектируемый комплекс включает строительство трех технологических площадок УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ-3 по добыче и подготовке добываемого флюида.

В составе площадок УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ-3 предусматриваются сооружения сбора пластовой смеси, установки по разделению и подготовке газа и конденсата для дальнейшей подачи на Завод СПГ.

Установка комплексной подготовки газа центрального купола (УКПГ-1) предназначена для обработки пластовой смеси, поступающей от кустов скважин центрального купола – обеспечения необходимого качества природного газа, подаваемого на завод СПГ, выделения газового конденсата и ВМР. Подготовленный природный газ от УКПГ-1 по трубопроводу направляется на Завод СПГ. Нестабильный конденсат от УКПГ-1 по трубопроводу направляется на Завод СПГ. ВМР направляется на установку регенерации метанола (УРМ) в составе УКПГ-1 для повторного использования метанола.

Обоснование выбора основной технологии подготовки газа выполнено в составе ОТР (проект 77.1.17.016), рассматривались варианты подготовки газа по следующим технологиям:

- сепарация;
- низкотемпературная сепарация с дросселем;
- низкотемпературная сепарация с турбодетандерным агрегатом (ТДА);
- адсорбция, в зимнее время с охлаждением осушенного газа на АВО и сепарацией сконденсировавшейся жидкости.

На основании проведенных сравнений вариантов принята основная технология подготовки газа - низкотемпературная сепарация с применением турбодетандерного агрегата (НТС с ТДА).

На УКПГ-1 по технологии НТС с ТДА предусматриваются следующие технологические установки:

- пункт переключающей арматуры;
- пробкоуловитель №1, 2;
- установка сепарации;
- установка низкотемпературной сепарации;
- установка 3s сепарации;
- установка дегазации конденсата;
- дожимная компрессорная станция (для обеспечения необходимого уровня холода, год ввода 2030);
- компрессорная газов дегазации;
- установка регенерации метанола;

Изм.	№	подл.	Изм.	№	уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
											18

- резервуары хранения метанола с насосной;
- факельная система ВД, НД;
- блок подготовки топливного газа;
- компрессорная воздуха КИП;
- азотное хозяйство.

Применение технологии НТС с ТДА обеспечивает получение температур газа и конденсата на выходе из УКПГ ниже 0 °С круглогодично. Низкие температуры транспортируемого газа и конденсата позволяют выполнить подземную прокладку газо- и конденсатопровода.

Основные технологические установки, на которых производится подготовка газа, состоят из нескольких технологических линий для обеспечения бесперебойной работы сооружений. Единичная производительность технологических линий выбиралась исходя из максимальной единичной производительности технологического оборудования, которая, в свою очередь, определяется транспортными ограничениями габаритных размеров аппаратов. Также была учтена необходимость обеспечения достаточной гибкости производства при колебаниях производительности УКПГ в зависимости от режима работы установок в составе завода СПГ.

3.2 Блок-схема УКПГ-1

Блок-схема УКПГ-1 представлена на рисунке 3.1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									19	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	

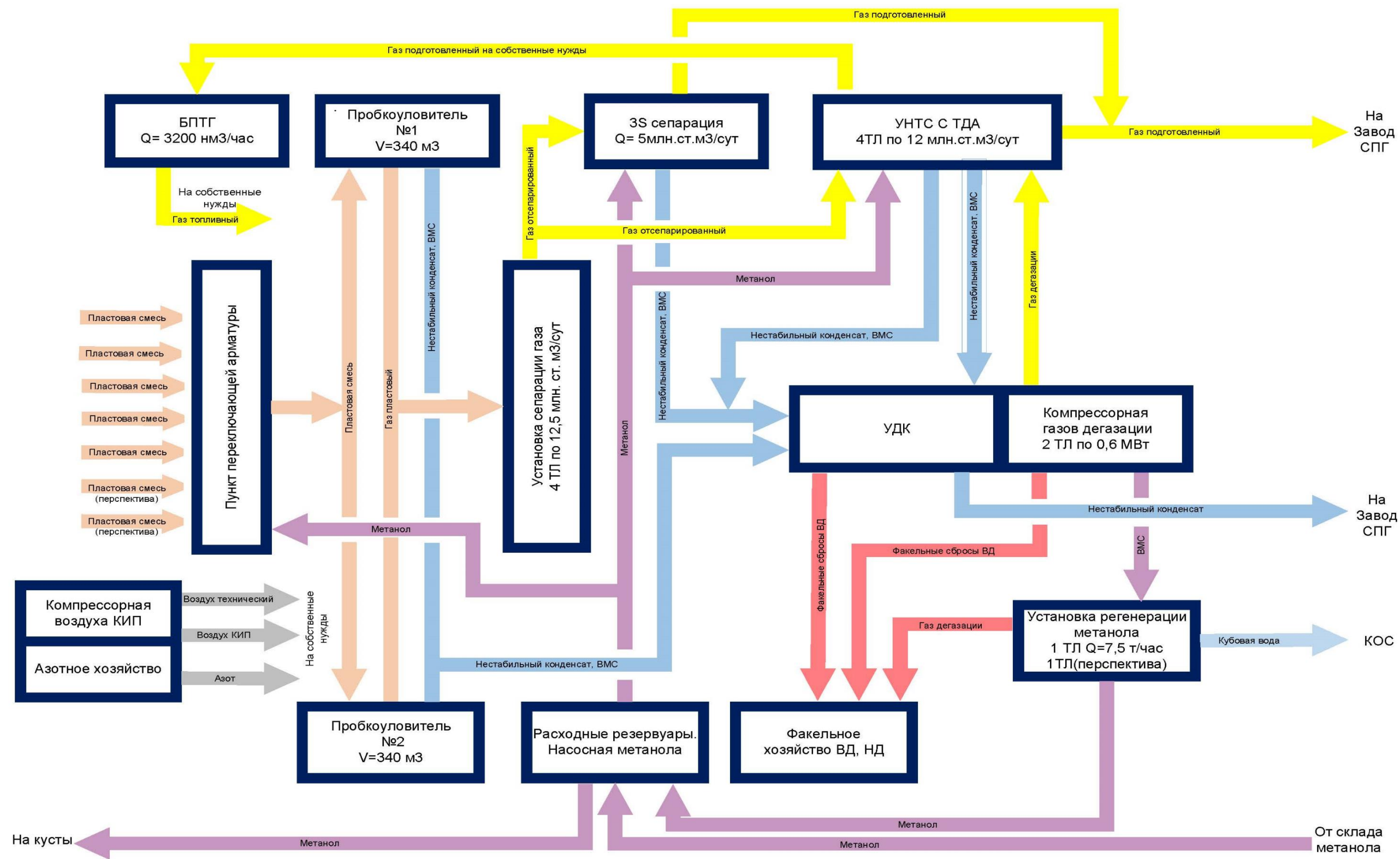


Рисунок 3.1 – Блок-схема УКПГ-1

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							20

3.3 Материальный баланс установок УКПГ-1.

Сводный материальный баланс технологических установок УКПГ-1 приведен в таблице 3.1.

Материальные балансы технологических установок приведены в таблицах 3.2 - 3.6.

Материальный баланс представлен для годов ввода объекта в работу 2024, 2026 и года работы дожимной компрессорной станции 2035.

Таблица 3.1 – Сводный материальный баланс

	Статья	Количество, кг/час		
		2024	2026	2035
1	Приход			
1.1	Пластовая смесь от месторождения, в том числе метанол на кусты	1549167,1	1669662,2	1360515,7
1.2	Метанол от резервуаров (не менее 90% масс.), в том числе:	2660,0	2350,2	2392,2
1.2.1	Метанол на кусты	1532,0	745,0	1498,0
1.2.2	Метанол на УНТС	1128,0	1205,2	894,2
1.2.3	Метанол на установку 3s сепарации	-	400,0	-
Итого		1551827,1	1672012,4	1362907,9
2	Расход			
2.1	Подготовленный газ, в том числе:	1422845,7	1554260,0	1292625,0
2.1.1	Подготовленный газ от УНТС	1422845,7	1397904,9	1292625,0
2.1.2	Подготовленный газ от 3S сепарации	-	156355,1	-
2.2	НК на Завод СПГ	125244,2	113390,8	60034,9
2.3	ВМР на УРМ	3737,2	4361,6	10247,9
2.5	Потери	-	-	-
Итого		1551827,1	1672012,4	1362907,9

Таблица 3.2 – Материальный баланс ПУ

	Статья	Количество, кг/час		
		2024	2026	2035
1	Приход			
1.1	Пластовая смесь	1550699,1	1670407,2	1362013,7
Итого		1550699,1	1670407,2	1362013,7
2	Расход			
2.1	Газ пластовый на сепарацию	1470752,8	1609031,9	1318919,4
2.2	НК+ВМР на УДК	79946,3	61375,3	43094,3
2.3	Потери	0	0	0
Итого		1550699,1	1670407,2	1362013,7

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Таблица 3.3 – Материальный баланс установки сепарации

	Статья	Количество, кг/час		
		2024	2026	2035
1	Приход			
1.1	Пластовая смесь	1470752,8	1609031,8	1318919,4
Итого		1470752,8	1609031,8	1318919,4
2	Расход			
2.1	Отсепарированный газ	1470130,5	1608212,9	1318341,7
2.2	НК+ВМР на УДК	622,3	818,9	577,7
Итого		1470752,8	1609031,8	1318919,4

Таблица 3.4 – Материальный баланс 3s сепарации

	Статья	Количество, кг/час		
		2024	2026	2035
1	Приход			
1.1	Пластовая смесь	-	165385,4	-
	Метанол		400,0	
Итого			165785,3	
2	Расход			
2.1	Отсепарированный газ	-	156355,1	-
2.2	НК+ВМР на УДК	-	9430,3	-
Итого		-	165785,4	-

Таблица 3.5 – Материальный баланс УДК

	Статья	Количество, кг/час		
		2024	2026	2035
1	Приход			
1.1	НК от ПУ №1, 2	79946,3	61375,3	43094,3
1.2	НК от установки сепарации	622,3	818,9	577,7
1.3	НК от установки 3s сепарации	-	9430,3	-
1.4	НК от УНТС (PN 16)	312,3	638,8	407,4
1.5	НК от УНТС (PN 10)	67003,7	65194,7	33997,0
Итого		147884,6	137458,0	78076,4
2	Расход			
2.1	НК к Заводу СПГ	125244,2	113390,8	60034,9
2.2	ВМР к УРМ	3737,2	4361,6	10247,9
2.3	Газ дегазации к компрессорной газа дегазации	18903,2	19705,6	7793,5
2.4	Потери	-	-	-
Итого		147884,6	137458,0	78076,4

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							22

Таблица 3.6 – Материальный баланс установки низкотемпературной сепарации

	Статья	Количество, кг/час		
		2024	2026	2035
1	Приход			
1.1	Отсепарированный газ	1470130,7	1442827,3	1318343,5
1.2	Метанол	1128,0	1205,2	894,2
1.3	Газ дегазации	18903,2	19705,6	7793,5
Итого		1490161,9	1463738,1	1327031,2
2	Расход			
2.1	Газ подготовленный	1422845,9	1397904, 6	1292626,8
2.2	НК к УДК (PN 16)	312,3	638,8	407,4
2.3	НК к УДК (PN 10)	67003,7	65194,7	33997,0
Итого		1490161,9	1463738,1	1327031,2

3.4 Характеристика сырья, товарной продукции и вспомогательных веществ

3.4.1 Сырье

Сырьем комплекса является пластовая смесь, добываемая из скважин.

Подробная характеристика исходной пластовой смеси по пластам приведена в разделе 2.3.

3.4.2 Товарная продукция

Согласно "Заданию на проектирование..." продукцией УКПГ-1 является:

- конденсат газовый нестабильный, дегазированный;
- подготовленный пластовый газ с температурой точки росы по воде и углеводородам не выше минус 15 °С, направляется на Завод СПГ по производству природного газа в сниженном состоянии.

Приведенные в проекте разработки составы, объемы сырьевого газа и содержания в нем углеводородного конденсата изменяются с течением времени. Соответственно, соотношение количества производимых продуктов (нестабильного конденсата и подготовленного газа) будут различаться по годам (см. таблицу материального баланса).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			23

3.4.3 Вспомогательные вещества

Воздух КИП, технический воздух, азот

Воздух КИП предназначен для испытания и работы приборов и средств автоматизации пневматической системы контроля и регулирования.

Воздух КИП соответствует ГОСТ 17433 - 80, не выше 0 класса загрязненности. Давление воздуха составляет 0,4...0,8 МПа изб. Температура точки росы сжатого воздуха не менее чем на 10 °С ниже минимальной рабочей температуры.

Снабжение УКПГ-1 воздухом КИП обеспечивается от компрессорной воздуха КИП в составе УКПГ-1. Для хранения запаса воздуха предусмотрены ресиверы (3 шт. по 40 м³).

Воздух технический предназначен для работы подключаемого пневмоинструмента и продувки технологического оборудования перед обслуживанием. Давление воздуха составляет 0,4...0,8 МПа изб. Снабжение УКПГ-1 воздухом техническим обеспечивается от компрессорной воздуха КИП.

Протяженность трубопроводов воздуха КИП и воздуха технического от компрессорной до потребителей составляет 2300 м.

На УКПГ-1 предусмотрена система газообразного азота технического 1-го сорта по ГОСТ 9293-74. Азот используется для продувок оборудования перед их пуском после ремонта, для перекачивания из емкостей технологических установок, создания "азотной подушки" в резервуарах метанола. Снабжение УКПГ-1 азотом обеспечивается от азотного хозяйства. Параметры воздуха КИП, азота приведены в таблицах 3.7, 3.8.

Таблица 3.7 – Параметры воздуха КИП

Показатель	Значение
Точка росы, °С	не выше минус 60
Рабочее давление, Мпа изб.	0,4-0,8
Расчетное давление, МПа изб.	1,0

Таблица 3.8 – Параметры азота

Показатель	Значение
Рабочее давление, МПа изб.	0,4-0,8
Расчетное давление, МПа изб.	1,0
Объемная доля азота, %, не менее	99,6
Точка росы, °С	не выше минус 60

Топливный газ

Топливный газ подается от БПТГ. Отбор газа на БПТГ (на собственные нужды)

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							24

выполняется от линии подготовленного газа на выходе из УНТС.

Топливный газ используется для продувки факельных коллекторов высокого и низкого давления, а также для подачи на пилотные горелки факелов высокого и низкого давления, устройства горизонтального горелочного.

Топливный газ служит источником тепла огневых подогревателей колонны регенерации метанола, котельной площадки УКПГ-1.

БПТГ представляет собой блок-модуль полной заводской поставки. Давление топливного газа составляет 0,35...0,6 МПа изб.

Основными потребителями топливного газа, являются:

- котельная площадки УКПГ-1;
- огневой подогреватель колонны регенерации метанола;
- факельные установки высокого и низкого давления;
- устройство горизонтальное горелочное.

Метанол

Метанол на УКПГ и месторождении используется в качестве ингибитора гидратообразования. Впрыск метанола в пластовую смесь осуществляется на кустах газоконденсатных скважин перед подачей в коллектор-шлейф и на ППА перед дросселированием давления. Также предусмотрен впрыск метанола на установке низкотемпературной сепарации.

Снабжение УКПГ-1 метанолом осуществляется от резервуаров метанола в составе УКПГ. Для получения метанола предусмотрена установка регенерации метанола из водометанольного раствора, поступающего на УКПГ-1 вместе с пластовой смесью. Получаемый метанол отвечает требованиям ГОСТ 2222-95. Свойства метанола приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Свойства метанола (ГОСТ 2222-95)

Наименование показателя	Норма для марки	
	А ОКП 24 2111 0130	Б ОКП 24 2111 0140
1 Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей 0,791-0,792 Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции	
2 Плотность при 20 °С, г/см ³		
3 Смешиваемость с водой		
4 Температурные пределы:		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							25

Продолжение таблицы 3.9

предел кипения, °С	64,0-65,5	
99% продукта перегоняется в пределах, °С, не более	0,8	1,0
5 Массовая доля воды, %, не более	0,05	0,08
6 Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, %, не более	0,0015	
7 Массовая доля альдегидов и кетонов в пересчете на ацетон, %, не более	0,003	0,008
8 Массовая доля летучих соединений железа в пересчете на железо, %, не более	0,00001	0,0005
9 Испытание с перманганатом калия, мин, не менее	60	30
10 Массовая доля аммиака и аминоксоединений в пересчете на аммиак, %, не более	0,00001	-
11 Массовая доля хлора, %, не более	0,0001	0,001
12 Массовая доля серы, %, не более	0,0001	0,001
13 Массовая доля нелетучего остатка после испарения, %, не более	0,001	0,002
14 Удельная электрическая проводимость, См/м, не более	$3 \cdot 10^{-5}$	-
15 Массовая доля этилового спирта, %, не более	0,01	-
16 Цветность по платино-кобальтовой шкале, единицы Хазена, не более	5	-

Цеолит синтетический NaX

Искусственные цеолиты марки NaX (ТУ 2163-077-05766575-99) применяют для глубокой осушки и тонкой очистки в азотной мембранной станции. Характеристика синтетических цеолитов приведена в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Характеристика синтетических цеолитов

Наименование показателя	
1.Насыпная плотность, г/см ³	0,66
2.Размер гранул по среднему диаметру, мм	4,5+- 0,5
3.Механическая прочность на раздавливание, кг/мм ²	1,0
4.Влагоемкость цеолита при осушке воздуха в статических условиях, при относительной влажности воздуха менее 1,0 % мг/г не менее	200
5.Динамическая емкость по парам воды, мг/см ³ , не менее	104

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							26

3.5 Потребность в основных видах ресурсов

Потребность в основных видах ресурсов для технологии подготовки газа и углеводородного конденсата на площадке УКПГ-1 определены в соответствии с объемами поступающего сырьевого газа и получаемой продукции.

Расчеты выполнены по принятому нормативному фонду эффективного рабочего времени предприятия –340 дней в году, 20 дней – средняя вероятность останова, 5 дней – высокая вероятность останова, режим работы круглогодичный, круглосуточный. Первые четыре года – предусматривается работа без остановок (в соответствии с ТЗ на разработку проектной документации).

Потребность в основных ресурсах технологических установок УКПГ-1 представлена в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Расходные показатели установок УКПГ-1

Статья \ Год	2024	2026	2035
Электроэнергия, МВт*ч	32035	39274	42523
Метанол, ГОСТ 2222-95, тонн/год	21442,4	17363,8	19166,7

Предусмотрены следующие потоки вспомогательных сред к технологическим установкам УКПГ-1:

- воздух КИП (от компрессорной воздуха КИП);
- воздух технический (от компрессорной воздуха КИП);
- азот (от компрессорной азота);
- газ топливный (от БПТГ);
- газ топливный на ДКС (перспектива).

Предусмотрены следующие потоки от технологических установок УКПГ-1:

- подготовленный газ к Заводу СПГ;
- подготовленный конденсат к Заводу СПГ;
- кубовая вода от установки регенерации метанола (к сантехсооружениям);
- сбросы газа на факел высокого давления;
- сбросы газа на факел низкого давления.

Основные расходные показатели вспомогательных ресурсов на технологических установках на период полного развития приведены в таблице 3.12.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			27

Таблица 3.12 – Расходные показатели вспомогательных ресурсов на технологических установках на период полного развития

Наименование потока	Источник поступления	Расход
Топливный газ на технологические нужды и в факельную систему (источник УНТС), нм ³ /год	От БПТГ	18498720
Дизельное топливо, тонн/год	Доставка танкерами в морской порт, далее автоцистернами	395
Масло компрессорное, тонн/год	Доставка морским путем	11
Масло смазочное, л/год	Доставка морским путем	1260
Цеолит NaX, тонн/год	Доставка морским путем	0,5

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

28

4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

4.1 Кусты газоконденсатных скважин

4.1.1 Кусты газоконденсатных скважин

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.1-К01-001-ТХ-03...04)

8.1

89 93 Согласно проекту разработки для подачи газа на УКПГ-1 предполагается обустройство скважин в составе 7 кустов. Согласно исходным данным проектная максимальная производительность некоторых скважин достигает 1 000 000 ст. м³/сут.

Распределение скважин по кустам приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Распределение скважин по кустам

Куст	Номера скважин пласта ТП ₁₋₂₅									
Куст №1	0101	0102	0103	0104	0105	0106	0107	0108	0109	0110
	0111	0112	0113	0114	0115	0116	0117	0118	0119	0120
Куст №2	0201	0202	0203	0204	0205	0206	0207	0208	0209	0210
	0211	0212	0213	0214						
Куст №3	0301	0302	0303	0304	0305	0306	0307	0308	0309	0310
	0311	0312	0313	0314	0315	0316	0317	0318	0319	0320
	0321									
Куст №4	0401	0402	0403	0404	0405	0406	0407	0408	0409	0410
	0411	0412	0413							
Куст №5	0501	0502	0503	0504	0505	0506	0507	0508	0509	0510
	0511	0512								
Куст №6	0601	0602	0603	0604	0605	0606	0607	0608		
Куст №7	0701	0702	0703	0704	0705	0706	0707			

8.2

В обвязку всех кустов газоконденсатных скважин входят следующие технологические объекты:

- обвязка устьев скважин;
- сепаратор свечевой;
- емкость расходная метанола;
- емкость дренажная;
- горизонтальное горелочное устройство;
- свеча рассеивания;
- узел подключения передвижного измерительного сепаратора.

Для обеспечения системы “цифровое месторождение” Салмановского (Утреннего) НГКМ в составе всех кустов газоконденсатных скважин используется подземное скважинное оборудование.

В обвязку всех кустов газоконденсатных скважин в составе центрального купола

Изм.	8	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
								29

месторождения входят узлы запуска очистных устройств (система очистных устройств (СОУ)).

Описание обвязки кустов газоконденсатных скважин приведено на примере куста № 1

В составе Салмановского (Утреннего) НГКМ предусмотрена разработка однозбойных скважин. Расстояние между скважинами принято равным 23 м в соответствии с обоснование безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Салмановского (Утреннего) НГКМ". Расстояние между группами скважин принято 60 м на основании РД 00158758-224-2001.

Обвязка устьев скважин позволяет проводить продувку скважины по колонне насосно-компрессорных труб, глушение и освоение скважины, безопасное сжигание газа в амбаре при продувках скважины после проведения капитального ремонта и при выходе скважины на технологический режим работы.

В состав обвязки скважин входят:

- фонтанная арматура 0101-W-010— по ГОСТ 13846-89 (тип АФ6-80х35 и АФ6-100х35);
- арматурный блок в комплекте с:
 - 1) расходомером;
 - 2) устройством регулирующим;
 - 3) устройствами запорными;
 - 4) устройством отсекающим;
 - 5) двумя шаровыми кранами и обратным клапаном;
 - 6) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройства регулирующего;

В составе кустов скважин применяются:

- арматурный блок 0101-U-010 расчетным давлением 21 МПа;
- система регулируемой подачи метанола 0120-U-010 расчетным давлением 24,5 МПа.

8.1

Пластовый газ через фонтанную арматуру 0101-W-010 поступает в арматурный блок 0101-U-010 и далее в кустовой коллектор пластового газа, подключенный к газосборной сети.

На газосборном коллекторе куста, на выходе газа, предусмотрен узел пуска очистных устройств 0101-U-100 (система очистных устройств (СОУ)), состоящий из:

- трехходового крана;
- арматурной обвязки для проведения операций по запасовке очистных устройств;
- сигнализатора запуска очистного устройства.

Контроль давления, температуры, расхода газа, а также контроль устьевых параметров скважин (давление, температура) и сигнализация отклонения от установочных параметров (давления и расхода) осуществляется в составе арматурного блока 0101-U-010. Контроль устьевых давлений, а также давлений в затрубном пространстве

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

скважиндополнительно предусмотрен по месту.

Для обеспечения надежной эксплуатации скважин, автоматизации их работы (с целью сокращения времени присутствия обслуживающего персонала) предусматривается подключение средств автоматизации скважин к диспетчерскому комплексу телеметрического измерительного комплекса куста. Телеметрическая система предназначена для оперативного контроля за режимом работы скважин, поддержания оптимальных параметров эксплуатации, автоматического регулирования расхода метанола, передачи на пульт оператора основных параметров работы скважин (давление, температура, расход газа) и сигналов об их отклонениях.

Телемеханизация кустов обеспечивает:

- сбор информации и управление (регулирование) дебитом скважины, а также количеством подаваемого метанола в реальном режиме времени;
- непрерывный контроль состояния оборудования;
- сигнализацию и протоколирование параметров работы оборудования, а также информацию о состоянии каналов связи и устройств комплекса;
- определение интегральных показателей функционирования кустов газоконденсатных скважин.

Система телемеханики обеспечивает возможность работы скважин куста в автоматическом, дистанционном и местном режимах управления.

Для предупреждения образования гидратов в трубопроводах газосборной сети предусмотрена подача ингибитора гидратообразования. В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол. Подача метанола осуществляется при помощи системы регулируемой подачи ингибитора (СРПИ) 0120-U-010 с двумя линиями дозирования:

- одна подача – постоянная дозированная перед регулятором в ФА (в инструментальный фланец рабочей струны);
- вторая подача – постоянная дозированная в скважину на глубину 500 м.

Информация о параметрах работы скважин, кустов и газосборных сетей (расход, давление, температура) поступает в ИУС, где определяется общее количество требуемого метанола в защищаемой точке.

Продувка скважин при выводе на режим производится со сжиганием газа на горизонтальной горелке, предусмотренной в обвязке куста.

Горизонтальное горелочное устройство 0160-F-001 включает в себя:

- блок горелочный, в составе:
 - 1) горелка основная;
 - 2) две горелки дежурные;
 - 3) блок редукционный (для поддержания постоянного давления топливного газа на входе в дежурную горелку);

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							31

- электрооборудование, в составе:
 - 1) блок управления факелом (БУФ – для контроля наличия пламени на горелке дежурной, контроля давления топливного газа и обеспечения розжига дежурной горелки);
 - 2) блок розжига и контроля (для генерации высокого напряжения, подаваемого на электрод розжига дежурной горелки и обработки сигнала с ионизационного зонда с последующей передачей этого сигнала на БУФ);
 - 3) стойка;
 - 4) соединительные трубопроводы.

Горизонтальное горелочное устройство укомплектовано устройством дистанционного розжига и контроля наличия пламени.

В качестве топливного газа для дежурных горелок используется газ, отбираемый из факельного коллектора куста и поступающий в блок редуцирования. В блоке редуцирования газ проходит очистку на фильтрах, редуцируется до давления 0,05 МПа и подается на дежурные горелки.

Для проведения специальных газодинамических исследований скважины с целью определения эксплуатационных характеристик скважин с учетом удельного количественного содержания твердой и жидкой фаз в газовом потоке, а также для измерения расхода сухого газа скважин, предусмотрен узел подключения передвижного измерительного сепаратора, а также, блок-бокса многофункционального расходомера (МФР).

Обязка кустов газоконденсатных скважин

Расчетное давление трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин принято равным максимальному статическому давлению газа и составляет 21 МПа. После объединения всех скважин в один коллектор предусмотрена граница давления и далее общекустовой коллектор идет с расчетным давлением 13,0 МПа и оснащен средствами защиты от превышения давления от питающего источника, в состав которых входит:

- блок предохранительных клапанов с переключающим устройством до и после с давлением настройки 13,0 МПа;
- система защиты от превышения давления - быстродействующий клапан-отсекатель;

Сбросы газа от предохранительного клапана направляются на свечу рассеивания 0160-F-002. При этом для приема сброса от предохранительного клапана предусмотрены:

- сепаратор свечной 0160-V-001 PN 1,0 МПа, V=20 м3 для отделения жидкости и возможности сброса сухого легкого газа на свечу рассеивания;
- емкость дренажная 0160-V-002 PN 1,0 МПа, V=25 м3 для приема отсепарированной жидкости и дальнейшей откачки ее в специальную автоцистерну для перевозки низкокипящих углеводородных жидкостей оборудованную насосом откачки;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">– блок предохранительных клапанов с переключающим устройством до и после с давлением настройки 13,0 МПа;– система защиты от превышения давления - быстродействующий клапан-отсекатель;
								Сбросы газа от предохранительного клапана направляются на свечу рассеивания 0160-F-002. При этом для приема сброса от предохранительного клапана предусмотрены:
								<ul style="list-style-type: none">– сепаратор свечной 0160-V-001 PN 1,0 МПа, V=20 м3 для отделения жидкости и возможности сброса сухого легкого газа на свечу рассеивания;– емкость дренажная 0160-V-002 PN 1,0 МПа, V=25 м3 для приема отсепарированной жидкости и дальнейшей откачки ее в специальную автоцистерну для перевозки низкокипящих углеводородных жидкостей оборудованную насосом откачки;
<div><div>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</div><div>Лист 32</div></div>								

- емкость расходная метанола 0120-V-001 $V=0,3$ м3 для предупреждения гидратообразования в выкидном патрубке предохранительного клапана по средствам устройства подачи метанола "свирель". Заполнение емкости осуществляется от автоцистерны оснащенной насосом, также в емкости предусмотрен уровнемер по месту.

Так как сепаратор свечной, установленный после клапана, имеет связь с атмосферой, то даже при условии максимальных гидравлических потерь от клапана до оголовка свечи, рабочее давление в линии не превысит 1,0 МПа.

Расчет ПК выполнялся на случай отказа $\frac{1}{4}$ количества отсекаелей, входящих в состав арматурных блоков скважин куста. Причиной для сброса может послужить увеличение давления выше расчетного трубопроводов ГСС вследствие перекрытия потока от куста до кранового узла. Объем емкости сбора конденсата выбран из расчета количества образующейся жидкости при срабатывании ПК с учетом времени, которое необходимо для приезда ремонтной бригады от УКПГ. Для опорожнения емкости сбора конденсата предусматривается использование автоцистерны.

Для каждого куста газоконденсатных скважин от УКПГ предусматривается метанолопровод расчетным давлением 24,5 МПа.

Рабочие струны скважин каждого из пластов по трубному пространству соединены с задавочными трубопроводами, к которым, в случае необходимости, может быть подключен цементируочный агрегат.

Проведение операций по задавке и промывке эксплуатационной скважины предусмотрено с использованием цементируочного агрегата и инвентарных передвижных емкостей для чистого и отработанного растворов.

4.1.2 Кусты скважин. Монтажные решения

В проекте обустройство Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения в составе УКПГ-1 предусмотрено 7 кустов газоконденсатных скважин.

План куста газоконденсатных скважин № 1 представлен на чертеже – 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- K01-000-MP-01.

Компоновка остальных кустов аналогична кусту №1.

Обвязка устьев скважин и набор основных прискважинных сооружений предусматривает выполнение всех необходимых операций по эксплуатации, ремонту и глушению скважин.

Устья скважин оборудованы фонтанной арматурой, предусмотренной в проекте бурения. Управление и контроль работы фонтанной арматуры производится с передвижной площадки обслуживания, располагаемой по фронту ФА. На газопроводе от скважины предусмотрено фланцевое соединение для демонтажа фонтанной арматуры и возможности

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									33	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

выполнения работ по ремонту скважины.

Для проведения подземного ремонта скважин, операций по подъёму и установке подземного оборудования предусмотрены следующие сооружения:

- площадка скважины;
- площадка агрегата для ремонта скважин.

На площадке куста также предусмотрены:

- амбар с устройством горелочным горизонтальным (ГГУ);
- площадка для емкостей с задавочным раствором;
- площадка для стоянки пожарной техники;
- передвижная сепарационная установка;
- сепаратор свечевой
- свеча рассеивания
- емкость подземная дренажная
- емкость расходная метанола
- блок-контейнер электроснабжения;
- блок-контейнер АСУ.

Для очистки газопровода – шлейфа на газосборном коллекторе устанавливается арматурный узел запуска поршней. Конструкция крана скребкового для запуска СОД предусматривает боковой монтаж очистных устройств, затвор люка – байонетного типа.

Для ингибирования газопроводов-шлейфов и фонтанной арматуры в состав обвязки скважин входит система регулируемой подачи ингибитора (0120-U-010÷200), в блочно-комплектном исполнении. Для предотвращения образования гидратов в трубопроводах сброса газа с предохранительных клапанов предусмотрена подача ингибитора из расходной емкости метанола 0120-V-001.

В состав обвязки скважин входят арматурный блок (0101-U-010÷200) и арматурный блок задавочных линий (0167-U-010÷200) в блочно-комплектном исполнении. Для обеспечения прохода и удобного обслуживания запорной и регулирующей арматуры предусмотрены площадки.

Блоки систем регулируемой подачи ингибитора и арматурные блоки, в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", размещаются от устьев скважин на расстоянии не менее 9м.

Продувка скважин осуществляется на горизонтальное горелочное устройство (ГГУ) (0160-F-001), размещаемое в земляном амбаре с высотой вала не менее 1,8 м, в соответствии с требованиями п. 1.21 РД 00158758-224-2001 и на расстоянии не менее 100 м от устья ближайшей скважины. ГГУ оснащено устройствами, обеспечивающими дистанционный розжиг дежурной горелки, автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурную горелку.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				34

Глушение скважин осуществляется через задавочные трубопроводы и арматурные блоки задавочной линии (0167-U-010÷200), к которым подключается задавочный агрегат. Места подключения задавочного агрегата размещены на расстоянии не менее 15 м от устья скважин. Задавочные трубопроводы выведены в сторону автодорог. Каждая линия заканчивается арматурой с быстроразъемным соединением.

Сброс от предохранительных клапанов арматурных блоков на вертикальную сбросную трубу DN 150 (0160-F-002 высота 6 м от земли) предусмотрен через сепаратор свечевой (0160-V-001). Сепаратор размещается в пределах отсыпки куста. Емкость дренажная (0160-V-002) для приема жидкости из свечевого сепаратора принята подземного исполнения и укомплектована клапаном дыхательным.

Для проведения газоконденсатных исследований скважин без выпуска газа в атмосферу предусматривается использование передвижной установки для исследования скважин. Подключение установки осуществляется при помощи трубного узла подключения, для обслуживания которого предусмотрена площадка с твердым покрытием. Газ после установки для исследования скважин направляется в газосборный коллектор или на сжигание в устройстве горелочном горизонтальном.

Запорная арматура, отключающая скважину от газосборного коллектора, размещается в непосредственной близости от коллектора.

На выходе газосборного коллектора (ГСК) с площадки куста скважин установлен приводной шаровой кран.

В соответствии с Техническими требованиями одновременного проведения работ по бурению, освоению, обвязке и эксплуатации скважин, ГСК и факельный коллектор прокладываются поэтапно, для обеспечения последовательного подключения скважин к ГСК и факельному коллектору предусмотрена установка фланцевой арматуры с поворотной заглушкой со стороны будущего подключения.

4.2 Газосборная сеть

Газосборная сеть представляет собой систему трубопроводов, по которой пластовая смесь транспортируется от кустов газоконденсатных скважин до площадки подготовки газа к транспорту на завод СПГ и СГК на ОГТ.

Для Салмановского (Утреннего) месторождения была выбрана коллекторно-лучевая система сбора газа, при которой газопроводы-шлейфы от нескольких кустов скважин подключаются к общему коллектору. Для транспортировки добываемого флюида от кустов газоконденсатных скважин до приемных сооружений УКПГ принята прокладка трубопроводов газосборной сети надземно на эстакадах. Подземная прокладка шлейфов в условиях повсеместного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), сложного рельефа, склонного к оврагообразованию, и высокой температуры транспортируемой среды не

Взам. инв. №		<p>Газосборная сеть представляет собой систему трубопроводов, по которой пластовая смесь транспортируется от кустов газоконденсатных скважин до площадки подготовки газа к транспорту на завод СПГ и СГК на ОГТ.</p>						
		<p>Для Салмановского (Утреннего) месторождения была выбрана коллекторно-лучевая система сбора газа, при которой газопроводы-шлейфы от нескольких кустов скважин подключаются к общему коллектору. Для транспортировки добываемого флюида от кустов газоконденсатных скважин до приемных сооружений УКПГ принята прокладка трубопроводов газосборной сети надземно на эстакадах. Подземная прокладка шлейфов в условиях повсеместного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), сложного рельефа, склонного к оврагообразованию, и высокой температуры транспортируемой среды не</p>						
Подп. и дата								
Инв. № подл.							Лист	
								35
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		

представляется технически реализуемой.

Исходными данными для расчета системы сбора являются показатели разработки месторождения, в которых указаны параметры работы (давление, температура, дебит газа, вынос конденсата и пластовой воды) по каждой скважине месторождения. При объединении нескольких кустов в один коллектор гидравлический режим каждого куста начинает влиять на остальные, в результате чего устанавливаются новые режимы, отличающиеся от первоначальных (определенных показателями разработки).

При транспорте пластовой смеси от всех кустов на УКПГ рабочее давление в трубопроводах не превысит 11,8 МПа ($P_{расч} = 13$ МПа). Редуцирование давления газа до величины, обеспечивающей транспорт пластовой смеси до приемных сооружений, и защита трубопроводов ГСС от превышения давления выше расчетного будет осуществляться на кустах газоконденсатных скважин.

Целью расчета газосборной сети является определение диаметров трубопроводов сети. Диаметры трубопроводов сети сбора выбирались таким образом, чтобы выполнялись одновременно несколько условий:

- обеспечение скорости газа в трубопроводах, необходимой для выноса жидкости. По всем трубопроводам скорость движения жидкости не опускается ниже 2,8 м/с. При накоплении жидкости в нижних участках трубопроводов предполагается выполнять вытеснение скопившейся жидкости на ГГУ в пробкоуловитель на входе в УКПГ с помощью устройств приема и подачи очистных устройств;
- минимальные потери давления газа при транспорте от кустов скважин до приемных сооружений.

Основной проблемой центрального купола является неодновременный запуск кустов №5 и №7. Таким образом, из-за низкой доли куста №7 в совокупном расходе пластовой смеси от этих двух кустов, на протяжении 14 месяцев наблюдается недозагруженность общего коллектора, которая приводит к критическому снижению скоростей на участке от их объединения до ППА. При диаметре трубопровода 500 мм и протяженности практически 8 км количество скапливающейся в нижних участках трассы жидкости может составлять до 830 м³. При разбиении данного трубопровода на 2 части: до пересечения с трассой от куста №2 и участка, проходящего параллельно этой трассе, имеется возможность порционного вытеснения жидкости из первого участка (примерно 3 км) непосредственно в трубопровод от куста №2. При этом при нормальной эксплуатации поток газа также поступает в данный трубопровод ввиду его достаточной пропускной способности при начальных давлениях и расходах. Второй участок общего коллектора от кустов №5 и №7 остается невостребованным до введения в эксплуатацию куста №5. В качестве оптимизации затрат, связанных со строительством дополнительных узлов приема и запуска очистных устройств, а также повышения скорости движения жидкости и, как следствие, снижения объема жидкостной пробки, первый участок выполняется диаметром 400 мм.

Изм. №	подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №	количество скапливающейся в нижних участках трассы жидкости может составлять до 630 м³. При разбиении данного трубопровода на 2 части: до пересечения с трассой от куста №2 и участка, проходящего параллельно этой трассе, имеется возможность порционного вытеснения жидкости из первого участка (примерно 3 км) непосредственно в трубопровод от куста №2. При этом при нормальной эксплуатации поток газа также поступает в данный трубопровод ввиду его достаточной пропускной способности при начальных давлениях и расходах. Второй участок общего коллектора от кустов №5 и № 7 остается неэксплуатируемым до введения в эксплуатацию куста №5. В качестве оптимизации затрат, связанных со строительством дополнительных узлов приема и запуска очистных устройств, а также повышения скорости движения жидкости и, как следствие, снижения объема жидкостной пробки, первый участок выполняется диаметром 400 мм.																															
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист																							
												36																							
Изм.						Кол.уч						Лист						№ док.						Подп.						Дата					

Гидравлические расчеты выполнены для наиболее характерных лет эксплуатации месторождения – годы ввода в эксплуатацию очередей месторождения, последний год периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения, годы вводов ДКС и лупингов. При выполнении расчетов учитывалось наличие на трубопроводах теплоизоляции из пенополиуретана. Особо следует отметить, что необходимость обеспечения требуемой "полки" по добыче совокупного добываемого флюида (СДФ) вносит ряд сложностей в проектирование газосборной сети. В частности, темп падения минимального устьевого давления по кустам газоконденсатных скважин значительно ниже темпа падения добычи по этим кустам. Когда диаметр трубопровода, определенный исходя из необходимой скорости пластовой смеси в начальные периоды эксплуатации, оказывается недостаточным для обеспечения необходимых объемов добычи газа на более поздних стадиях разработки, рассматривается возможность прокладки дополнительных трубопроводов – "лупингов" параллельно ранее проложенным шлейфам на проблемных участках сети. Однако, как показал опыт эксплуатации других месторождений, такие меры в условиях Крайнего Севера оказываются неэффективными – в лупингах происходит образование гидратов вследствие невозможности обеспечить равномерное распределение газа между параллельными участками трубопроводов. Поэтому для таких шлейфов предусматривается возможность прокладки дополнительных трубопроводов с собственными вводами в здание переключательной арматуры и последующим поддержанием расхода с помощью регуляторов.

Для диагностики, очистки и периодического освобождения от скопившейся жидкости трубопроводов, имеющих протяжённость более 0.5 км, предусматриваются узлы пуска-приёма СОД. В соответствии с требованиями п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 "Промысловые трубопроводы" на шлейфах, длина которых превышает 30 км, и метанолопроводах длиной свыше 10 км предусматривается установка секционирующих крановых узлов, кроме того, крановые узлы предусматриваются в местах ответвлений трубопроводов. Перед входом на площадку УКПГ устанавливаются охранные краны.

Узлы приема очистных устройств на входе в приемные сооружения сгруппированы на отдельной площадке.

Предусматривается отдельная прокладка метанолопроводов к кустам, "собранным" в соответствующий шлейф, для обеспечения надежности подачи метанола к узлам СРПИ на кустах газоконденсатных скважин. Принятый диаметр метанолопроводов DN50 обусловлен максимальной потребностью кустов в метаноле. Применение трубопроводов меньшего диаметра исключено их низкой несущей способностью, и, как следствие, потребностью в дополнительных опорах.

Принципиальная технологическая схема газосборной сети приведена на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.5-1-K01-ОГШ-ТХ-01, 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.5-1-K01-ОГШ-ТХ-02.

Диаметры трубопроводов, определенные в результате гидравлических расчетов

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>отдельной площадке.</p> <p>Предусматривается отдельная прокладка метанолопроводов к кустам, "собранным" в соответствующий шлейф, для обеспечения надежности подачи метанола к узлам СРПИ на кустах газоконденсатных скважин. Принятый диаметр метанолопроводов DN50 обусловлен максимальной потребностью кустов в метаноле. Применение трубопроводов меньшего диаметра исключено их низкой несущей способностью, и, как следствие, потребностью в дополнительных опорах.</p> <p>Принципиальная технологическая схема газосборной сети приведена на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.5-1-K01-ОГШ-ТХ-01, 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.5-1-K01-ОГШ-ТХ-02.</p> <p>Диаметры трубопроводов, определенные в результате гидравлических расчетов</p>						
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ									Лист
									37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Диаметры трубопроводов ГСС

Куст	Год ввода	Давление на выходе из куста, МПа абс.	Температура на выходе из куста, °С	DN шлейфа от куста, мм	DN коллектора, мм	Год ввода коллектора	DN коллектора, мм	Год ввода коллектора
1	2023	11.0	20.5	500	-		-	-
2	2023	11.2	24.3	500	500	2040		
5	2024	11.3	18.2	350	400	2023	500*	2024
7	2023	11.5	6.7	250				
3	2023	10.9	18.3	500	-		-	-
					500	2040		
4	2023	11.1	23.9	500	500	2023	-	-
6	2024	11.8	22.8	400			-	-

*-до ввода 5 куста коллектор 5-7 Ду400 подключается к трубопроводу Ду 500 от 2го куста. Затем прокладывается собственный коллектор от места подключения и трубопровод Ду 400 отключается от 2 куста .. переходит в трубопровод Ду 500 и идет самостоятельно параллельно трубопроводу от 2го куста

4.2.1 Монтажные решения

В состав газосборной сети Центрального купола Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения входят:

- газопровод-шлейф DN500 от КГС №1 до УКПГ-1 длиной 2,959 км;
- метанолопровод DN50 от УКПГ-1 до КГС №1 длиной 2,959 км;
- газопровод-шлейф DN500 от КГС №2 до УКПГ-1 длиной 8,485 км;
- метанолопровод DN50 от УКПГ-1 до КГС №2 длиной 8,479 км;
- газопровод-шлейф DN500 от КГС №3 до УКПГ-1 длиной 4,389 км;
- метанолопровод DN50 от УКПГ-1 до КГС №3 длиной 4,389 км;
- газопровод-шлейф DN500 от КГС №4 до УКПГ-1 длиной 7,15 км;
- метанолопровод DN50 от УКПГ-1 до КГС №4 длиной 7,15 км;
- газопровод-шлейф DN350 от КГС №5 до УСОД К5, К7 длиной 2,008 км;
- метанолопровод DN50 от УСОД К5, К7 до КГС №5 длиной 2,008 км;
- газопровод-шлейф DN400 от КГС №6 до УСОД К4, К6 длиной 7,613 км;
- метанолопровод DN50 от УСОД К4, К6 до КГС №6 длиной 7,613 км;
- газопровод-шлейф DN250 от КГС №7 до УСОД К5, К7 длиной 9,434 км;
- метанолопровод DN50 от УСОД К5, К7 до КГС №7 длиной 9,416 км.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

8	1	Зам.	П74-24		21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		38

- газопровод-шлейф DN400 от УСОД К5, К7 до УСОД К5-К7, К2 длиной 2,989 км;
- ~~- метанолопровод DN50 от УСОД К5-К7, К2 до УСОД К5, К7 длиной 3,075 км.~~
- газопровод-шлейф DN500 от УСОД К5-К7, К2 до УКПГ-1 длиной 5,385 км;
- метанолопровод DN50 от УКПГ-1 до КГС №7 длиной 17,808 км.

Метанолопровод закреплён на газопроводе-шлейфе и имеет такую же длину.

Газопроводы-шлейфы от куста газоконденсатных скважин №1-№7 служат для подачи пластовой смеси от куста скважин на УКПГ-1, метанолопровод DN 50- для подачи метанола от УКПГ-1 на устье скважины.

Проектирование газопроводов-шлейфов DN250-DN500 с рабочим давлением 11.8 МПа и метанолопроводов с рабочим давлением 24,5 МПа выполнено в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 "Промысловые трубопроводы".

Газопроводы-шлейфы согласно классификации ГОСТ Р 55990-2014 относятся:

- по транспортируемому продукту к 4-й категории;
- по рабочему давлению - ко II-му классу;
- по назначению - к категории "С" (не менее).

Метанолопроводы согласно классификации ГОСТ Р 55990-2014 относятся:

- по транспортируемому продукту к 6-й категории;
- по диаметру - к III-му классу;
- по назначению - к категории "С" (не менее).

Кроме того, на метанолопроводе, как трубопроводе, транспортирующем токсичный продукт (метанол), назначена повышенная категория – категория "В" на следующих участках (таблица 5 ГОСТ Р 55990-2014):

- переходах через реки шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды);

- участки трубопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м;
- узлы линейной (охранной) запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;

- трубопроводы на участках подхода к УКПГ (приравнено к НС, НПС, ГПЗ) в пределах 250 м от ограждения.

Технологическая схема сбора газа приведена на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.5-1-К01-ОГШ-ТХ-01.

Трубы, соединительные детали и арматура

Предусматривается применение труб стальных прямошовных и бесшовных, а также соединительных деталей, из низколегированных хладостойких марок стали.

Характеристики основных труб приведены в Таблица 4.3.


Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			39

Таблица 4.3 – Характеристика основных труб

Труба	Класс прочности	ТУ на трубу	Область применения
Газопроводы-шлейфы $P_{раб}=11.8$ МПа			
530x14	K60	ГОСТ 31443-2012	Участки категории "С"
426x20	K48	ТУ 14-3Р-1128-07	Участки категории "С"
377x18	K48	ТУ 14-3Р-1128-07	Участки категории "С"
273x13	K48	ТУ 14-3Р-1128-07	Участки категории "С"
Метанолопровод $P_{раб}=24.5$ МПа			
57x6	09Г2С	ТУ 14-3Р-1128-07	Участки категории "С" и "В"

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 "Промысловые трубопроводы" приведены в Таблица 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб

Диаметр труб, марка стали	Предел прочности, МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести, МПа (кгс/мм ²)	Коэф. надежности по материалу по прочности γ _{мн}	Коэф. надежности по нагрузке γ _н	Коэф. условий работы γ _д	Давление испытания трубопровода от P _{раб}	Минусовой допуск на толщину, %	Расчётная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, мм	Принятая толщина стенки, мм	Критерий назначения толщины	
Газопровод-шлейф P _p = 11.8 МПа (120 кгс/см ²) (трубы прямошовные KCV -44°C)												
530 K60	590 (60)	485 (50)	1.34	1.1	0.767 (0.75)	1.25	5	11.71	2	14	Расчёт	
Газопроводы-шлейфы P _p = 11.8 МПа (120 кгс/см ²) (трубы бесшовные KCV -44°C)												
426 K48	471 (48)	265 (27)	1.4	1.1	0.767 (0.75)	1.25	12.5	17.17	2	20	Расчёт	
377 K48	471 (48)	265 (27)	1.4	1.1	0.767 (0.75)	1.25	12.5	15.20	2	18	Расчёт	
273 K48	471 (48)	265 (27)	1.4	1.1	0.767 (0.75)	1.25	15.0	11.01	3	13	Расчёт	
Метанолопровод P _p = 24.5 МПа (трубы бесшовные по KCV -44°C)												
57 09Г2С	471 (48)	265 (27)	1.4	1.1 5	0.637 (0.6)	1.5	15.0	5.98	0	6	Расчёт	
					0.767 (0.75)	1.25	15.0	4.95	0	6	Унификация	
Коэффициент надежности по материалу при расчёте по пределу текучести γ _{мн} = 1.15.												
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода γ _н = 1.1.												
При выборе материала труб за минимальную температуру стенки трубы при эксплуатации принята температура окружающего воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0.92 - минус 44 С.												
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лис
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата							40

Величина ударной вязкости основного металла труб и соединительных деталей должна соответствовать требованиям таблиц 21 и 22 СП 36.13330.2012 "Магистральные трубопроводы" (акт. ред. СНиП 2.05.06-85):

- на образцах KCV при температуре эксплуатации не менее 25 Дж/см²;
- на образцах KCU при температуре минус 60°C: не менее 29 Дж/см² для толщин менее 10 мм, и - не менее 39 Дж/см² для толщин свыше 10 мм до 25 мм.

Прочие характеристики труб и соединительных деталей должны соответствовать требованиям раздела 14.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Запорная арматура. Узлы запуска и приема СОД

Перед площадкой УКПГ-1 на расстоянии не менее 300 м от ограды предусмотрены охранные краны DN500 ОК К2, ОК К5-К7, ОК К1, ОК К4-К6, ОК К3 для отключения УКПГ-1 от газопроводов-шлейфов в аварийных ситуациях. На этой площадке также устанавливаются охранные краны DN 50 ОКИ К2, ОКИ К5-К7, ОКИ К1, ОКИ К4-К6, ОКИ К3 на метанолопроводе. В качестве охранных кранов предусмотрены краны приварные надземной установки с электроприводами и блоками управления для возможности дистанционного управления. Краны оснащены ручными дублёрами.

С целью проведения очистки внутренней полости газопроводов-шлейфов, а также - пропуска внутритрубных диагностических устройств, в течение всего периода эксплуатации системы сбора газа, на газопроводах-шлейфах предусматривается установка скребковых кранов. Для обеспечения безопасности при проведении указанных работ до и после скребковых кранов предусматриваются шаровые запорные краны соответствующего диаметра.

Для надежной эксплуатации системы сбора газа на газопроводах-шлейфах, в качестве узлов пуска и приема очистных устройств, предусматривается установка скребковых кранов. Совместно со скребковыми кранами предусматриваются ручные надземные краны соответствующего диаметра.

Все элементы газопроводов в пределах одного очищаемого участка выполняются равнопроходными (труба, арматура, скребковые краны). Углы поворота трасс (в плане) выполнены отводами радиусом 5 DN.

Для исключения попадания СОД в ответвление трубопровода равнопроходные тройники, а также неравнопроходные тройники, диаметр ответвлений которых составляет свыше 0,3 основного диаметра трубопровода, предусматриваются с решетками на ответвлении.

Загрузка внутритрубных инспекционных и очистных устройств производится при помощи автокрана.

В связи с тем, что длина газопроводов-шлейфов составляет менее 30-ти км, то согласно п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014 дополнительные линейные краны на газопроводах-шлейфах не предусматриваются. Запорная арматура устанавливается в начале каждого

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>равнопроходными (труба, арматура, скребковые краны). Углы поворота трасс (в плане) выполнены отводами радиусом 5 DN.</p> <p>Для исключения попадания СОД в ответвление трубопровода равнопроходные тройники, а также неравнопроходные тройники, диаметр ответвлений которых составляет свыше 0,3 основного диаметра трубопровода, предусматриваются с решетками на ответвлении.</p> <p>Загрузка внутритрубных инспекционных и очистных устройств производится при помощи автокрана.</p> <p>В связи с тем, что длина газопроводов-шлейфов составляет менее 30-ти км, то согласно п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014 дополнительные линейные краны на газопроводах-шлейфах не предусматриваются. Запорная арматура устанавливается в начале каждого</p>							
									120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист 41
			Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

ответвления газопровода-шлейфа.

На обоих концах перехода через реку Салпадаяху, имеющую в межень ширину более 10 м, на метанолопроводе устанавливается запорная арматура. Также запорная арматура предусматривается в начале каждого ответвления метанолопровода. Расстояние между запорными устройствами не превышает 10 км. В качестве запорной арматуры приняты задвижки DN 50 приварные надземной установки с ручным приводом.

Арматура принята в северном (хладостойком) исполнении, герметичность затвора – класс А по ГОСТ 9544-2015. Расчетный срок эксплуатации арматуры не менее срока службы трубопровода, на котором она установлена.

Для теплоизоляции кранов на газопроводах-шлейфах используются специальные термочехлы.

Номинальное давление кранов газопроводов-шлейфов - PN 125 кгс/см² (12,5 МПа), кранов DN 50 на метаноле - PN 250 кгс/см² (25,0 МПа).

Обслуживание запорной арматуры узлов запуска и приема СОД осуществляется с поверхности спланированной площадки. Штурвал запорной арматуры расположен на высоте не более 1,6 м, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 12.2.063-2015 п.9.14.

К узлам запуска и приёма СОД предусматриваются автодороги. Подъезд персонала к охраняемым кранам осуществляется с помощью техники повышенной проходимости.

Решения по прокладке газопроводов-шлейфов

Газопроводы-шлейфы предусматриваются с заводской тепловой изоляцией на всём протяжении и прокладываются на свайных опорах на высоте не менее 0,5 м над снеговым покровом (п.9.5.2 ГОСТ Р 55990-2014). Учитывая наличие в районе строительства снегового покрова толщиной в среднем до 0,6 м минимальное возвышение низа трубы над землёй принято равным 1,1 м.

Для газопроводов-шлейфов применяются трубы и детали с наружным антикоррозионным эпоксидным покрытием в заводской теплоизоляции из пенополиуретана с защитным покрытием из оцинкованного стального листа. Толщина теплоизоляции приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Данные по толщине теплоизоляции для газопроводов-шлейфов

Диаметр и толщина стенки трубопроводов Ø×δ, мм	Толщина изоляции, мм	Наружный диаметр теплоизоляции в стальной оболочке, мм
273x13	62,7	400
377x18	60,7	500
426x20	66,0	560
530x14	71,5	675

Изоляция сварных стыков трубопроводов предусматривается специальными заводскими комплектами в состав которых входят антикоррозионные, теплоизоляционные покровные материалы. Метанолопровод DN50 закрепляется на хомутах поверх газопроводов-шлейфов, антикоррозионное покрытие типа "УНИПОЛ" наносится на него в трассовых

		Таблица 4.5 – Данные по толщине теплоизоляции для газопроводов-шлейфов								
Взам. инв. №		Диаметр и толщина стенки трубопроводов Ø×δ, мм		Толщина изоляции, мм		Наружный диаметр теплоизоляции в стальной оболочке, мм				
		273x13		62,7		400				
		377x18		60,7		500				
		426x20		66,0		560				
		530x14		71,5		675				
Подп. и дата		Изоляция сварных стыков трубопроводов предусматривается специальными заводскими комплектами в состав которых входят антикоррозионные, теплоизоляционные покровные материалы. Метанолопровод DN50 закрепляется на хомутах поверх газопроводов-шлейфов, антикоррозионное покрытие типа "УНИПОЛ" наносится на него в трассовых								
Инв. № подл.								120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
										42
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

условиях.

Для опирания газопровода-шлейфа на свайные основания применяются скользящие хомутовые опорные части заводского изготовления (рисунок 4.1 Б), закрепляемые поверх оцинкованной оболочки теплоизоляции. При прокладке газопровода-шлейфа под углом к горизонту более 1 применяются шарнирные опорные части (рисунок 4.1 Г).

Неподвижные опорные части (рисунок 4.1 А) предусматриваются также заводского изготовления, они передают на свайное основание, как вертикальные, так и осевые нагрузки, и за счёт этого стабилизируют положение газопровода-шлейфа на участке между компенсаторами перемещений. Указанные опорные части при монтаже привариваются к свайному основанию сплошным швом. При прокладке газопровода-шлейфа под углом к горизонту опорные площадки монтируются с уклоном, соответствующим уклону трубопровода.

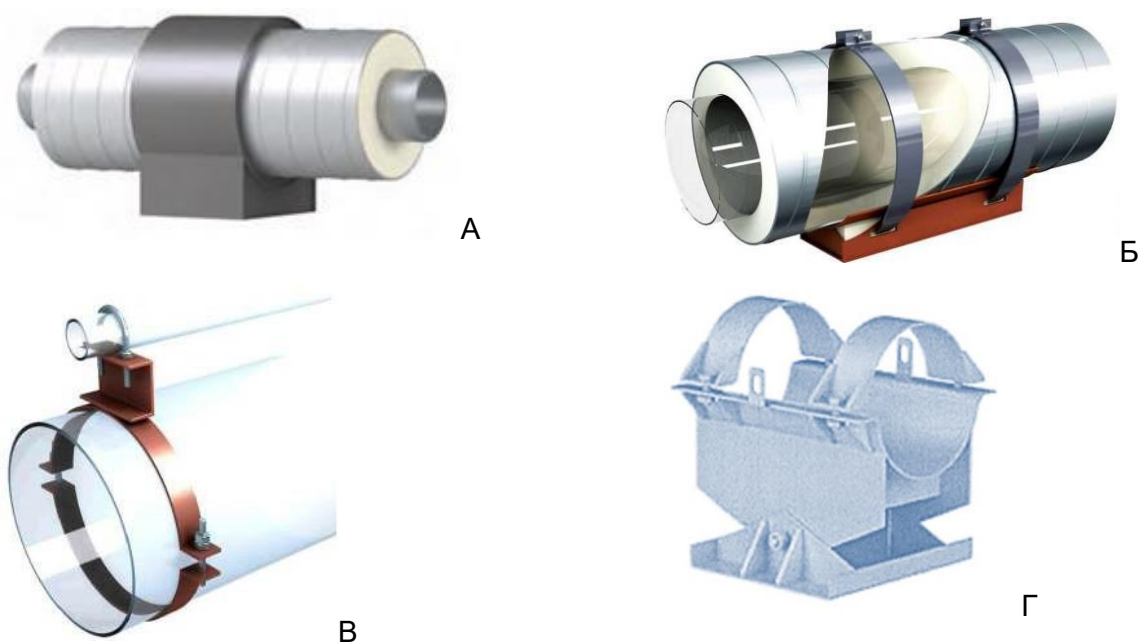


Рисунок 4.1 – Варианты крепления трубопроводов

А - Неподвижные опорные части; Б - Скользящие хомутовые опорные части

В – Закрепление метаноопровода; Г- Шарнирные опорные части

Поверх газопроводов-шлейфов закрепляется метаноопровод DN 50 посредством хомутовых опор заводского изготовления с шагом 3 м (рисунок 4.1 В), данное решение позволяет использовать несущую способность основного трубопровода (п.8.5 ГОСТ Р 55990-2014).

Компенсация продольных перемещений надземных газопроводов осуществляется Z, Г и П-образными компенсаторами.

Для обеспечения пропуска внутритрубных очистных устройств повороты газопровода-шлейфа выполняются из отводов радиусом 5 DN.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
						Лист 43

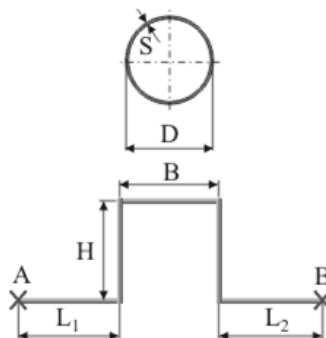


Рисунок 4.2 – Схема П-образного компенсатора

Для восприятия деформаций надземного трубопровода от изменения температуры стенки трубы и внутреннего давления устраиваются компенсаторы.

Расчёт состоит в определении максимальной протяжённости прямых участков, с которых компенсатор воспринимает деформации.

В качестве расчётной модели принят П-образный компенсатор размерами: 10х10 – для газопровода – шлейфа DN400; 9х9 – для газопроводов-шлейфов диаметром DN300, DN350, DN500; 8х8 – для газопровода-шлейфа диаметром 273 мм (Рисунок 4.2). Исходными данными являются размер компенсаторов, диаметр и толщина стенки трубопровода, рабочее давление $P_p=11,8$ МПа и расчётный температурный перепад $\Delta t=+70^\circ\text{C}$. Допускаемое напряжение для компенсаторов принято равным $\sigma_{дон} = R_y - 0,5 \cdot \sigma_n - \gamma_n \cdot P$. Радиусы изгиба осей отводов газопроводов-шлейфов составляют 5DN.

В частности, согласно разделу 12.6 СП 36.13330.2012 "Магистральный трубопроводы" для П-образного компенсатора расчёт компенсирующей способности (суммарного допустимого хода) производится по следующим формулам:

$$\sigma_{комп} = \frac{0,5 \cdot E \cdot D \cdot l_k \cdot m_k \cdot \Delta_k}{A}$$

$$A = \frac{k_p}{k_j} \cdot (\pi \cdot \rho_k \cdot l_k^2 - 2,28 \cdot \rho_k^2 \cdot l_k + 1,4 \cdot \rho_k^3) + 0,67 \cdot l_k^3 + l_n \cdot l_k^2 - 4 \cdot \rho_k \cdot l_k^2 + 2 \cdot \rho_k^2 \cdot l_k - 1,33 \cdot \rho_k^3$$

где l_k – вылет компенсатора, см;

l_n – ширина полки компенсатора, см;

m_k – коэффициент увеличения продольных напряжений;

k_p – коэффициент увеличения гибкости отводов;

ρ_k – радиус изгиба оси отвода, см.

Заменяя $\sigma_{комп}$ значением $\sigma_{дон}$ определяем

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							44

Δ_k – суммарное допустимый ход компенсатора, см.

В то же время, максимальная величина изменения длины трубопровода за счёт изменения давления и температуры Δ_k равна:

$$\Delta_k = \Delta_p + \Delta_t = L \cdot \left(\frac{0.2 \cdot \sigma_h}{E} + \alpha \cdot \Delta t \right)$$

Следовательно, относительная деформация прямолинейного участка равна:

$$\varepsilon = \frac{0.2 \cdot \sigma_h}{E} + \alpha \cdot \Delta t$$

Таким образом, допустимая длина прямолинейного участка может быть определена как:

$$B = \frac{\Delta_k}{\varepsilon}$$

Кольцевые напряжения определены по формуле 12.9 ГОСТ:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}$$

Вспомогательные коэффициенты определены согласно методике, приведенной в разделе 12.4 ГОСТ Р 55990-2014. Результаты расчётов приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчетов компенсаторов

Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing \times \delta$, мм	273x13	377x18	426x20	530x14
Тип компенсатора	П-образный	П-образный	П-образный	П-образный
Вылет компенсатора, м	8,0	9,0	10,0	9,0
Ширина полки компенсатора, м	8,0	9,0	10,0	9,0
Коэффициент увеличения продольных напряжений m_k	1,15	1,142	1,147	1,284
Коэффициент увеличения гибкости отводов k_p	1,451	1,429	1,444	1,866
Радиус изгиба оси отвода, ρ_k , м	1,25	1,75	2,0	2,5
Кольцевые напряжения, σ_h , МПа	122,98	122,62	124,92	232,09
Допускаемое напряжение, МПа	99,19	99,37	98,22	178,02
Суммарный допустимый ход, Δ_k , см	32,5	29,6	32,1	37,4
Максимальный шаг установки, В, м	338,8	308,3	333,5	351,5

При уменьшении шага компенсаторов принято уменьшение вылета и полки компенсаторов. Результаты расчетов сведены в таблице 4.7.

Взам. инв. №		Кольцевые напряжения, σ_h , МПа	122,98	122,62	124,92	232,09
		Допускаемое напряжение, МПа	99,19	99,37	98,22	178,02
		Суммарный допустимый ход, Δ_k , см	32,5	29,6	32,1	37,4
		Максимальный шаг установки, В, м	338,8	308,3	333,5	351,5

При уменьшении шага компенсаторов принято уменьшение вылета и полки компенсаторов. Результаты расчетов сведены в таблице 4.7.

Инв. № подл.							120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
								45
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

Таблица 4.7 – Шаг расстановки компенсаторов для различных вариантов конструкции

273x13		377x18		426x20		530x14	
Размеры комп., м. (вылет и ширина полки)	Шаг расстановки, м	Размеры комп., м. (вылет и ширина полки)	Шаг расстановки, м ширина полки)	Размеры комп., м. (вылет и ширина полки)	Шаг расстановки, м	Размеры комп., м. (вылет и ширина полки)	Шаг расстановки, м
-	-	-	-	10x10	330	-	-
-	-	9x9	305	9x9	270	9x9	350
8x8	335	8x8	240	8x8	210	8x8	280
7x7	260	7x7	180	7x7	160	-	-
6x6	190	-	-	-	-	-	-

Аналогично выполнен расчёт компенсаторов на метаноопроводе. В качестве расчётной модели принят П-образный компенсатор размерами: вылет 8 м, полка 8 м (Рисунок 4.2). Исходными данными являются размер компенсаторов, диаметр и толщина стенки трубопровода, рабочее давление $P_r=24.5$ МПа и расчётный температурный перепад $\Delta t=+70^\circ\text{C}$. Результаты расчётов приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчетов компенсаторов на метаноопроводе

Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing \times \delta$, мм	57x6
Тип компенсатора	П-образный
Вылет компенсатора, м	8,0
Ширина полки компенсатора, м	8,0
Коэффициент увеличения продольных напряжений m_k	1,395
Коэффициент увеличения гибкости отводов k_p	2,205
Радиус изгиба оси отвода, ρ_k , м	0,075
Кольцевые напряжения, σ_h , МПа	122,91
Допускаемое напряжение, МПа	99,22
Суммарный допустимый ход, Δ_k , см	131,5
Максимальный шаг установки, В, м	1371

Вычисленный максимальный шаг установки компенсаторов на метаноопроводе позволяет принять конструкцию и расстановку компенсаторов аналогичную газопроводам-шлейфам.

Определение пролётов надземного трубопровода произведено согласно п.12.7.14 ГОСТ Р 55990-2014 "Промысловые трубопроводы". Погонная нагрузка на трубопровод определена согласно формуле 12.66 этого же документа. В расчёте также учтено давление газа $P_{раб}=11,8$ МПа в трубопроводе.

Ниже приведен расчёт газопровода-шлейфа DN500 с теплоизоляцией $t=71,5$ мм в

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							46

защитной стальной оболочке $t=1,0$ мм и метаноопровода DN50, размещённого поверх газопровода-шлейфа (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Погонная нагрузка

Вид нагрузки	Нормативная нагрузка, кН/м	Коэффициент надёжности γ_f	Расчётная нагрузка q , кН/м
Собственный вес трубопровода	1,840	1,1	2,024
Вес тепловой изоляции	0,080	1,1	0,088
Вес стальной оболочки	0,163	1,1	0,179
Вес транспортируемого продукта	0,310	1,0	0,310
Вес снегового покрова	0,701	1,4	0,981
Суммарная нагрузка			3,582

Погонная нагрузка на трубопровод, q_{sta} , МН/м, в расчёте на статические нагрузки и воздействия определяется как равнодействующая вертикальной и горизонтальной составляющих.

$$q_{sta} = \sqrt{(q_{sta}^V)^2 + (q_{sta}^H)^2}$$

Горизонтальная составляющая статической нагрузки определена как произведение вертикальной нагрузки на коэффициент трения.

Значения пролётов из условия статической прочности определены по формулам 12.62-12.65 и составляют:

$$\sigma_h^* = \frac{\sigma_h}{R_y} = 0.791,$$

$$\psi = +\sqrt{1 - \frac{3}{4} \cdot (\sigma_h^*)^2} - \frac{1}{2} \cdot (\sigma_h^*) = 0.333,$$

$$L_{sta}^+ = +\sqrt{12 \cdot (R_y - \frac{1}{2} \cdot \sigma_h) \cdot \frac{W}{q_{sta}}} = 40.3 \text{ м},$$

$$L_{sta}^- = +\sqrt{12 \cdot (\psi \cdot R_y + \frac{1}{2} \cdot \sigma_h) \cdot \frac{W}{q_{sta}}} = 44.3 \text{ м}.$$

Вычисленные пролёты уменьшаются из соображений сохранения надёжной и безопасной работы трубопроводов в сложных условиях района строительства в случае просадки (пучения) одной опоры. Таким образом, пролёты газопровода-шлейфа DN500 приняты равными 20 м. Принятый шаг расстановки опор для всех газопроводов-шлейфов приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Шаг расстановки опор

Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing \times \delta$, мм	Шаг расстановки опор, м
--	-------------------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							47

273x13	9
377x18	13
426x20	14
530x14	20

На участках параллельной прокладки газопроводов-шлейфов предусматриваются единые опоры с расположением трубопроводов на расстоянии 1 м в свету друг от друга (СТУ 52/03-19 на проектирование и строительство объекта «Обустройство Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения». Трубопроводы). Шаг опор принимается по минимальному диаметру газопровода-шлейфа в коридоре.

Для избежания необходимости устройства опор в русловой части переходов через р. Салпада-Яху (ПК34+59 по газопроводу-шлейфу от КГС №2, №7 до УКПГ-1) и ручей (ПК91+22 по газопроводу-шлейфу от КГС №7 до УКПГ-1) предусматриваются балочные переходы.

Расстояние от проектируемого надземного газопровода-шлейфа до отсыпки кустов бурящихся и эксплуатируемых скважин принято не менее 50 м для трубопроводов менее DN300, 83 м для трубопроводов DN300 и более (п.4 таблицы 6, примечание 6, формула 7.1 ГОСТ Р 55990-2014).

Переходы через проектируемые автодороги, трубопроводы и ВЛ

Пластовая смесь, транспортируемая от кустов газоконденсатных скважин по трубопроводам газосборной сети, представляет собой многофазный поток, содержащий значительное количество жидкой фазы. В начальный период разработки месторождения, когда давление пластовой смеси в трубопроводах велико, скорости пластовой смеси в трубопроводах ГСС составляют порядка 2...3 м/с. Такие скорости достаточны для транспорта жидкой фазы на горизонтальных участках трубопроводов, однако недостаточны для обеспечения уноса жидкости в вертикальных участках, вследствие чего при наличии вертикальных подъемов на трубопроводах ГСС будет иметь место образование жидкостных пробок. В связи с этим, а также принимая во внимание проблематичность подземной прокладки тёплых трубопроводов в просадочных многолетнемёрзлых грунтах, пересечение трубопровода с автомобильной дорогой предусматривается без вертикальных подъёмов и опусков трубопровода. Покрытие автодороги выводится выше газопровода-шлейфа за счёт устройства земляного полотна из непросадочных материалов (СТУ 52/03-19 на проектирование и строительство объекта «Обустройство Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения». Трубопроводы). Трубопровод заключается в защитный кожух наружный диаметр которого на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна (п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014). Для исключения попадания осадков и загрязнений в межтрубное пространство на торцах кожуха устанавливаются герметизирующие манжеты и защищающие их от солнечной радиации футляры.

Пересечение водных преград газопроводами-шлейфами требует пролётов

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>опусков трубопровода. Покрытие автодороги выводится выше газопровода-шлейфа за счёт устройства земляного полотна из непросадочных материалов (СТУ 52/03-19 на проектирование и строительство объекта «Обустройство Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения». Трубопроводы). Трубопровод заключается в защитный кожух наружный диаметр которого на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна (п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014). Для исключения попадания осадков и загрязнений в межтрубное пространство на торцах кожуха устанавливаются герметизирующие манжеты и защищающие их от солнечной радиации футляры.</p> <p>Пересечение водных преград газопроводами-шлейфами требует пролётов</p>					
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист
						48

увеличенной длины, поэтому прокладка газопроводов-шлейфов осуществляется с использованием металлических балочных пролётных строений, сооружённых из труб большого диаметра. Газопроводы-шлейфы и метаноопроводы прокладываются внутри балок, что обеспечивает выполнение требования п.724 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ №101 от 12.03.2013) о необходимости устройства защитных кожухов на переходах трубопроводов через реки. Для исключения попадания осадков и загрязнений в межтрубное пространство на торцах кожуха устанавливаются герметизирующие манжеты и защищающие их от солнечной радиации футляры.

При прокладке газопроводов через водные и другие естественные преграды расстояние от низа трубы или пролётного строения принимается при пересечении:

- несудоходных, неславных рек и больших оврагов, "где возможен ледоход, - не менее 0,5 м до уровня воды при 1 %-ной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;
- оврагов и балок - не менее 0,5 м до уровня воды при 5 %-ной обеспеченности.

Места пересечения газопроводов-шлейфов с линиями электропередач в соответствии с требованиями п.п.2.5.280; 2.5.286 ПУЭ защищаются ограждениями, исключающими попадание проводов на трубопровод, как при их обрыве, так и необорванных проводов при падении опор, ограничивающих пролёт пересечения. Угол пересечения ВЛ с надземными газопроводами в соответствии с требованиями п. 2.5.279 ПУЭ принят близким к 90°. Расстояние от запорной арматуры и продувочных свечей до вдольтрассовых ВЛ-10 кВ в соответствии с ПУЭ п.2.5.278 принято не менее полуторократной высоты опоры ВЛ. Значение минимального расстояния принимается – 20 м.

При взаимном пересечении газопроводов-шлейфов расстояние между ними в свету принято не менее 350 мм, а пересечения выполняются под углом не менее 60°.

Оленьи переходы

Согласно представленной Заказчиком схеме каслания оленей путь их миграции пересекают проектируемые газопроводы-шлейфы. Согласно указанию ООО "АРКТИК СПГ 2" в письме № 0924-01 от 18.04.2018 конструкция оленьих переходов принята в виде участков наземной прокладки газопроводов-шлейфов с пологими откосами насыпи.

Конструкция перехода (поперечное сечение) в местах пересечения газопроводов-шлейфов представлена на Рисунок 4.3. Теплотехнические расчёты подтверждают, что применение кольцевой тепловой изоляции из пенополиуретана толщиной слоя согласно таблице 4.4 для газопроводов-шлейфов и слоя теплоизоляции из пенополистирольных плит толщиной 200 мм в теле насыпи под трубопроводом обеспечивают отсутствие оттаивания грунтов в основании насыпи в течение всего срока эксплуатации (использование основания по принципу I). Насыпь должна возводиться в холодное время года по замороженному основанию.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>						Лист
									49
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

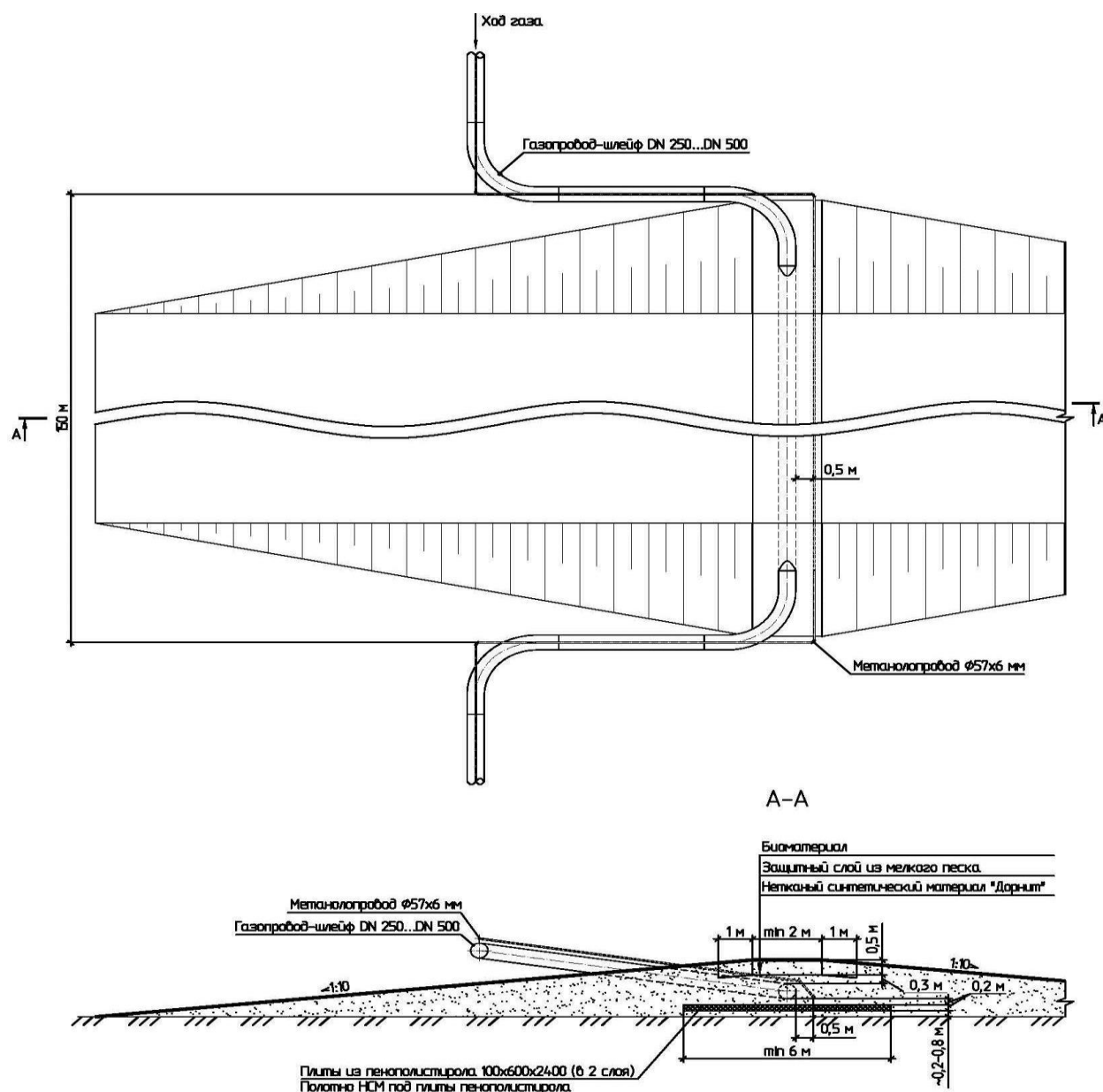


Рисунок 4.3 – Конструкция оленьего перехода

Устройство полок на косогорах

При укладке газопроводов-шлейфов на косогорах с поперечным уклоном более 8° предусматриваются полки с уположиванием рельефа до поперечного уклона равным 0,1. На участках ММГ, где возможно развитие криогенных процессов устройство полок выполнено путем подсыпки грунта с проведением мероприятий по укреплению конструкции полки биоматериалом АЭрП-К «Экотрасса-уклон».

Сварка трубопроводов

Сборка и сварка промысловых трубопроводов производится кольцевыми стыковыми соединениями труб, соединительных деталей и запорной арматуры, поставляемых со

Ив. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
						Лист 50

специально разделанными кромками. Сварка стыков может выполняться ручным, механизированным или автоматическим способами.

Контроль сварных соединений

Контроль сварных соединений трубопроводов предусматривается:

- визуально-измерительный контроль (ВИК) в объеме 100%;
- радиографическим методом в объеме 100 %.

Контроль специальных сварных соединений: гарантийных, захлестов, разнотолщинных труб, деталей газопроводов, запорной арматуры, дополнительно включает в себя дублирующий контроль ультразвуковым методом в объеме 100 %.

Антикоррозионная защита трубопроводов

Защита трубопроводов от коррозии обеспечивается применением труб, соединительных деталей и запорной арматуры с наружным заводским антикоррозионным эпоксидным покрытием. Изоляция сварных стыков выполняется на трассе термоусаживающимися манжетами.

Для защиты метанолопровода и стальных кожухов применяется антикоррозионное покрытие "УНИПОЛ" или аналогичное лакокрасочное, наносимое в трассовых условиях. При обеспечении сохранности поверхности в процессе транспортировки и монтажа возможно применение труб с заводским лакокрасочным покрытием.

Очистка полости и испытание газопровода-шлейфа и метанолопровода

На период проведения работ по очистке полости и испытанию трубопроводов устанавливается охранная зона, за пределы которой до начала работ выводятся люди и техника, а также выставляются посты.

Очистка полости трубопроводов Dn 50 производится скоростным потоком воздуха, трубопроводы Dn 200 и более очищаются с использованием внутритрубных очистных устройств.

Способы и этапность испытания на прочность участков трубопроводов приняты согласно таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014.

Проведение испытаний на прочность и герметичность предусматривается гидравлическим (п.13.1 ГОСТ Р 55990-2014) или пневматическим способом (СТУ 52/03-19 на проектирование и строительство объекта «Обустройство Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения». Трубопроводы). Для предотвращения замерзания воды испытание проводится в тёплое время года.

С целью упрощения СМР, требуемые для особо ответственных участков предварительные этапы испытаний участков трубопроводов объединены с общим этапом испытаний на основании п.8 Примечаний к табл.21 ГОСТ Р 55990-2014 "Промысловые трубопроводы". В связи с чем, газопровод-шлейф испытывается на прочность на всём протяжении на давление 1.25 Pp в течение не менее 12-ти часов, а метанолопровод также испытывается на прочность на всем протяжении, гидравлическим способом в один этап

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								51
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

давлением 1,5хРр в течение не менее 12-ти часов. Применённые трубы и соединительные детали способны выдерживать указанные давления.

После испытания на прочность проводится проверка трубопроводов на герметичность рабочим давлением в течение не менее 12-ти часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

Рекультивация земель

Техническая рекультивация предусматривается для площадок испытательного оборудования.

Техническая рекультивация вдоль надземных газопроводов-шлейфов не производится ввиду требования данного проекта, что передвижение техники в строительной полосе должно производиться только по уплотненному снеговому покрытию, предотвращающему нарушение мохово-растительного слоя.

На этапе биологической рекультивации производится внесение минеральных удобрений: нитроаммофоски (0,340 т/га) с последующим посевом травосмеси (0,270 т/га). В прибрежных зонах рек, ручьев и болот минеральные удобрения не применяются.

Охранная зона

Размеры охранной зоны и порядок производства в этой зоне любого вида работ определены Правилами охраны магистральных газопроводов (утв. постановлением Правительства РФ от 8 сентября 2017 г. № 1083).

4.3 Решения по предотвращению гидратообразования

Добычаемая среда представляет собой смесь природного газа, нестабильного газового конденсата и свободной воды (далее - пластовая смесь).

Присутствие в пластовой смеси влаги насыщения и пластовых вод предопределяет возможность образования гидратов при добыче и транспорте. Образование гидратов может повлечь: изменение режимов работы газовой скважины, отклонения от расчетного гидравлического режима работы ГСС, закупорку трубопроводов ГСС, нарушения работы регулирующей арматуры, увеличение износа трубопроводов и арматуры и пр.

Для предотвращения вышеуказанных явлений предусмотрена подача ингибитора гидратообразования. В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол. Метанол - широко распространенный антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих отложений (гидратных пробок).

В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера в качестве ингибитора гидратообразования используется преимущественно метанол.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>повлечь: изменение режимов работы газовой скважины, отклонения от расчетного гидравлического режима работы ГСС, закупорку трубопроводов ГСС, нарушения работы регулирующей арматуры, увеличение износа трубопроводов и арматуры и пр.</p> <p>Для предотвращения вышеуказанных явлений предусмотрена подача ингибитора гидратообразования. В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол. Метанол - широко распространенный антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих отложений (гидратных пробок).</p> <p>В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера в качестве ингибитора гидратообразования используется преимущественно метанол.</p>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								52

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования обусловлено следующими причинами:

- относительно низкой стоимостью (по сравнению с другими);
- широко развитой промышленной базой (производство метанола может быть развернуто в местах потребления);
- наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах;
- низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже минус 50°C;
- некоррозионностью метанола и его водных растворов;
- наличием достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов.

Согласно исходным данным, устьевые температуры газа Северного, Центрального и Южного куполов не превышают температуру гидратообразования и месторождение работает в гидратной области.

Расчетами транспорта пластового газа в системе "забой - устья скважин - газосборная сеть - УКПГ" определена возможность образования гидратов при добыче природного газа в течение рассматриваемого периода эксплуатации.

При моделировании процессов гидратообразования использовался программный комплекс HYSYS V10, пакет CPA. Расчет необходимого количества ингибитора гидратообразования выполнен с использованием литературных данных (уравнение Гаммершмидта, Э.Б. Бухгалтер "Метанол и его использование в газовой промышленности"), а также содержание метанола в газе при установлении равновесия в системе водометанольного раствора - газ определено на основании экспериментальных данных (результаты исследований по распределению компонентов в системе метан-метанол-вода собраны в таблицы Р.П. Синявской). Предусмотрен запас по температуре гидратообразования в 5 °C.

Кривая гидратообразования для пластовой смеси Центрального купола представлена на рисунке 4.4 (принят год начала выхода на проектную мощность - 2024).

При транспорте пластовой смеси от кустов скважин до УКПГ температура газа понижается вследствие теплообмена с окружающей средой, что увеличивает опасность гидратообразования.

Защита от гидратообразования осуществляется дозированной подачей ингибитора в поток газа на устье каждой скважины.

Кроме того, предусматривается подача метанола в начале шлейфа и в местах объединения газопроводов.

Установки подготовки газа, использующие низкотемпературные процессы, постоянно работают в режиме гидратообразования, для его предупреждения также предусматривается

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Кривая гидратообразования для пластовой смеси Центрального купола представлена на рисунке 4.4 (принят год начала выхода на проектную мощность - 2024).</p> <p>При транспорте пластовой смеси от кустов скважин до УКПГ температура газа понижается вследствие теплообмена с окружающей средой, что увеличивает опасность гидратообразования.</p> <p>Защита от гидратообразования осуществляется дозированной подачей ингибитора в поток газа на устье каждой скважины.</p> <p>Кроме того, предусматривается подача метанола в начале шлейфа и в местах объединения газопроводов.</p> <p>Установки подготовки газа, использующие низкотемпературные процессы, постоянно работают в режиме гидратообразования, для его предупреждения также предусматривается</p>					
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист
						53

подача ингибитора гидратообразования. Предупреждение отложения гидратов осуществляется постоянным ингибированием процесса НТС метанолом.

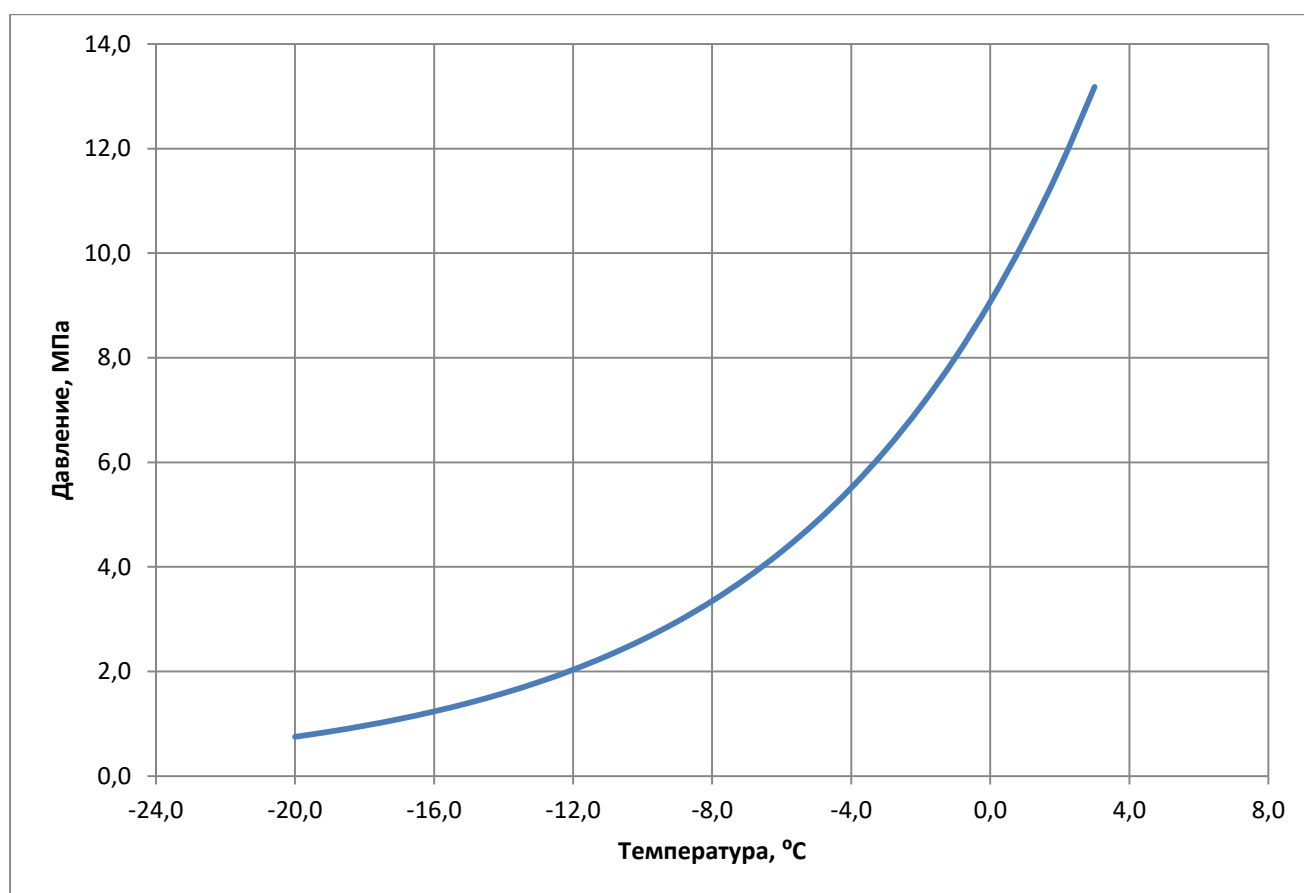


Рисунок 4.4 – Кривая гидратообразования пластовой смеси

Необходимое количество метанола для подачи на устья скважин центральной зоны, количество и концентрация ВМР на УКПГ в зависимости от года, сезона приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Количество необходимого метанола и концентрация образующейся ВМР

Расход метанола (не менее 90% масс.) на кусты скважин, кг/ч	Расход ВМР на УКПГ-1, кг/ч	Концентрация ВМР в составе пластовой смеси, % масс.
2024 зима		
1531,9 (0,82 г/ст. м ³ газа)	2964.8	18.8
2026 зима		
744,7 (0,35 г/ст. м ³ газа)	2985.0	8.2
2035 зима		
1498,0 (0,88 г/ст. м ³ газа)	9175.4	10.1

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Таблица 4.1.1 Количество необходимого метанола и концентрация образующейся ВМР					
Расход метанола (не менее 90% масс.) на кусты скважин, кг/ч		Расход ВМР на УКПГ-1, кг/ч		Концентрация ВМР в составе пластовой смеси, % масс.	
2024 зима					
1531,9 (0,82 г/ст. м³ газа)		2964.8		18.8	
2026 зима					
744,7 (0,35 г/ст. м³ газа)		2985.0		8.2	
2035 зима					
1498,0 (0,88 г/ст. м³ газа)		9175.4		10.1	

ВМР от установки сепарации и пробкоуловителей направляется на смешение с высоконцентрированной ВМР от УНТС. Концентрация ВМР от УНТС составляет не менее 50 % масс. Полученная смесь имеет концентрацию порядка 20 % масс.

ВМР подается на установку регенерации метанола (УРМ) в составе УКПГ. На установке регенерации метанола предусматривается получение регенерированного метанола с концентрацией не менее 90%. Регенерация ВМР с концентрацией метанола менее 10 % масс нецелесообразна, поэтому ВМР с концентрацией менее 10 % масс будет направляться на утилизацию (подача на сооружения КОС, снижение концентрации метанола и дальнейшая закачка в пласт).

Большая часть метанола, подаваемого в пластовую смесь, переходит в ВМР и используется циклично. Однако цикл метанола "скважины - УРМ – склад метанола" необходимо постоянно пополнять свежим метанолом, восполняя потери. Потери метанола восполняются за счет поступления метанола от резервуаров склада метанола.

Потери метанола состоят из следующих статей:

- потери метанола с подготовленным газом;
- потери метанола с подготовленным конденсатом;
- потери метанола с кубовой водой на УРМ.

Часть метанола, унесенного с подготовленным газом и конденсатом в виде ВМР, возвращается от установок Завода СПГ на площадку УППГ-3 для регенерации на УРМ.

4.4 Установка комплексной подготовки газа (УКПГ-1)

4.4.1 Пункт переключающей арматуры. Пробкоуловители №1,2

4.2.1.1 Пункт переключающей арматуры

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.1-1-УКПГ1-002-ТХ-07...10)

Пункт переключающей арматуры (ППА) служит для сбора пластовой смеси, поступающей от кустов скважин по газопроводам-шлейфам и «выравнивания» давления по наиболее слабому шлейфу перед подачей на дальнейшую подготовку. Принципиальная схема ППА приведена на рис. 4.5.

Исходя из конфигурации газосборной сети пластовый газ на площадку УКПГ-1 поступает по 5 коллекторам DN 500. Предусматривается возможность подключения резервных шлейфов DN 500 (лупинг) от кустов № 1 и № 3 в 2044 году.

Пункт переключающей арматуры расположен на открытой площадке. Для каждой линии в составе ППА предусмотрена аналогичная арматурная обвязка, которая включает в себя арматурный блок узла приема СОД поз. 651-U-200 А, В, С, D, Е DN 500 и арматурный блок линии регулирования давления поз. 651-U-300 А, В, С, D, Е DN 500. На каждом из коллекторов-шлейфов предусматривается установка охранных кранов с электроприводом на

Взам. инв. №		<p>наиболее слабому шлейфу перед подачей на дальнейшую подготовку. Принципиальная схема ППА приведена на рис. 4.5.</p> <p>Исходя из конфигурации газосборной сети пластовый газ на площадку УКПГ-1 поступает по 5 коллекторам DN 500. Предусматривается возможность подключения резервных шлейфов DN 500 (лупинг) от кустов № 1 и № 3 в 2044 году.</p> <p>Пункт переключающей арматуры расположен на открытой площадке. Для каждой линии в составе ППА предусмотрена аналогичная арматурная обвязка, которая включает в себя арматурный блок узла приема СОД поз. 651-U-200 А, В, С, D, Е DN 500 и арматурный блок линии регулирования давления поз. 651-U-300 А, В, С, D, Е DN 500. На каждом из коллекторов-шлейфов предусматривается установка охранных кранов с электроприводом на</p>																													
		Подп. и дата																													
Инв. № подл.																															
		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td colspan="2">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</td><td>Лист</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td>55</td></tr></table>	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист			55
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																										
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист																													
		55																													

расстоянии от площадки не более 300 м.

Арматурный блок узла приема СОД предназначен для приема поршня при проведении операции удаления жидкостной пробки. До момента поступления поршня в трехходовой кран, жидкостная пробка поступает в пробкоуловитель через арматурный блок резервной линии. В состав арматурного блока входят трехходовой кран для приема поршня и сигнализатор прохождения поршня, расположенные на линии подачи продуктов поршневания на сжигание на УГГ. На основном коллекторе подачи пластовой смеси расположена отсекающая арматура.

Арматурный блок линии регулирования давления выполняет следующие функции: регулирование давления в шлейфе с поддержанием давления «до себя» регулирующим клапаном, подача ингибитора гидратообразования для предотвращения образования гидратов при дросселировании, удаление дренажей, контроль температуры, давления и расхода пластовой смеси.

Подача ингибитора гидратообразования (метанол) осуществляется от системы регулируемой подачи ингибитора СРПИ 651-U-100 через форсунки. Предусматривается установка двух форсунок и фильтра для дополнительной очистки метанола.

Разгрузка шлейфа при необходимости осуществляется в ручном режиме.

Для возможности продувки и пропарки шлейфа предусмотрено подключение азота и водяного пара. Для выполнения технических операций по пропарке предусмотрено подключение к свечевому коллектору.

Сбросы в факельную систему от каждого шлейфа объединяются в общий факельный подколлектор и направляются в общий факельный коллектор.

Для каждого коллектора-шлейфа предусмотрена подача газа на устройство горизонтальное горелочное при продувке шлейфа.

Пластовая смесь с коллекторов поступает в сборный коллектор DN 1000 с расчетным давлением 13,0 МПа. На общем коллекторе предусмотрен клапан аварийного сброса давления в факельную систему высокого давления.

Пластовая смесь от ППА направляется в пробкоуловитель для сбора залповых поступлений жидкости от ГСС.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							56
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

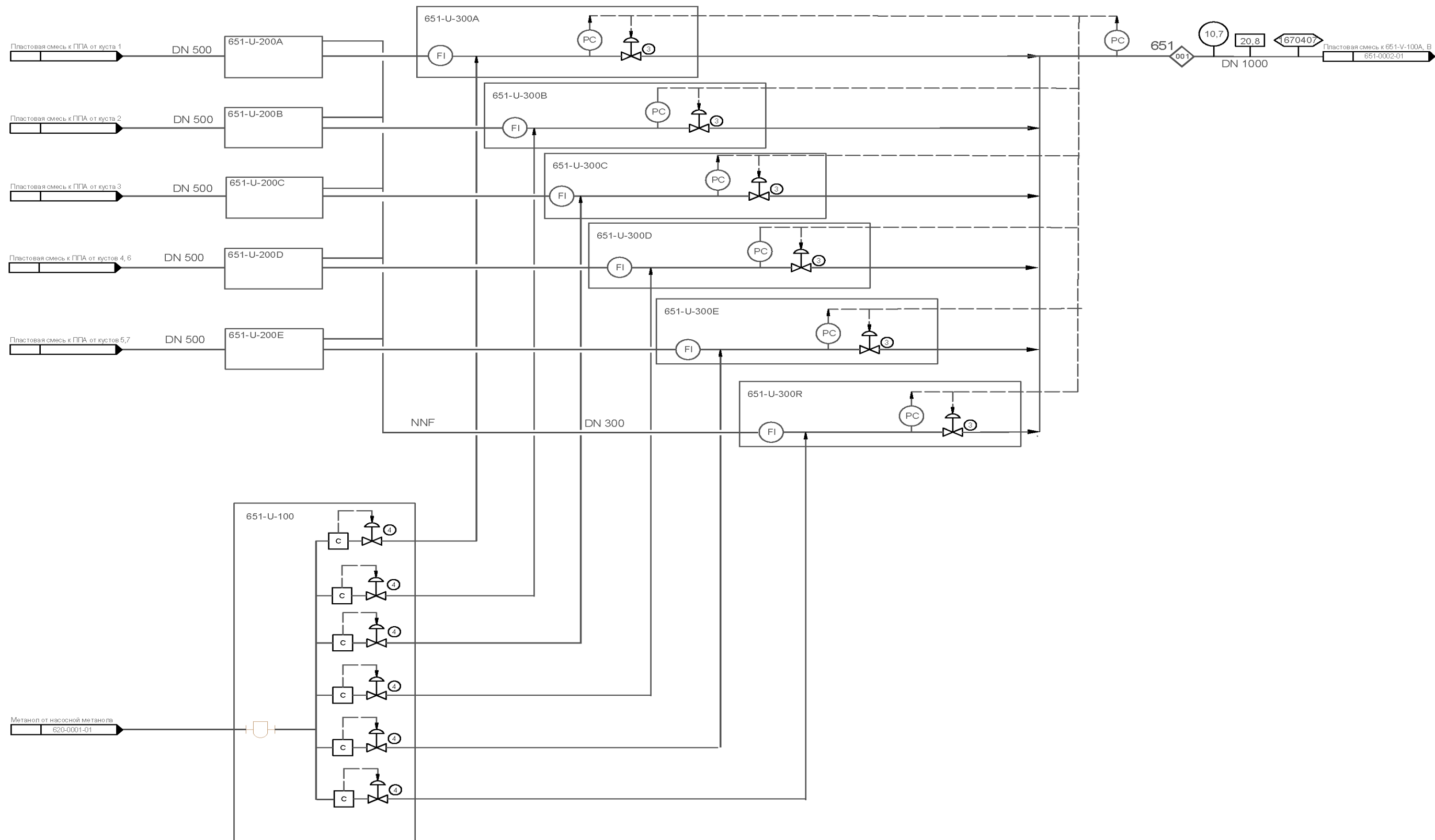


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема пункта переключающей арматуры

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	57

4.4.1.2 Пробкоуловитель №1

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.1-1-УКПГ1-003-ТХ-03...04)

Улавливание жидкостных пробок от шлейфов осуществляется в пробкоуловителях трубчатой конструкции 651-V-100А, 651-V-100В. Работа пробкоуловителя возможна в двух режимах. Нормальный режим работы предусматривает улавливание капельной жидкости. В пробкоуловителе происходит гравитационное осаждение жидкости при снижении скорости потока вследствие изменения направления движения. Аппарат состоит из двух зон: верхняя – газовая часть, нижняя – жидкостная часть. Газ из верхней части пробкоуловителя направляется на установку сепарации газа.

Материальный баланс приведен в таблице 3.2.

Принципиальная схема пробкоуловителя №1 приведена на рис. 4.6.

Пробковый режим работы возможен при поступлении потока со значительным количеством жидкой фазы (жидкостной пробки). Пробки являются периодическим образованием. Длина и объем коллекторов и отводов пробкоуловителей рассчитаны, исходя из возможного объема жидкостной пробки. Объем жидкой части 200 м³ (общий объем 340 м³) пробкоуловителя рассчитан на прием и отвод жидкостной пробки без контакта зеркала жидкости с поступающей пластовой смесью.

Нестабильный конденсат из пробкоуловителей 651-V-100А, 651-V-100В. направляется на установку дегазации конденсата.

На линии отвода конденсата из пробкоуловителя предусмотрен арматурный блок линии отвода жидкого продукта из пробкоуловителей 651-U-500А,В. В арматурный блок входят фильтры жидкостные сетчатые грубой очистки 651-S-501А, В, 651-S-502А, В предназначенные для очистки конденсата от крупных механических включений, фильтры жидкостные тонкой очистки 651-S-503А, В, 651-S-504А, В. Тонкость фильтрации составляет 200 мкм. Для контроля засорения фильтров предусмотрен замер перепада давления по фильтрам. Также в блоке предусмотрен замер расхода.

Для защиты пробкоуловителя и трубной обвязки от превышения давления предусмотрены предохранительные клапана, рассчитанные на случай пожара вблизи технологического оборудования.

На входе и выходе из ПУ устанавливаются пневмокраны с возможностью аварийного сброса давления на факел высокого давления. Сброс на факел осуществляется путем открытия крана аварийного сброса давления (BDV). Также предусматривается возможность ручного сброса давления.

Для сбора дренажей от пробкоуловителя 651-V-100А предусмотрена дренажная емкость 651-V-002А с полупогружным насосом объемом 40 м³, расположенная подземно. Для пробкоуловителя 651-V-100В предусмотрена емкость 651-V-002В.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								58
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Для защиты трубопроводов от замерзания продукта предусмотрен электрообогрев. Также предусмотрен электрообогрев нижней части пробкоуловителя.

Для безопасного обслуживания оборудования предусмотрены подача азота и пара со сбросом на свечу при выполнении продувки, пропарки.

Предлагаемая схема установки пробкоуловителей обеспечивает:

- улавливание жидкостных пробок, поступивших от ППА;
- снижение объема капельной жидкости, поступающей на установку сепарации;
- предотвращение попадания на установку дегазации конденсата крупных частиц механических примесей.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			59

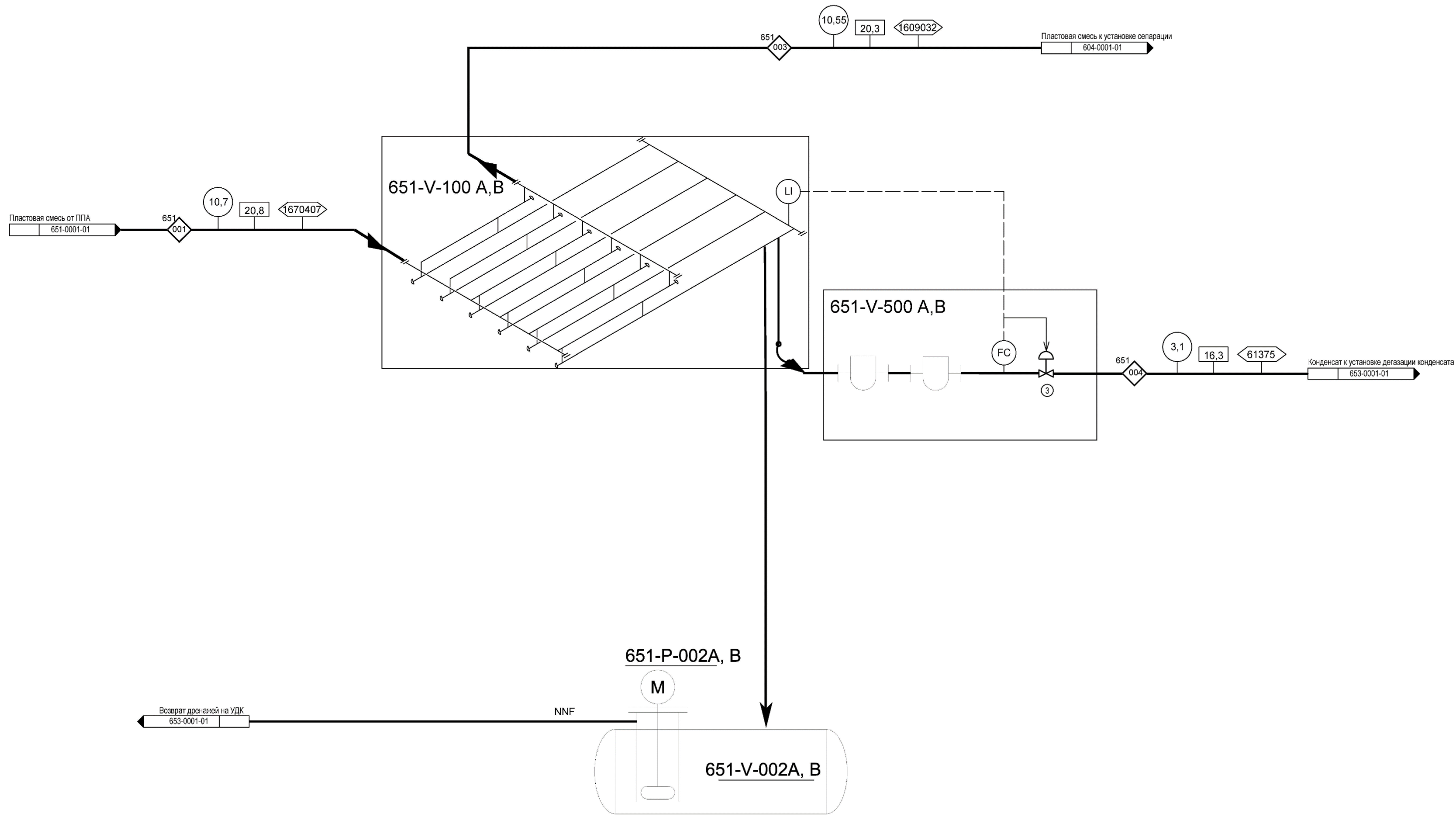


Рисунок 4.6 – Принципиальная схема пробкоуловителя №1

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	60

4.4.1.3 Пункт переключающей арматуры. Пробкоуловитель. Монтажные решения

Пластовый газ поступает на УКПГ по 5 коллекторам. На каждом из коллекторов предусмотрены узлы приема СОД (средств очистки и диагностики трубопроводов) 651-U-200 А, В, С, D, Е.

Узлы приема СОД поставляются на раме в полной заводской готовности и размещены на площадке под навесом в непосредственной близости от пункта переключающей арматуры. Все элементы узлов выполняются равнопроходными (труба, арматура, соединительные детали).

Вся трубопроводная арматура расположена на нулевой отметке. Там, где высотные отметки управляющих элементов запорно-регулирующей арматуры превышают 1,6 м, предусматриваются площадки обслуживания.

Узлы приема СОД размещены в отбортовке высотой 0,15м.

Продувка каждого из трубопроводов-шлейфов осуществляется на горизонтальное горелочное устройство, расположенное на отдельной площадке, примыкающей к площадке входных сооружений. Продувочный коллектор от блока входных ниток к горизонтальному горелочному устройству прокладывается надземно, а там, где это невозможно (пересечения с автодорогами) - в подземном канале, засыпанном песком.

Трубопроводы и арматура в составе блоков подлежат теплоизоляции. Для арматуры и факельного коллектора предусмотрен электрообогрев.

Над площадкой узлов приема СОД предусмотрена крановая эстакада с грузоподъемным краном опорным грузоподъемностью 10 т электрическим во взрывобезопасном исполнении. Высота подъема крана 6,5 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – А3. Для осуществления грузоподъемных операций предусмотрен выход крана за пределы навеса на разворотную площадку. План расположения технологического оборудования и трубопроводов узлов приема СОД представлен на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-001-МР-01.

Пункт переключающей арматуры (ППА) расположен на открытой площадке и состоит из пяти арматурных блоков 651-U-300 А, В, С, D, Е, которые поставляются на раме в полной заводской готовности. Входные нитки размещены в один ряд с проходами между ними, позволяющими осуществлять управление и обслуживание трубопроводной арматуры с площадок обслуживания. Сборный коллектор прокладывается с уклоном в сторону пробкоуловителей. Трубопроводы и арматура в составе блоков подлежат теплоизоляции. Для арматуры и коллектора предусмотрен электрообогрев. Монтаж и демонтаж арматуры и трубопроводов будет производиться при помощи автокрана. План расположения технологического оборудования и трубопроводов ППА представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-002-МР-01.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Пункт переключающей арматуры (ППА) расположен на открытой площадке и состоит из пяти арматурных блоков 651-U-300 А, В, С, D, Е, которые поставляются на раме в полной заводской готовности. Входные нитки размещены в один ряд с проходами между ними, позволяющими осуществлять управление и обслуживание трубопроводной арматуры с площадок обслуживания. Сборный коллектор прокладывается с уклоном в сторону пробкоуловителей. Трубопроводы и арматура в составе блоков подлежат теплоизоляции. Для арматуры и коллектора предусмотрен электрообогрев. Монтаж и демонтаж арматуры и трубопроводов будет производиться при помощи автокрана. План расположения технологического оборудования и трубопроводов ППА представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-002-МР-01.</p>																										
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td colspan="2">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</td></tr><tr><td>Лист</td><td>61</td></tr></table>		120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист	61
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																								
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ																													
Лист	61																												

Всего устанавливаются два пробкоуловителя перед входом (по технологическому потоку) в корпус сепарации. Пробкоуловители поставляются блоками с габаритными размерами, позволяющими транспортировку железнодорожным и морским транспортом и представляют собой трубную конструкцию с габаритами в плане 30,5 х 19,9 х 6,2 м. Домонтаж пробкоуловителя выполняется на площадке строительства. Для обеспечения доступа при техническом обслуживании внутрь трубной конструкции предусмотрены люк-лазы. Трубная конструкция устанавливается на строительные конструкции. Пробкоуловители размещены в отбортовке, объем которой рассчитан на локализацию пролива всего внутреннего объема. Для дренирования жидкости из пробкоуловителей, в непосредственной близости от каждого из них установлена подземная дренажная емкость с погружным насосом. Над насосом предусмотрено укрытие. Дренажные емкости покрываются тепло и гидроизоляцией и подлежат электрообогреву. На наружную поверхность пробкоуловителей наносится теплоизоляционное покрытие, а также предусматривается электрообогрев нижней части.

План расположения технологического оборудования представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-003-МР-01.

4.4.2 Установка сепарации газа

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.1-1-УКПГ1-006-ТХ-08...14)

Установка сепарации предназначена для отделения от пластового газа углеводородного конденсата, ВМР и твердых частиц.

Согласно "Заданию на проектирование..." плановая добыча сырьевого газа при работе с расчетной производительностью в течение бесперебойной работы 340 дней (20 дней – средняя вероятность останова, 5 – высокая вероятность останова, режим работы круглогодичный, круглосуточный) в год – 17 млрд.м³/год, что составляет 50 млн.ст.м³/сут. Сепарация газа предусматривается на четырех технологических линиях в составе установки сепарации газа. В каждой технологической линии устанавливается один вертикальный сепаратор газа производительностью по пластовой смеси 12,5 млн.ст.м³/сут расчетным давлением 13,0 МПа (изб.). Диапазон изменения производительности технологического оборудования принят от -50% до +20% относительно номинальной. Оборудование установки сепарации размещается на наружной площадке.

Материальный баланс приведен в таблице 3.3.

Принципиальная схема установки сепарации приведена на рис.4.7. Описание приведено для одной технологической линии (ТЛ), для остальных технологических линий описание аналогично, с заменой для оборудования буквенного индекса с А на В, С, D.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	сепаратор газа производительностью по пластовой смеси 12,5 млн.ст.м³/сут расчетным давлением 13,0 МПа (изб.). Диапазон изменения производительности технологического оборудования принят от -50% до +20% относительно номинальной. Оборудование установки сепарации размещается на наружной площадке.																							
			Материальный баланс приведен в таблице 3.3.																							
			Принципиальная схема установки сепарации приведена на рис.4.7. Описание приведено для одной технологической линии (ТЛ), для остальных технологических линий описание аналогично, с заменой для оборудования буквенного индекса с А на В, С, D.																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата																					
								62																		

Описание технологической схемы

Газ после пробкоуловителей 651-V-100A, 651-V-100B поступает в сепараторы 604-V-100A, B, C, D, в которых отделяется от углеводородного конденсата и ВМР.

Диапазон рабочих давлений сепаратора составляет 2,0...10,8 МПа.

Равномерная подача газа на технологическую линию сепарации газа обеспечивается регулятором расхода на выходном трубопроводе газа из сепаратора 604-V-100A (B, C, D) с корректировкой по давлению в коллекторе отсепарированного и отфильтрованного газа.

Очищенный газ из верхней части сепаратора 604-V-100A (B, C, D) поступает в общий коллектор DN1000 и направляется на установку низкотемпературной сепарации, а после падения давления ниже 10,6 МПа на ДКС.

Контроль равномерного распределения пластовой смеси между сепараторами реализуется путем регулирования равного расхода на выходе из сепараторов с поддержанием давления в общем коллекторе.

Для возможности аварийного сброса давления из сепаратора в обвязке предусмотрен клапан аварийного сброса давления (BDV) в факельный коллектор высокого давления.

С годами эксплуатации будет происходить снижение давления газа на входе в УКПГ. Для обеспечения необходимого давления на входе в установку низкотемпературной сепарации отсепарированный газ, в перспективе, будет направляться в дожимную компрессорную станцию.

Отвод выделенного конденсата из сепаратора 604-V-100A (B, C, D) предусматривается под контролем регулятора уровня (LV). Конденсат собирается в общий коллектор и направляется на установку дегазации конденсата в блок разделителя-дегазатора 653-V-100A, B. Арматурный блок на трубопроводе отвода жидкости из нижней части сепаратора расположен в обогреваемом блок-боксе.

Дренаж от сепаратора 604-V-100A (B, C, D) поступает в общий коллектор и направляется в надземную дренажную емкость 604-V-002 объемом 12,5 м³, откуда при помощи полупогружного насоса 604-P-001 перекачивается в емкости для сбора нестабильного конденсата 653-V-003 установки дегазации конденсата. Емкость дренажная 604-V-002 по газовой линии соединена с факельной системой низкого давления.

Технологической схемой предусмотрена разгрузка аппаратов и коммуникаций установки сепарации от газа в факельную систему высокого давления при аварийных ситуациях.

Сбросы от предохранительных клапанов (в случае превышения давления) от сепараторов поступают в факельную систему высокого давления.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих инженерных сред:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>помощи полупогружного насоса 604-Р-001 перекачивается в емкости для сбора нестабильного конденсата 653-V-003 установки дегазации конденсата. Емкость дренажная 604-V-002 по газовой линии соединена с факельной системой низкого давления.</p> <p>Технологической схемой предусмотрена разгрузка аппаратов и коммуникаций установки сепарации от газа в факельную систему высокого давления при аварийных ситуациях.</p> <p>Сбросы от предохранительных клапанов (в случае превышения давления) от сепараторов поступают в факельную систему высокого давления.</p> <p>Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих инженерных сред:</p>					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								63

- воздух КИП от ресиверов воздуха КИП для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;
- газ топливный в качестве продувочного газа;
- азот от ресиверов азота в качестве резервного продувочного газа;

Для защиты от замерзания и поддержания температуры продукта для соответствующего оборудования и трубопроводов установки сепарации предусматривается электрообогрев.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										64
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				

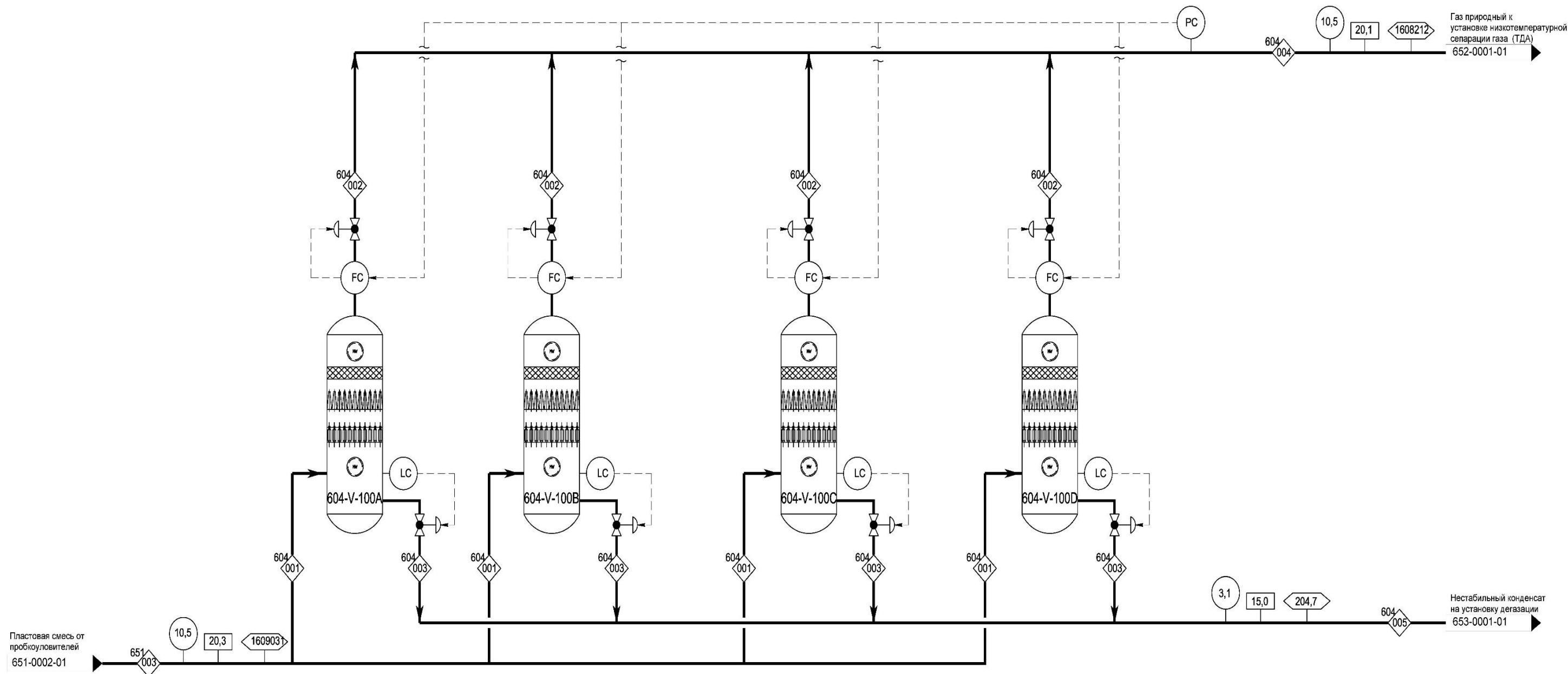


Рисунок 4.7 – Принципиальная схема установки сепарации

Изм. №	Взам. инв. №
полп. и дата	
полп.	

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	65

4.2.2.1 Установка сепарации газа. Монтажные решения

Установка располагается на открытой площадке, на которой размещены четыре вертикальных блока сепараторов 604-V-100A+D, установленные в один ряд. Сепараторы размещены в отбортовке высотой 0,15м. Для возможности обслуживания штуцеров аппаратов и их трубопроводной обвязки вокруг сепараторов предусмотрены площадки обслуживания. На трубопроводах входа и выхода газа из сепараторов на нулевой отметке здания установлены замерные устройства, регулирующая, запорная арматура. Арматурный блок на жидкостной линии расположен непосредственно у сепараторов в обогреваемом укрытии.

Для дренирования жидкости из сепараторов, в отбортовке высотой 0,15м, и в непосредственной близости от них установлена надземная дренажная емкость 604-V-002 с погружным насосом. Над насосом предусмотрено укрытие. Обслуживание оборудования и запорной арматуры производится с площадки, расположенной непосредственно на емкости. Дренажная емкость покрывается теплоизоляцией и подлежит электрообогреву. На наружную поверхность сепараторов также наносится теплоизоляционное покрытие.

План расположения технологического оборудования представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-006-МР-01.

4.4.3 Установка низкотемпературной сепарации газа (УНТС)

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.1-1-УКПГ1-010-ТХ-12...22)

Материальный баланс приведен в таблице 3.6.

Принципиальная схема установки низкотемпературной сепарации приведена на рис.4.8.

В составе НТС на УКПГ-1 предусматривается по 4 технологических линии производительностью 12,0 млн.ст.м³/сут. (с диапазоном по мощности +20...минус 50% от номинала).

Параметры низкотемпературной ступени – давление 7,7÷8,2 МПа, температура минус 35÷минус 28 °С.

Устойчивая работа процесса при номинальной производительности УКПГ обеспечивается при температуре НТС не ниже минус 35°С (при работе с ТДА в зимний период).

Описание технологического процесса приводится для одной линии площадки УКПГ-1 для 2026 г., зимнего режима эксплуатации. Описание для линии 2, 3, 4 аналогично, с заменой буквенного индекса с А на В, С, D.

Из установки сепарации пластовой смеси газ с температурой плюс 20÷25 °С и давлением 10,5 МПа поступает в компрессор турбодетандерного агрегата 652-J-200А, после

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Параметры низкотемпературной ступени – давление 7,7÷8,2 МПа, температура минус 35÷минус 28 °С.</p> <p>Устойчивая работа процесса при номинальной производительности УКПГ обеспечивается при температуре НТС не ниже минус 35°С (при работе с ТДА в зимний период).</p> <p>Описание технологического процесса приводится для одной линии площадки УКПГ-1 для 2026 г., зимнего режима эксплуатации. Описание для линии 2, 3, 4 аналогично, с заменой буквенного индекса с А на В, С, D.</p> <p>Из установки сепарации пластовой смеси газ с температурой плюс 20÷25 °С и давлением 10,5 МПа поступает в компрессор турбодетандерного агрегата 652-J-200А, после</p>						Лист
			120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						66
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	

чего охлаждается в блоке воздушного охлаждения газа 652-E-001A и направляется в трубное пространство параллельно установленных теплообменников "газ-газ" 652-E-002AA, АВ.

Для предупреждения гидратообразования предусмотрен впрыск 90 % метанола через форсунку в поток сырого газа перед блоком воздушного охлаждения газа 652-E-001A, а в нештатных ситуациях – впрыск метанола через форсунку перед всеми аппаратами, в которых по технологическому процессу возможно снижение температуры газа.

Поток из теплообменника 652-E-002A направляется в сепаратор 652-V-100A, откуда поступает на турбину турбодетандерного агрегата 652-J-200A, а затем, с температурой минус 28...минус 35 °С и давлением 7,7÷8,2 МПа, – в низкотемпературный сепаратор 652-V-300A, где происходит отделение сконденсировавшейся конденсатно-метанольной смеси от газа. Перед сепаратором в основной поток газа добавляется скомпримированный газ дегазации НК из компрессорной газов дегазации.

Смешанный конденсатно-метанольный поток из сепараторов 652-V-100A, В, С, D с давлением 2,8...3,2 МПа направляется на установку дегазации конденсата в емкость дегазатор-разделитель 653-V-100A, В.

Смешанный конденсатно-метанольный поток из сепараторов 652-V-300A, В, С, D с давлением 2,8...3,2 МПа и температурой ниже минус 40 °С направляется на установку дегазации конденсата в теплообменник 653-E-001.

Газ из низкотемпературного сепаратора 652-V-300A направляется в межтрубное пространство теплообменника 652-E-002A, где нагревается за счет теплообмена с нагретым сырым газом.

Осушенный и подготовленный газ в соответствии с требованиями по качеству газа на Завод СПГ с температурой минус 2÷10 °С и давлением 7,6÷8,15 МПа направляется в узел учета газа. Подготовленный газ собирается в общий коллектор от установок и направляется в общий коллектор DN 1000.

Часть потока товарного газа от каждой технологической линии отводится на собственные нужды и подается на БПТГ в составе УКПГ.

Для предотвращения образования гидратов при проведении низкотемпературных процессов подготовки предусматривается подача метанола в технологические потоки перед всем оборудованием, на котором возможно снижение температуры. Дозирование метанола выполняется в составе блочно поставляемой СРПИ. В точках впрыска метанола предусматриваются фильтр и форсунка для впрыска (предусмотрены рабочий+резервный фильтр-форсунка).

В зимний период установка подготовки газа низкотемпературной сепарацией непродолжительное время может работать без турбодетандерного агрегата. Для этого предусмотрены полнопроходные байпасы в обвязке турбодетандерного агрегата.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для предотвращения образования гидратов при проведении низкотемпературных процессов подготовки предусматривается подача метанола в технологические потоки перед всем оборудованием, на котором возможно снижение температуры. Дозирование метанола выполняется в составе блочно поставляемой СРПИ. В точках впрыска метанола предусматриваются фильтр и форсунка для впрыска (предусмотрены рабочий+резервный фильтр-форсунка).</p> <p>В зимний период установка подготовки газа низкотемпературной сепарацией непродолжительное время может работать без турбодетандерного агрегата. Для этого предусмотрены полнопроходные байпасы в обвязке турбодетандерного агрегата.</p>	Лист
										67
										<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>

Дросселирование сырого газа до необходимого значения осуществляется на клапане регулятора давления, который установлен перед низкотемпературным сепаратором 652-V-300А. Этот же клапан служит для запуска турбодетандерного агрегата. Данный режим работы не является штатным и возможен для поддержания общей производительности.

Для защиты оборудования и трубной обвязки от превышения давления предусмотрены предохранительные клапаны. Сбросы газа от ПК направляются в факельную систему высокого давления.

Технологической схемой предусмотрена разгрузка аппаратов и коммуникаций установки от газа в факельную систему высокого давления при аварийных ситуациях.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих средств:

- воздух КИП от компрессорной воздуха КИП для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;
- азот от ресиверов азота в качестве продувочного газа;
- метанол для предупреждения гидратообразования от расходных резервуаров метанола;

Для защиты от замерзания и поддержания температуры продукта для соответствующего оборудования и трубопроводов установки НТС предусматривается электрообогрев.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			68

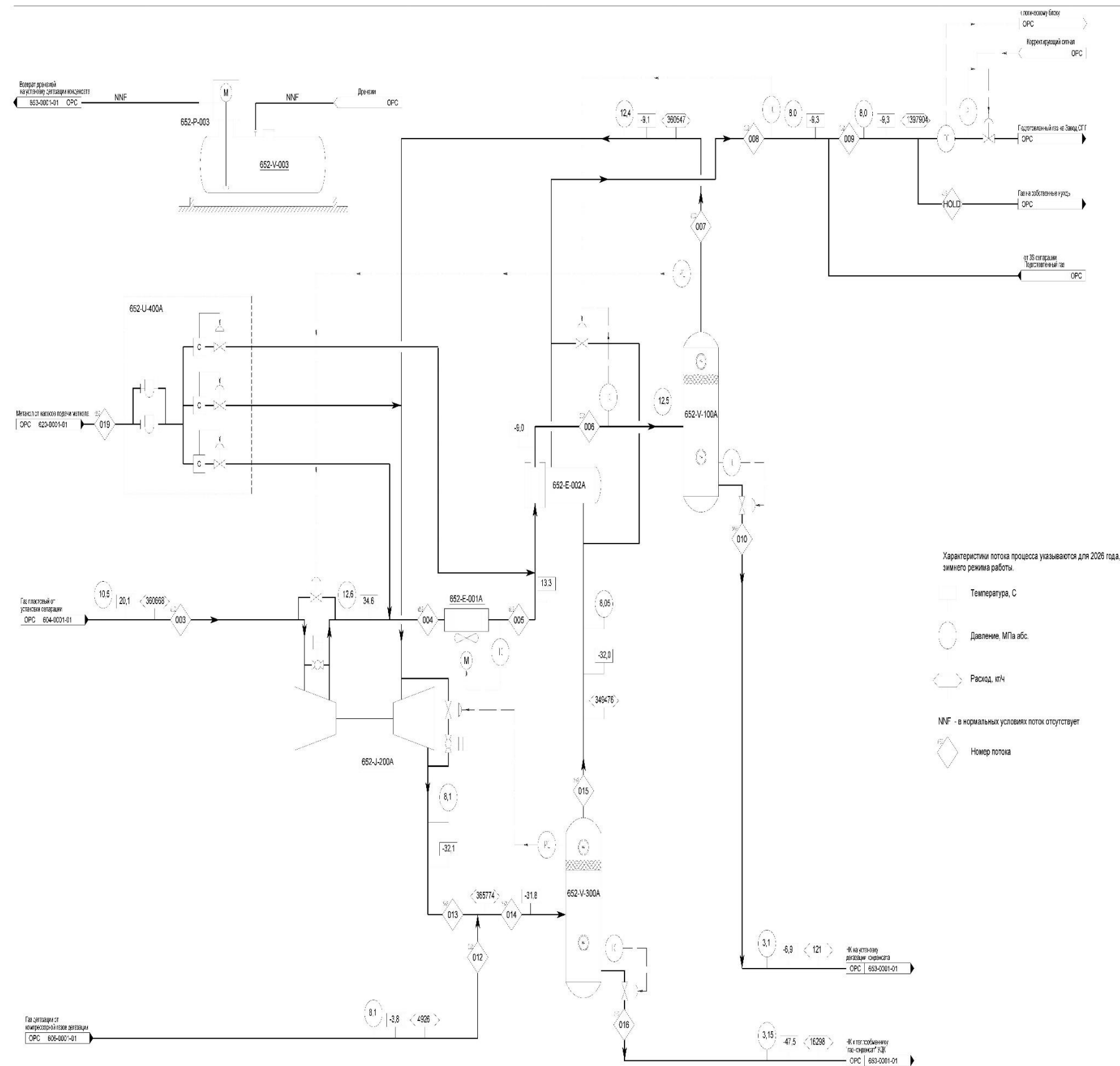


Рисунок 4.8 – Принципиальная схема УНТС

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата
полп.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

4.2.3.1 Установка низкотемпературной сепарации газа. Монтажные решения

Подготовка газа осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации (НТС) с применением турбодетандера. В составе технологического корпуса подготовки газа предусмотрены две технологические нитки.

Компоновка установки представлена на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-010-МР-01 и 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-010-МР-02.

Учитывая климатические условия площадки строительства, технологическое оборудование располагается в отапливаемых помещениях. В корпусе технологическом №1 располагаются две технологические линии и установлено следующее оборудование:

- блок сепаратора 652-V-100А, В (2 шт.);
- блок низкотемпературного сепаратора 652-V-300А, В (2 шт.);
- блок турбодетандерного агрегата 652-J-200А, В (2 шт.);
- блок СРПИ 652-U-400А, В (2 шт.);

На открытой площадке располагаются аппараты воздушного охлаждения, теплообменники, дренажная емкость и эстакада с технологическими трубопроводами.

Оборудование, размещенное рядом с корпусом, на открытой площадке:

- блок теплообменника "газ-газ" 652-E-002 А, В, С, D;
- арматурные блоки 652-U-100 А, В, С, D ;
- блоки аппаратов воздушного охлаждения 652-E-001 А, В, С, D;
- емкость дренажная 652-V-003 с полупогружным насосом.

Емкость дренажная 652-V-003 размещается надземно. Трубопроводы дренажей к емкостям прокладываются с уклоном, в теплоизоляции с электрообогревом.

Оборудование УНТС и обвязочные трубопроводы с температурой продукта минус 40...10 °С подлежат теплоизоляции, в составе теплоизоляционных конструкций предусмотрен пароизоляционный слой, в качестве которого применяется лента полиэтиленовая "Полилен".

Для ограничения разлива продукта вокруг технологических аппаратов 652-E-002 А,В,С,D и 652-V-003, предусмотрена отбортовка высотой 0,15 м.

Для выполнения работ по ремонту и обслуживанию оборудования и арматуры, в корпусе предусмотрено грузоподъемное оборудование: кран мостовой электрический однобалочный подвесной грузоподъемностью 5,0 т и передвижные электрические тали грузоподъемностью 3,2 т для возможности выгрузки узлов оборудования за пределы здания. Грузоподъемное оборудование предусмотрено во взрывобезопасном исполнении. Высота подъема крана 12,0 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – А3. Для выполнения периодических осмотров, технических обслуживаний и ремонтов кранов, предусмотрены ремонтные площадки, которые обеспечивают удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	А,В,С,Д и 652-V-003, предусмотрена отбортовка высотой 0,15 м.					
			Для выполнения работ по ремонту и обслуживанию оборудования и арматуры, в корпусе предусмотрено грузоподъемное оборудование: кран мостовой электрический однобалочный подвесной грузоподъёмностью 5,0 т и передвижные электрические тали грузоподъёмностью 3,2 т для возможности выгрузки узлов оборудования за пределы здания. Грузоподъемное оборудование предусмотрено во взрывобезопасном исполнении. Высота подъема крана 12,0 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – А3. Для выполнения периодических осмотров, технических обслуживаний и ремонтов кранов, предусмотрены ремонтные площадки, которые обеспечивают удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию.					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								70
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не дальше 50 м.

Решения по размещению оборудования для корпуса технологического № 2 аналогичны принятым для корпуса технологического № 1.

4.4.4 Установка 3S сепарации

Параллельно установке НТС с ТДА в перспективе предусматривается технологическая линия 3S сепарации производительностью 5 млн.ст.м³/сутки для подготовки газа на Салмановском (Утренем) НГКМ.

Материальный баланс приведен в таблице 3.4.

Принципиальная технологическая схема приведена в приложении А.

Природный газ от установки сепарации с давлением 10,7 МПа (изб) направляется на вход установки 3S-сепарации. В установке 3S-сепарации поток газа охлаждается в теплообменниках «газ-газ» и направляется в два параллельно расположенных 3S-сепаратора, где происходит дополнительное охлаждение газа и выделение компонентов С3+ за счет перепада давления. Осушенный газ подается на охлаждение входного потока газа в теплообменниках. Выделенная обогащенная газожидкостная смесь направляется на низкотемпературный сепаратор, где происходит отделение газовой фазы, которая далее объединяется перед теплообменниками с потоком осушенного газа. Конденсат из сепаратора подается на установку УДК.

Выходной газ с 3S-установки далее объединяется с потоком выходного газа от УНТС. Для предотвращения гидратообразования предполагается использовать метанол. Давление газа на выходе из установки равно 7,7÷8,1 МПа.

4.2.4.1 Установка 3S сепарации. Монтажные решения

Основное и вспомогательное оборудование установки поставляется в виде блоков полной заводской готовности со смонтированным на раме технологическим оборудованием, арматурой и обвязочными трубопроводами.

Установка располагается на открытой площадке на которой размещены два горизонтальных блока 3S сепараторов 652-V-101А, В, два вертикальных блока низкотемпературных сепараторов 652-V-102А, теплообменное оборудование 652-Е-101А,В, арматурный блок 652-У-500 и блок СРПИ 652-У-101. Теплообменное оборудование и сепараторы размещены в отбортовке высотой 0,15м. Для возможности обслуживания штуцеров аппаратов и их трубопроводной обвязки вокруг оборудования предусмотрены площадки обслуживания.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			<p>Основное и вспомогательное оборудование установки поставляется в виде блоков полной заводской готовности со смонтированным на раме технологическим оборудованием, арматурой и обвязочными трубопроводами.</p> <p>Установка располагается на открытой площадке на которой размещены два горизонтальных блока 3S сепараторов 652-V-101А, В, два вертикальных блока низкотемпературных сепараторов 652-V-102А, теплообменное оборудование 652-Е-101А,В, арматурный блок 652-U-500 и блок СРПИ 652-U-101. Теплообменное оборудование и сепараторы размещены в отбортовке высотой 0,15м. Для возможности обслуживания штуцеров аппаратов и их трубопроводной обвязки вокруг оборудования предусмотрены площадки обслуживания.</p>						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	71
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата					

Компоновка установки представлена на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-010-MP-01 и 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-010-MP-02.

4.4.5 Установка дегазации конденсата с компрессорной газовой дегазацией (черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.2-1-УКПГ1-011-ТХ-12...25)

4.4.5.1 Установка дегазации конденсата

Назначение установки дегазации конденсата – дегазация жидкой фазы (за счет снижения давления), поступившей от пробкоуловителя, установки сепарации, УНТС, установки 3S сепарации.

Материальный баланс приведен в таблице 3.5.

Принципиальная схема установки дегазации конденсата представлена на рис. 4.9.

Конденратно-метанольный поток из сепараторов 652-V-300A, B, C, D направляется в трубное пространство теплообменника 653-E-001, где происходит его нагрев за счет теплообмена со скомпримированным газом дегазации (поступает от компрессорной газовой дегазации в межтрубное пространство), после чего жидкость направляется в блок дегазатор – разделитель (653-V-100A, B).

Конденратно-метанольный поток из сепараторов 652-V-100A, B, C, D также подается в блок дегазатор – разделитель (поз. 653-V-100A, B).

Также в блок дегазатор – разделитель по отдельному коллектору поступает конденратно-метанольный поток от пробкоуловителей и установки первичной сепарации.

Работают 2 блока дегазатора – разделителя поз. 653-V-100A, B параллельно. В аппаратах происходит разделение смеси на нестабильный конденсат, водометанольный раствор и газ дегазации.

Предусматривается возможность раздельного режима работы блоков дегазатор – разделитель 653-V-100A, B. В один из блоков будет выполняться подача конденратно-метанольного потока от пробкоуловителей и установки первичной сепарации с содержанием ВМР низкой концентрации, во второй – конденратно-метанольного потока из сепараторов 652-V-100 и 652-V-300 УНТС и от установки 3S сепарации (с высокой концентрацией метанола). Данное решение позволит для режима безгидратной эксплуатации месторождения отводить ВМР с низкой концентрацией от ПУ на очистные соединения и таким образом не перегружать УРМ.

Дегазация конденсата проводится при давлении 2,9...3,2 МПа и температуре минус 1...минус 10 °С.

Водометанольный раствор из дегазаторов – разделителей 653-V-100A, B направляется в буферную емкость 653-V-001 и дегазируется до давления 0,3...0,5 МПа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				72

Взм. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>ВМ с низкой концентрацией, во второй конденсатно-метанольный поток из сепараторов 652-V-100 и 652-V-300 УНТС и от установки 3S сепарации (с высокой концентрацией метанола). Данное решение позволит для режима безгидратной эксплуатации месторождения отводить ВМР с низкой концентрацией от ПУ на очистные соединения и таким образом не перегружать УРМ.</p> <p>Дегазация конденсата проводится при давлении 2,9...3,2 МПа и температуре минус 1...минус 10 °С.</p> <p>Водометанольный раствор из дегазаторов – разделителей 653-V-100А, В направляется в буферную емкость 653-V-001 и дегазируется до давления 0,3...0,5 МПа.</p>					
-------------	--------------	--------------	---	--	--	--	--	--

Откуда ВМР (по контролю уровня в емкости) подается на установку регенерации метанола либо на очистные сооружения, в зависимости от концентрации ВМР.

В случае поступления жидкостных пробок, предусматривается накопление ВМР в буферной емкости 653-V-001 с последующей подачей на УРМ под контролем датчика расхода, для обеспечения стабильной и равномерной работы УРМ.

Газ дегазации поступает в компрессорную газов дегазации, нестабильный конденсат поступает в буферную емкость 653-V-200. Из буферной емкости под давлением насыщенных паров НК поступает на всас насосов перекачки конденсата 653-P-001А,В,С для дальнейшей подачи на замерный узел конденсата 653-U-800 и далее в коллектор НК на Завод СПГ.

Газы дегазации направляются в компрессорную газов дегазации.

В составе установки предусматриваются емкости аварийного слива 653-V-300, 653-V-400 и емкость дренажная 653-V-003 с полупогружным насосом 653-P-002.

Возврат дренажей от всех технологических установок УКПГ-1 выполняется в дренажную емкость 653-V-003, откуда далее жидкий продукт будет направляться в разделитель-дегазатор 653-V-100А, В либо в автоцистерну.

Для защиты оборудования и трубной обвязки от превышения давления предусмотрены предохранительные клапана. Сбросы газа от ПК направляются в факельную систему высокого давления.

Технологической схемой предусмотрена разгрузка аппаратов и коммуникаций установки от газа в факельную систему высокого давления при аварийных ситуациях. Аварийный слив жидкости выполняется в емкости аварийного слива 653-V-300, 653-V-400.

Для поддержания технологического давления в буферной емкости 653-V-001 и дренажной емкости 653-V-003, а также для обслуживания насосов 653-P-001А,В,С предусмотрена факельная система низкого давления.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих средств:

- воздух КИП от компрессорной воздуха КИП для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;
- воздух технический для работы пневмоинструмента и осуществления опрессовки;
- азот технический от ресиверов азота для продувки факельных коллекторов (резервный источник);
- топливный газ для продувки факельных коллекторов (основной источник);
- газ передавливания (подготовленный газ) для поддержания технологического давления в аппаратах после пуска дожимной компрессорной станции, а также для опорожнения емкостей аварийного слива 653-V-300, 653-V-400.

Для защиты от замерзания и поддержания температуры продукта для соответствующего оборудования и трубопроводов установки предусматривается электрообогрев.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>– азот технический от ресиверов азота для продувки факельных коллекторов (резервный источник);</p> <p>– топливный газ для продувки факельных коллекторов (основной источник);</p> <p>– газ передавливания (подготовленный газ) для поддержания технологического давления в аппаратах после пуска дожимной компрессорной станции, а также для опорожнения емкостей аварийного слива 653-V-300, 653-V-400.</p> <p>Для защиты от замерзания и поддержания температуры продукта для соответствующего оборудования и трубопроводов установки предусматривается электрообогрев.</p>					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								73
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

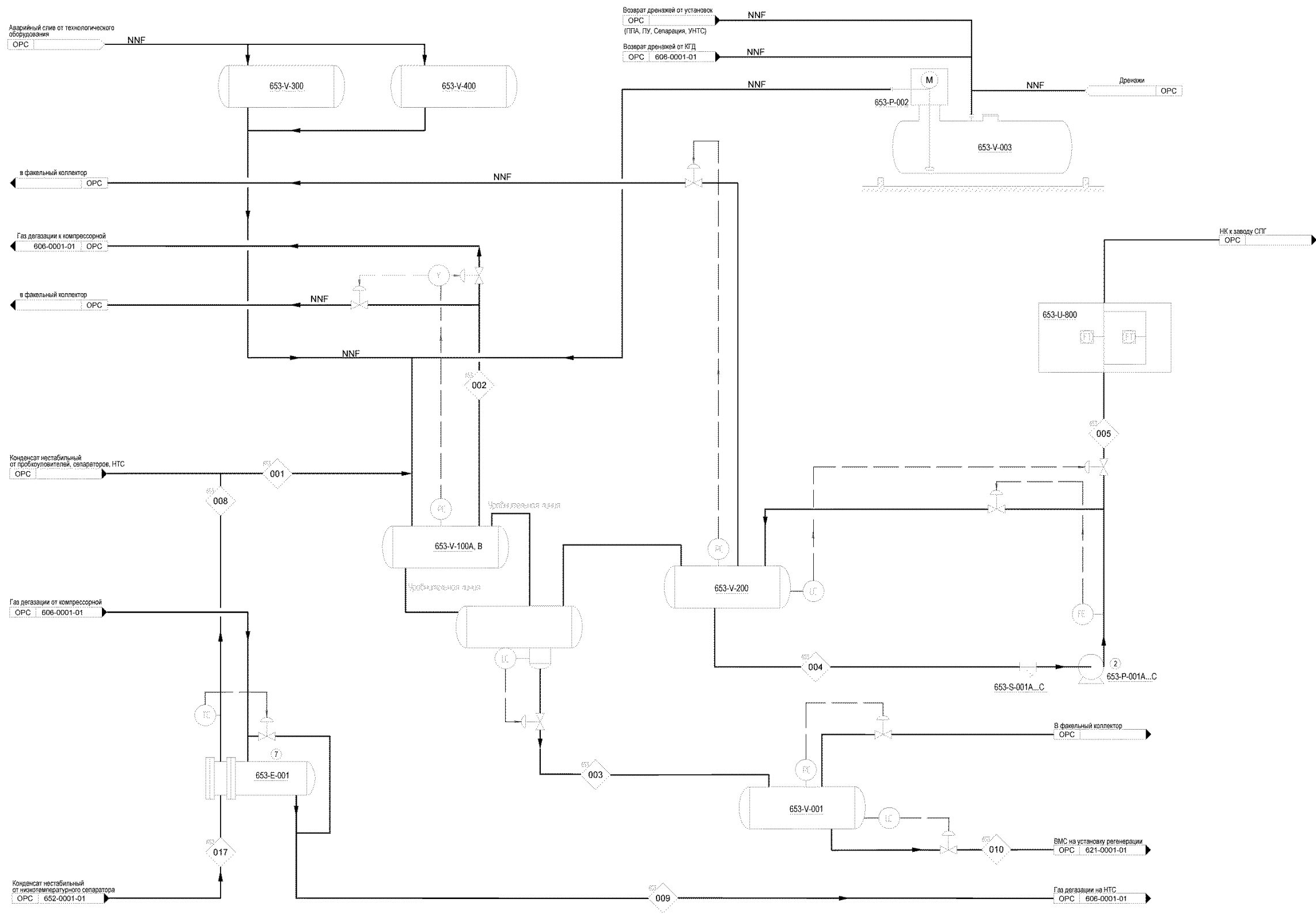


Рисунок 4.9 – Принципиальная схема установки дегазации конденсата

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ					Лист
					74

4.4.5.2 Компрессорная газов дегазации

Компрессорная установка предназначена для компримирования газов дегазации, поступающих от установки дегазации конденсата, до давления газа в газопроводе после ТДА с целью возврата газов дегазации в основной поток газа.

Принципиальная схема компрессорной газов дегазации приведена на рис. 4.10.

Для компримирования газов дегазации предусмотрено две параллельно установленные компрессорные установки 606-U-100А, В. Установки работают параллельно по схеме 1 рабочая + 1 резервная. Давление нагнетания КГД принято равным давлению газа на выходе ТДА с учетом гидравлических потерь и составляет от 7,7 до 8,4 МПа.

В состав компрессорной газов дегазации входят следующие элементы:

- компрессорный агрегат с системами смазки и охлаждения компрессора, цилиндров, уплотнений, электродвигателя;
- блок входного сепаратора;
- блок аппарата воздушного охлаждения;
- обвязочные трубопроводы и арматура технологического газа и вспомогательных систем.

Компрессорная установка поставляется комплектно с локальной системой автоматизированного управления (САУ), обеспечивающей безопасную ее работу на всех режимах, включая пуск и останов.

Оборудование компрессорной размещается в отапливаемом производственном здании установки дегазации конденсата с компрессорной газов дегазации

Аппараты воздушного охлаждения газа, входящие в комплект поставки каждой компрессорной установки, располагаются за пределами блока на наружной площадке.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							75
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

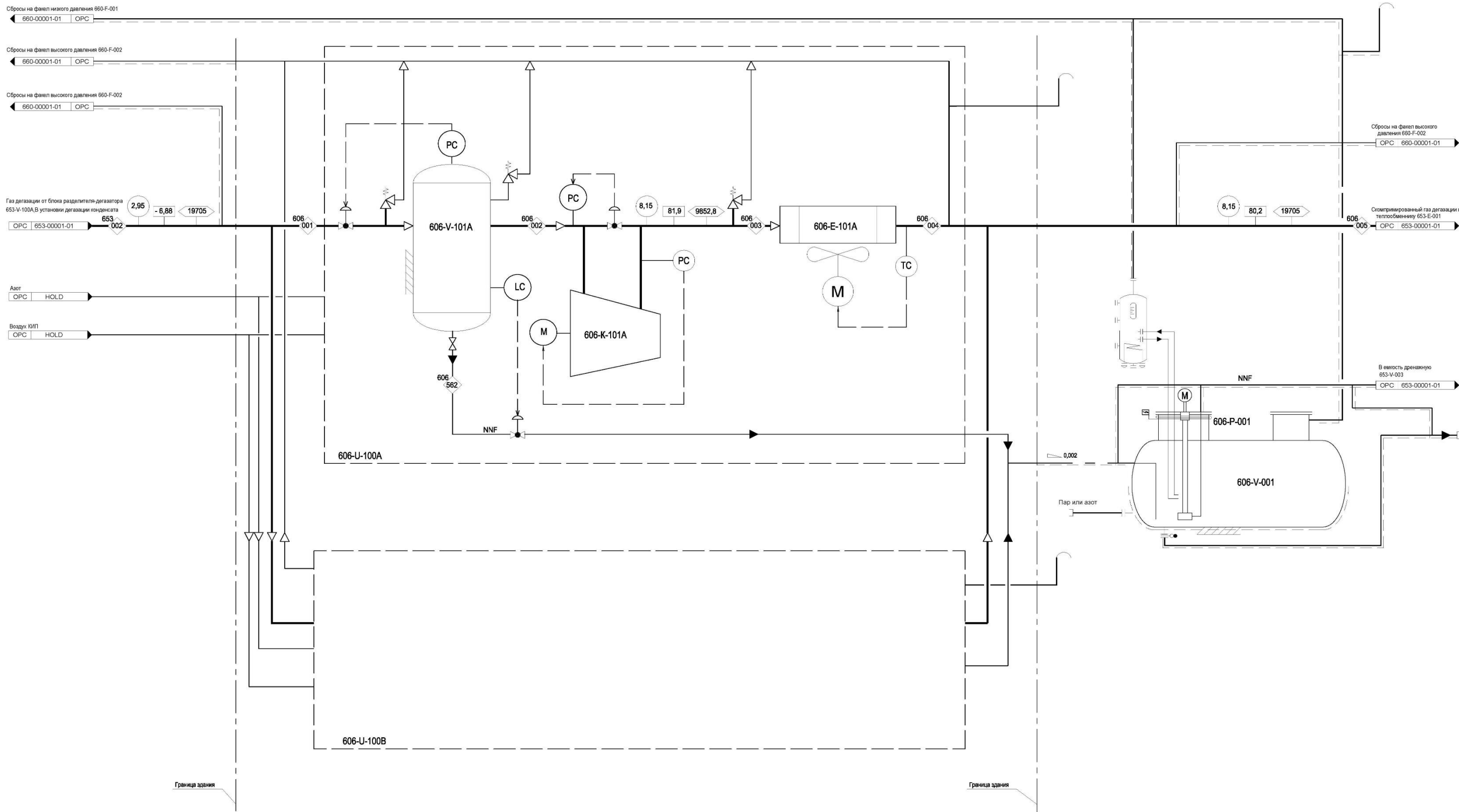


Рисунок 4.10 – Принципиальная схема компрессорной газов дегазации

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	76

Описание технологической схемы

Газ дегазации из разделителя-дегазатора (653-V-100А, В установки дегазации конденсата) с температурой минус 8,5 ÷ минус 1,7 °С и давлением 2,95÷3,15 МПа направляется в компрессорную установку. После предварительной очистки от жидкости и механических примесей в сепараторе газа 606-V-101А, В поступает на компримирование в поршневой компрессор 606-K-101А,В.

Сжатый до давления 7,6 ÷ 8,4 МПа газ, с температурой 75 ÷ 87 °С, поступает в аппарат воздушного охлаждения 606-E-101А, В либо в теплообменник 653-E-001. Согласно выбранному режиму охлаждение выполняется до:

- температуры 40 ÷ 80 °С (режим с нагревом конденсата газом дегазации в теплообменнике "газ-конденсат" 653-E-001);
- температуры не более 25 °С летом и не более 10 °С зимой (режим без нагрева конденсата газом дегазации в теплообменнике "газ-конденсат" 653-E-001).

После теплообменника 653-E-001 газ с температурой минус 30...минус 10 поступает в коллектор газа на вход низкотемпературного сепаратора установки НТС с ТДА.

Для защиты от превышения давления в обвязке компрессоров предусмотрены предохранительные клапаны. Сбросы от предохранительных клапанов направляются в факельный коллектор высокого давления.

Технологической схемой предусмотрена разгрузка коммуникаций установки от газа в факельную систему высокого давления при аварийных ситуациях.

Производительность установки компримирования газа дегазации, согласно материальному балансу, составляет 7794...18903 кг/ч. С первого года эксплуатации и по 2026 год, включительно, компримирование газов дегазации будет выполняться двумя компрессорами без резерва.

Жидкая фаза из сепаратора газа 606-V-101 накапливается в дренажной емкости 606-V-001. "Дыхание" емкости осуществляется в факельный коллектор низкого давления. Емкость оснащена полупогружным насосом 606-P-001 для возврата углеводородов в дренажную емкость 653-V-003.

Для хранения смазочного масла в здании компрессорной предусмотрено помещение маслохозяйства. Расходная ёмкость заполняется маслом с помощью расположенного перед ней насоса. Затем другим насосом масло подаётся в напорную ёмкость, которая находится выше основного оборудования компрессорной. За счёт перепада высот смазочное масло самотёком направляется к картерам работающих агрегатов.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих средств:

- воздух КИП от компрессорной воздуха КИП для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Емкость оснащена погружным насосом 6004-001 для возврата углеводородов в дренажную емкость 653-V-003.					
			Для хранения смазочного масла в здании компрессорной предусмотрено помещение маслохозяйства. Расходная ёмкость заполняется маслом с помощью расположенного перед ней насоса. Затем другим насосом масло подаётся в напорную ёмкость, которая находится выше основного оборудования компрессорной. За счёт перепада высот смазочное масло самотёком направляется к картерам работающих агрегатов.					
			Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих средств:					
			– воздух КИП от компрессорной воздуха КИП для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;					

- азот от ресиверов азота в качестве продувочного газа.

Для защиты от замерзания и поддержания температуры продукта для соответствующего оборудования и трубопроводов предусматривается электрообогрев.

4.4.5.3 Установка дегазации конденсата с компрессорной газов дегазации.

Монтажные решения

Основное технологическое оборудование, включая насосное 653-P-001А, В, С и блоки дегазаторов – разделителей 653-V-100А, В, размещены внутри здания. Вдоль длинной стороны здания предусмотрена эстакада технологических трубопроводов для соединения технологического оборудования между собой. Вне здания размещены аппараты воздушного охлаждения 606-E-101А, В, буферные емкости 653-V-001 и 653-V-200, теплообменник 653-E-001, дренажная емкость 653-V-003, емкости аварийного слива 653-V-300 и 653-V-400. Все наружное оборудование имеет бордюр по периметру площадки на нулевой отметке высотой 0,15 м.

Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 3 т. Высота подъема крана 8,0 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – АЗ. Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ.

Высотные отметки установки технологического оборудования друг относительно друга обеспечивают необходимый подпор для насосного оборудования и правильное протекание технологического процесса.

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не дальше 50 м.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-011-МР-01.

Два поршневых компрессора с электроприводом 606-U-100А, В размещены в технологическом помещении компрессорной газов стабилизации высотой до низа подкранового пути 6 м. Компрессорные агрегаты поставляются в блочном исполнении смонтированными на раме со своей трубопроводной обвязкой. В комплект поставки каждого из агрегатов также входят сепараторы со своей трубопроводной обвязкой, площадками обслуживания приборами КИПиА. Компрессорные агрегаты расположены в один ряд со свободным проходом вдоль фронта компрессоров 1,5 м. Сепараторы также размещены в помещении напротив соответствующего компрессора. Дренажи направляются в емкость

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			78

606-V-001, расположенную вне здания в общем обваловании с наружным оборудованием установки дегазации конденсата.

Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 8 т. Высота подъема крана 6,0 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – АЗ. Компонровкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ.

Аппараты воздушного охлаждения газа и масла, входящие в комплект поставки каждой компрессорной установки, расположены вне помещения в непосредственной близости от стены здания.

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3м и не дальше 50 м.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-011-МР-01.

4.4.6 Установка регенерации метанола

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.2-1-УКПГ1-009-ТХ-15...29)

Установка регенерации метанола предназначена для повышения концентрации метанола из водометанольного раствора, отделяющегося в разделителях-дегазаторах установки дегазации конденсата, с целью его повторного использования в качестве ингибитора гидратообразования.

Принципиальная схема одной технологической линии УРМ приведена на рис. 4.11.

Сырьем установки регенерации метанола является водометанольный раствор, поступающий от разделителей "Конденсат-ВМР" установки дегазации конденсата. Продукцией установки является регенерированный метанол концентрацией 95 %. Побочный продукт – кубовая вода.

Решения по технологии и мощности установки регенерации метанола приняты, исходя из выполненных институтом расчетов процессов гидратообразования в трубопроводах системы сбора и в основной технологии (НТС). Производительность одной технологической линии составляет 7500 кг в час с возможностью рециркуляции верхнего и нижнего продуктов на вход установки для обеспечения 50% загрузки колонны при более низких расходах сырья.

Для охвата всего диапазона количества поступающей на переработку ВМР и ее концентрации, помимо номинального режима сформированы еще четыре варианта

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Решения по технологии и мощности установки регенерации метанола приняты, исходя из выполненных институтом расчетов процессов гидратообразования в трубопроводах системы сбора и в основной технологии (НТС). Производительность одной технологической линии составляет 7500 кг в час с возможностью рециркуляции верхнего и нижнего продуктов на вход установки для обеспечения 50% загрузки колонны при более низких расходах сырья.</p> <p>Для охвата всего диапазона количества поступающей на переработку ВМР и ее концентрации, помимо номинального режима сформированы еще четыре варианта</p>											
<table><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>						Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата									
								79						

материального баланса установки: при максимальной/минимальной производительности технологической линии УРМ (Q) и максимальной/минимальной концентрации ВМР (См):

- Вариант 1. Q=50%, См=30 % масс.;
- Вариант 2. Q=120 %, См=30 % масс.;
- Вариант 3. Q=50%, См=13 % масс.;
- Вариант 4. Q=120%, См=13 % масс.

В определенный период эксплуатации концентрация метанола в пластовой воде может составлять менее 10 % масс. При этом высококонцентрированный ВМР от УНТС смешивается с ограниченным количеством ВМР от системы сбора газа и направляется на УРМ с концентрацией не ниже 13% масс. Избыток ненасыщенного раствора сбрасывается в систему канализации.

Установки располагаются в двух отдельных зданиях по одной линии в каждом, воздушные конденсаторы располагаются на открытых площадках возле корпусов. Ввод корпуса регенерации метанола №1 (технологическая линия 621А, дренажная и аварийная емкости) предусматривается в первой очереди строительства. Ввод в эксплуатацию корпуса регенерации метанола №2 (технологическая линия 621В предусмотрен после 2028 г, по мере увеличения количества выносимой пластовой воды, определенного показателями разработки месторождения. Проектом предусмотрены как строительство, так и все необходимые подключения.

Описание технологической схемы

Описание приведено для технологической линии 621А.

В состав каждой линии входит:

- блок разделителя-дегазатора "ВМР-конденсат" 621-V-100А;
- колонна регенерации метанола 621-С-400А;
- блок огневого подогревателя 621-F-300А, укомплектованный буферной емкостью-теплообменником 621-Е-301 А;
- емкость сбора рефлюкса 621-V-500А;
- воздушный конденсатор метанола 621-Е-001;
- воздушный холодильник кубовой воды 621-Е-002;
- насосное оборудование с фильтрами;
- блок подачи антискаланта 621-U-800А.

Насыщенный водный раствор метанола от буферных емкостей установки дегазации конденсата поступает в блок разделителя-дегазатора насыщенного метанола 621-V-100А с концентрацией 13-30 % (вес.) за счет разницы давления в буферной емкости и в разделителе. Насыщенный метанол дегазируется и отстаивается от жидких углеводородов при давлении ~150 кПа (абс).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">– воздушный конденсатор метанола 621-Е-001;– воздушный холодильник кубовой воды 621-Е-002;– насосное оборудование с фильтрами;– блок подачи антискаланта 621-U-800А. <p>Насыщенный водный раствор метанола от буферных емкостей установки дегазации конденсата поступает в блок разделителя-дегазатора насыщенного метанола 621-V-100А с концентрацией 13-30 % (вес.) за счет разницы давления в буферной емкости и в разделителе. Насыщенный метанол дегазируется и отстаивается от жидких углеводородов при давлении ~150 кПа (абс).</p>														
<table><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>						Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td colspan="2">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</td></tr><tr><td>Лист</td><td>80</td></tr></table>		120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист	80
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата												
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ																	
Лист	80																

теплообменника в составе буферной емкости при подогреве смеси до температур выше 40-50°C, а дополнительный узел подачи перед колонной 621-С-400А защищает непосредственно сам аппарат и жаровые трубы подогревателя, работающие на более высоком уровне температур.

Проектными решениями по организации процесса регенерации метанола предусматривается:

- дистанционное отключение насосов, перемещающих горючие продукты и установка на линиях всасывания и нагнетания приводной арматуры с дистанционным управлением
- установка приводной арматуры с дистанционным управлением на трубопроводах, по которым поступает на эстакаду метанол (ЛВЖ), для отключения этих трубопроводов на случай возникновения аварии на эстакаде.

Время срабатывания устанавливаемой приводной арматуры составляет 25 мм/сек, и, с учетом диаметров трубопроводов, не превышает 6 секунд.

Защита аппаратов от превышения давления обеспечивается путём установки предохранительных клапанов. Сбросы от ПК поступают в факельную систему.

На дымоходе огневого подогревателя установлен газоанализатор для измерения концентрации кислорода, оксида азота, оксида углерода в дымовых газах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									82	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	

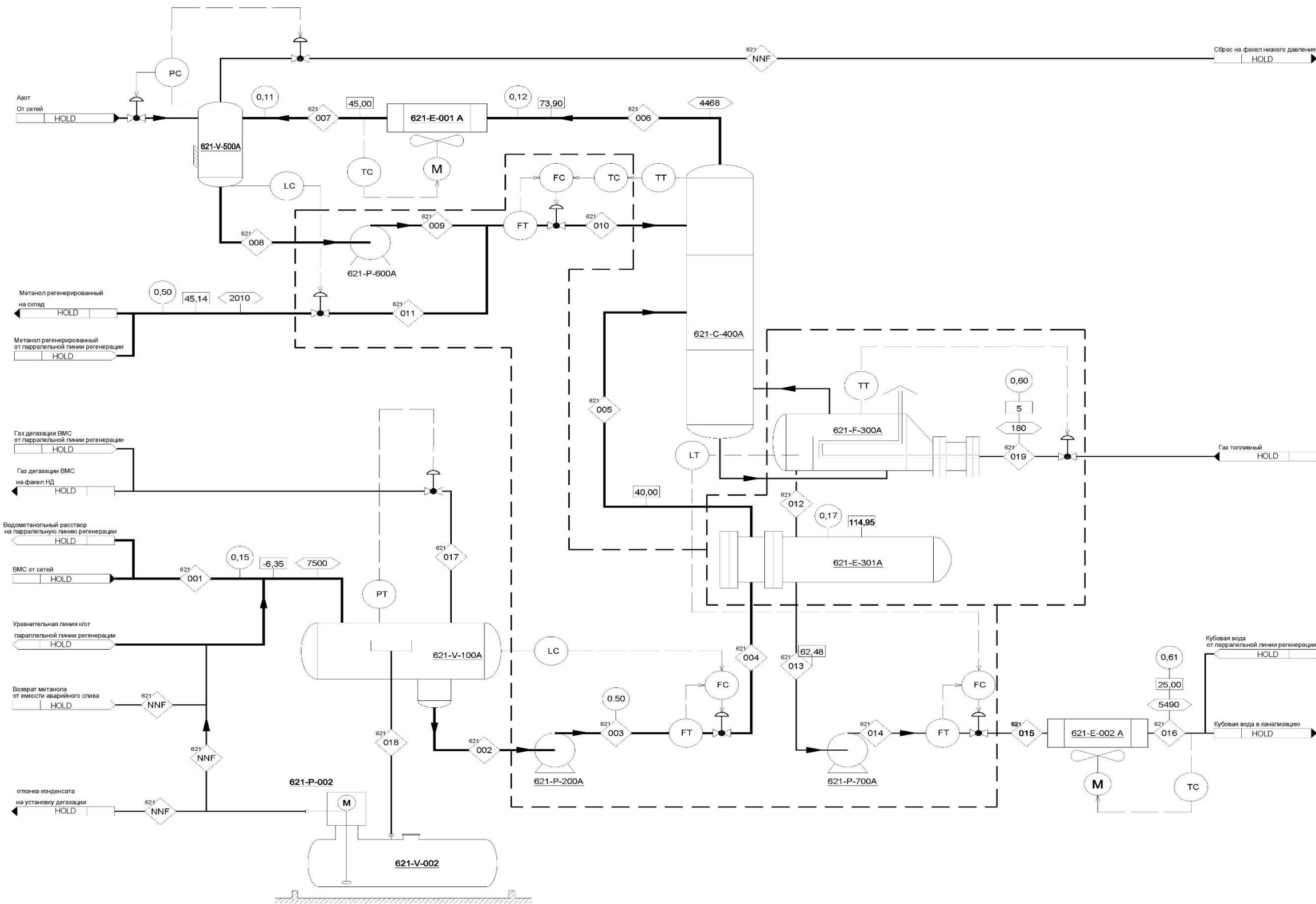


Рисунок 4.11 – Принципиальная схема установки регенерации метанола

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
Лист 83

4.4.6.1 Установка регенерации метанола. Монтажные решения

Блок огневого подогревателя 621-F-300А укомплектованный буферной емкостью-теплообменником 621-E-301 А, насосы 621-P-601А, 621-P-602А, 621-P-201А, 621-P-202А, 621-P-701А, 621-P-702А, арматурные блоки 621-V-100 размещены в отапливаемом и вентилируемом помещении.

Вне здания размещены аппараты воздушного охлаждения 621-E-001А,В и 621-E-002А,В надземные емкости 621-V-001 и 621-V-002, блок разделителя дегазатора 621-V-100А, блок колонны регенерации метанола 621-C-400А, блок емкости рефлюксной 621-V-500А . Все наружное оборудование, кроме АВО, имеет бордюр по периметру площадки на нулевой отметке высотой 0,15 м. АВО установлены в непосредственной близости здания УРМ над эстакадой технологических трубопроводов.

В помещении технологическое оборудование расположено в ряд вдоль длинной стороны здания. Также предусмотрена эстакада для прокладки технологических трубопроводов, соединяющих технологическое оборудование между собой. Запорно-регулирующая арматура устанавливается преимущественно на нулевой отметке пола здания. Там, где это необходимо, для обслуживания штуцеров аппаратов, трубопроводной арматуры и ее приводов предусматриваются площадки обслуживания.

Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 3,2 т. Высота подъема крана 9,0 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – А3. Компонровкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ.

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не дальше 50 м.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-009-МР-01.

4.4.7 Расходные резервуары метанола

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-008-ТХ-01...03)

Для оперативного хранения запаса метанола, поступающего от склада метанола, а также от установки регенерации метанола предусматриваются 4 горизонтальных резервуара объемом по 100 м³ 620-T-001А...D (группа 1 по ГОСТ 34347-2017).

Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной приведена на рис. 4.12.

Метанол к емкостям поступает от:

- склада метанола;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								84

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								84

- установки регенерации метанола площадки входных сооружений.

Учитывая поток метанола от установки регенерации, запаса метанола, содержащегося в резервуарах, достаточно для обеспечения оперативного запаса промысла ингибитором гидратообразования в течение 11 дней при максимальном расходе метанола.

Каждый резервуар оборудован вентиляционной трубой с огнепреградителем 620-BRV-00001...00004. Для поддержания необходимого в резервуарах давления и снижения попадания паров метанола в атмосферу, в каждый резервуар предусмотрена подача азота ("азотная подушка") с буфером в дренажной емкости метанола 620-T-003. Давление в коллекторе азота контролируется приборами по месту и дистанционно. Регулирование давления азотной подушки осуществляется регулирующими клапанами 620-PV-00005 А, В, 620-PV-00012 А, В.

Операции, производимые в расходных емкостях метанола 620-T-001A...D, включают в себя:

- прием метанола от склада метанола;
- окрашивание метанола при перекачивании его из одного резервуара в другой;
- подача метанола на скважины и в технологию (ППА, УНТС, установка 3S сепарации).

На резервуарах предусмотрен контроль давления по месту, контроль уровня по месту и дистанционно тремя радарными уровнемерами с сигнализацией максимального и минимального уровня. При аварийно-минимальном уровне срабатывает аварийная сигнализация и закрываются краны 620-SDV-00007A...D, 620-SDV-00008A...D на выходе из резервуара метанола 620-T-001A...D с последующим остановом насосов 620-P-100A/B/C, 620-P-200A/B/C. При аварийно-максимальном уровне срабатывает аварийная сигнализация и закрываются краны 620-SDV-00006A...D на входе в резервуары метанола 620-T-001A...D.

Каждый резервуар оборудован дренажными трубопроводами для отвода дренажей в емкость 620-T-003.

Дренажи со всей площадки направляются в наземную дренажную емкость 620-T-003 объемом 8 м³, емкость оборудована дыхательным клапаном с огнепреградителем 620-BRV-00005, дыхание выполняется на свечу по месту.

Емкость снабжена полупогружным насосом 620-P-004, производительностью 50 м³/ч, и напором 50 м. На нагнетательном трубопроводе насоса 620-P-004 установлен узел отбора проб. Из емкости 620-T-003 дренажи откачиваются в резервуары метанола 620-T-001A...D либо в автоцистерну.

На дренажной емкости предусматривается местный и дистанционный контроль уровня, его регистрация и сигнализация при аварийных значениях уровня. При минимальном уровне в емкости срабатывает предупредительная сигнализация и автоматический останов насоса 620-P-004. Предусматривается электрообогрев емкости 620-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								85
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Т-003. Также предусматривается контроль температуры по месту и дистанционно, при отклонениях от заданного режима предусматривается предупредительная сигнализация.

Дополнительно предусмотрен контроль давления на нагнетательном трубопроводе насоса 620-Р-004 по месту и дистанционно.

На наружную установку расходных резервуаров метанола предусматривается подвод азота технического для обеспечения работы азотной подушки на резервуарах 620-Т-001А...D, а также продувки оборудования перед ремонтом, воздуха КИП для работы приборов КИПиА и воздуха технического для проведения регламентированных операций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			86

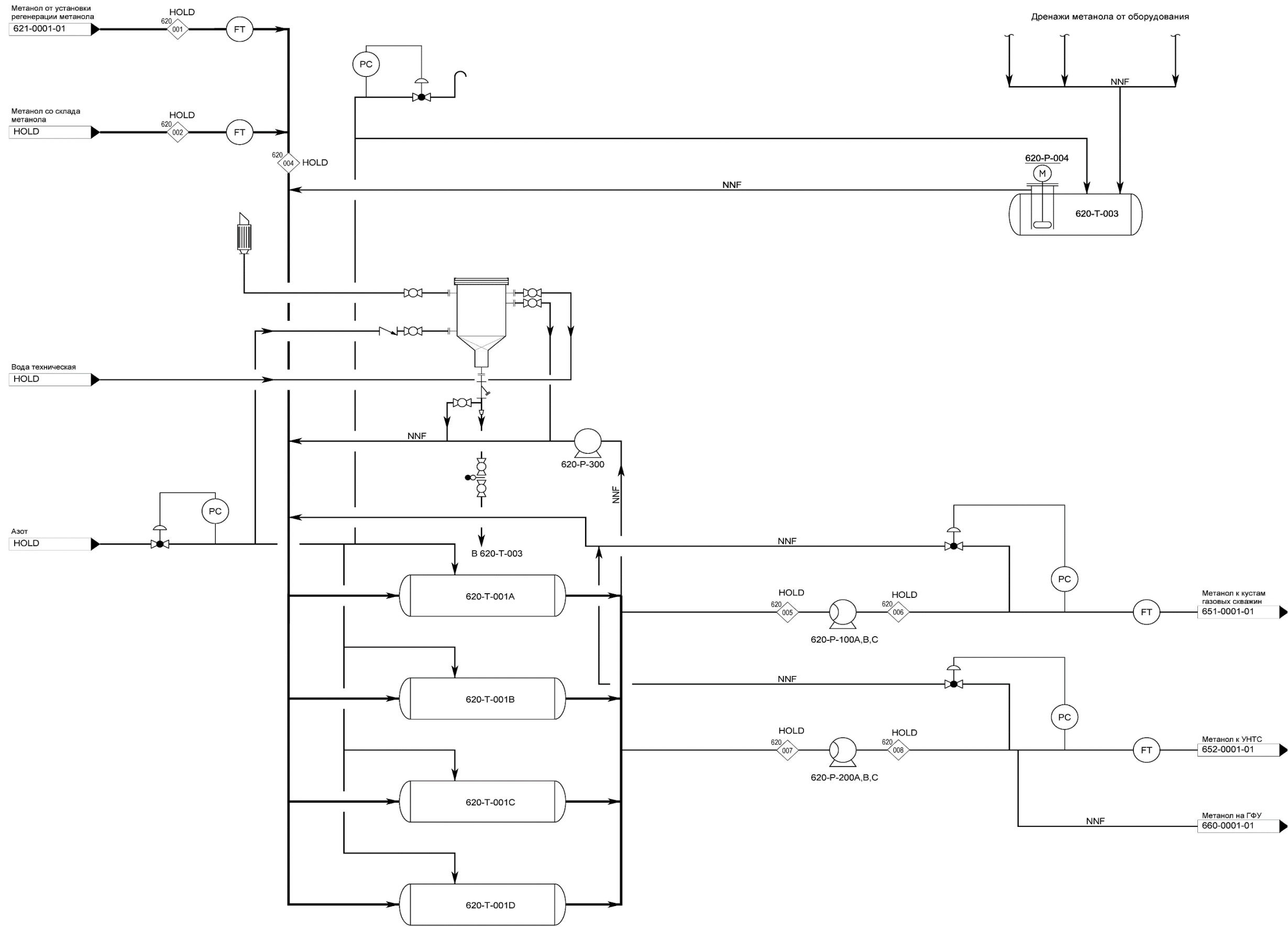


Рисунок 4.12 – Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

4.2.7.1 Расходные резервуары метанола. Монтажные решения

Четыре горизонтальных ёмкости 620-T-001A,B,C,D объемом 100 м³ каждая расположены в общем обваловании высотой 1 м и ограждены по обвалованию металлической сеткой. Высота ограждающей стенки рассчитана из условия разлива одного резервуара. Через обвалования предусмотрены переходные мостики с четырех сторон обвалования. Расстояние по осям ёмкостей принято 6 м (между стенками резервуаров – 3 м). На трубопроводах входа/выхода метанола из ёмкостей установлены коренные задвижки с ручным приводом внутри обвалования в непосредственной близости от штуцеров резервуаров и задвижки с электроприводом вне обвалования. Для обслуживания трубопроводной арматуры и ее приводов предусмотрены площадки обслуживания. Коллекторы входа/выхода и другие необходимые трубопроводы размещены вне обвалования на одноярусной эстакаде шириной 4 м. Высота установки емкостей устанавливается исходя из безкавитационной работы насосов.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-008-МР-01.

4.4.8 Насосная метанола

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-007-ТХ-01...03)

Для подачи метанола к кустам скважин и в технологические установки УКПГ-1, выполнению операций по внутрискладской перекачке метанола предусмотрена насосная, в которой расположены:

- три блока герметичных дозировочных электронасосных агрегатов (2 рабочих+1 резервный) для подачи метанола к кустам скважин, единичной производительностью 2 м³/час (620-P-100 A/B/C) и давлением нагнетания Рн = 24,5 МПа изб.;
- три блока герметичных дозировочных электронасосных агрегатов (2 рабочих+1 резервный) для подачи метанола к ППА, УНТС, 3s сепарация единичной производительностью 2 м³/час (620-P-200 A/B/C) и давлением нагнетания Рн = 16,0 МПа изб.;
- герметичный центробежный насос 620-P-300, производительностью 100 м³/ч, напором 70 м для внутрискладской перекачки метанола.

Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной представлена на рис.4.12.

На общем коллекторе всаса насосов 620-P-100 A/B/C предусматривается контроль температуры по месту и дистанционно с блокировкой и остановом блока насосов по высокой температуре.

На приемном коллекторе каждого насоса для улавливания механических примесей установлены сетчатые фильтры 620-S-100 A/B/C с контролем перепада давления. При повышении перепада давления до 110 кПа срабатывает предупредительная сигнализация.

Изм. №	подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>– герметичный центробежный насос 620-Р-300, производительностью 100 м³/ч, напором 70 м для внутрискладской перекачки метанола.</p> <p>Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной представлена на рис.4.12.</p> <p>На общем коллекторе всаса насосов 620-Р-100 А/В/С предусматривается контроль температуры по месту и дистанционно с блокировкой и остановом блока насосов по высокой температуре.</p> <p>На приемном коллекторе каждого насоса для улавливания механических примесей установлены сетчатые фильтры 620-S-100 А/В/С с контролем перепада давления. При повышении перепада давления до 110 кПа срабатывает предупредительная сигнализация.</p>									
Изм.						Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
													88

На общем нагнетательном коллекторе насосов 620-P-100 A/B/C предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с блокировкой насосов 620-P-100 A/B/C по аварийно-минимальному давлению. Также на трубопроводе подачи метанола к кустам скважин предусматривается контроль расхода метанола. На выходе метанола из насосной предусматривается отключающая арматура системы ESD 620-ESV-00014.

На общем коллекторе всаса насосов 620-P-200 A/B/C предусматривается контроль температуры по месту и дистанционно с блокировкой и остановом блока насосов по высокой температуре.

На приемном коллекторе каждого насоса для улавливания механических примесей установлены сетчатые фильтры 620-S-200 A/B/C с контролем перепада давления. При повышении перепада давления до 110 кПа срабатывает предупредительная сигнализация. Предусматривается контроль давления на трубопроводе всаса по месту. Также, на трубопроводе всаса установлен гаситель пульсаций 620-V-201 A/B/C для выравнивания давления и предотвращения гидравлических ударов, возникающих в результате работы насоса. В конструкции насоса предусматривается контроль температуры обмотки двигателя, контроль состояния мембраны датчиком давления и датчиком температуры на трубопроводе нагнетания насоса. Гидравлическая жидкость – рабочая жидкость насоса 620-P-202 A/B/C проходит через фильтр и охлаждается через воздушный масляный охладитель 620-E-201 A/B/C. На трубопроводе нагнетания каждого насоса 620-P-200 A/B/C установлен гаситель пульсации 620-V-202 A/B/C, также предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с последующим остановом насоса по высокому давлению.

На общем нагнетательном коллекторе насосов 620-P-200 А/В/С предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с блокировкой насосов 620-P-200 А/В/С по аварийно-минимальному давлению. Также на трубопроводе подачи метанола к УНТС предусматривается контроль расхода метанола. На выходе метанола из насосной предусматривается отключающая арматура системы ESD 620-ESV-00017, 620-ESV-00018.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>620-E-201 A/B/C проходит через фильтр и охлаждается через воздушный масляный охладитель 620-P-200 A/B/C. На трубопроводе нагнетания каждого насоса 620-P-200 A/B/C установлен гаситель пульсации 620-V-202 A/B/C, также предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с последующим остановом насоса по высокому давлению.</p> <p>На общем нагнетательном коллекторе насосов 620-P-200 A/B/C предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с блокировкой насосов 620-P-200 A/B/C по аварийно-минимальному давлению. Также на трубопроводе подачи метанола к УНТС предусматривается контроль расхода метанола. На выходе метанола из насосной предусматривается отключающая арматура системы ESD 620-ESV-00017, 620-ESV-00018.</p>																					
		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата																		
Инв. № подл.	<table><tr><td colspan="6">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</td><td>Лист</td></tr><tr><td colspan="6"></td><td>89</td></tr></table>						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист							89			
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист																	
						89																	

Для перекачки метанола между резервуарами предусмотрен герметичный центробежный насос 620-P-300.

На трубопроводе всаса насоса 620-P-300 установлена приводная арматура 620-HV-03001. Для улавливания механических примесей установлен сетчатый фильтр 620-S-300 с контролем перепада давления. При повышении перепада давления до 110 кПа срабатывает предупредительная сигнализация. Предусматривается контроль давления на трубопроводе всаса по месту и дистанционно. Насос 620-P-300 оборудован датчиками температуры подшипников насоса. При аварийно-максимальной температуре подшипников насоса происходит останов насоса 620-P-300. В бачке затворной жидкости предусматривается контроль давления по месту и дистанционно, контроль уровня жидкости дистанционно.

Контроль давления на нагнетательном трубопроводе выполняется по месту и дистанционно. Также на трубопроводе нагнетания установлен датчик сухого хода насоса с блокировкой и остановом насоса. На линии выхода насоса установлена приводная арматура 620-HV-03002.

Регенерированный на УРМ метанол подлежит окрашиванию, путем подмешивания в него красителя, для чего предусмотрен загрузочный бункер красителя на линии нагнетания насоса внутрискладской перекачки 620-P-300.

4.4.8.1 Насосная метанола. Монтажные решения

Насосная удалена от края обвалования резервуара на 15 м. Технологическое помещение насосной имеет высоту до низа подкранового пути 5,5 м. Насосы расположены в два ряда с эстакадой технологических трубопроводов между ними. Проход по фронту насосов составляет 1,5 м. Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 2 т. Высота подъема крана 5,0 м, режим работы по ГОСТ 34017-2016 – А3. Компонировкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ. На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не далее 50 м.

Здание насосной, включая технологическое оборудование, принято блочно-комплектным заводской поставки "НЕФТЕМОДУЛЬ". План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертеже 1703.00.00.000 ТХ "НЕФТЕМОДУЛЬ" 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-007-МР-02

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								90

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								90

4.4.9 Факельное хозяйство

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-016-ТХ-01, 03, 04)

Факельная система предназначена для сбора и утилизации путем сжигания газов и паров, образующихся в случаях:

- нарушения условий технологического процесса;
- в аварийных ситуациях;
- в ходе эксплуатации (при пуске, остановке, сбросе давления).

На площадке УКПГ-1 предусматривается работа двух факельных систем:

- факельная система высокого давления;
- факельная система низкого давления.

Принципиальная схема факельного хозяйства приведена на рисунке 4.13.

Расчетные параметры факельной системы высокого давления $P_{\text{расч}} = 1,0$ МПа, $T_{\text{расч}} =$ минус 114...плюс 100°C.

В факельную систему высокого давления предусмотрена подача аварийных сбросов при разгрузке шлейфов, разгрузке сборного коллектора ППА, сбросов от предохранительных клапанов технологического оборудования (пробкоуловители, установка сепарации, установка низкотемпературной сепарации, установки дегазации конденсата, компрессорной газов дегазации). Расход сбросов от ППК в составе установок на факел ВД приведен в таблице 4.12.

Производительность факельной системы ВД составляет 12 млн.ст.м³/сут (500 000 ст. м³/ч), что соответствует максимальному сбросу от ПК на УНТС, таким образом факельная система рассчитана на максимально возможный аварийный сброс, что составляет 25 % от всей производительности Центрального купола. Учитывая, что процесс подготовки газа и конденсата является линейным не разрывным и параметры факельных сбросов требуют отдельных решений (низкая температура минус 114 °C) предусмотрена факельная система для аварийных сбросов от технологических установок подготовки газа и конденсата. Для факельного хозяйства принят запас по производительности 20% от номинала. Наложение срабатывания ПК по разным сценариям одновременно не рассматривается, дополнительных источников сброса нет.

Таблица 4.12 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел ВД

Место установки ПК	Наименование ПК	Сценарий срабатывания	Расход, кг/ч
Сепаратор 604-V-100A...D	604-PRV-11004, 604-PRV-11005	При возникновении пожара	1033,1
Емкость буферная 653-V-200	653-PRV-03001, 653-PRV-03002	При возникновении пожара	6370,9

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</div>									91
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Емкость аварийного слива 653-V-300	653-PRV-02004, 653-PRV-02005	При возникновении пожара	2876,2
Дегазатор 653-V-100А,В	653-PRV-01010, 653-PRV-01011	При возникновении пожара	216140,4
Блок сепаратора 652-V-300А,В,С,Д	652-PRV-13004, 652-PRV-13005	На отказ регулирующего клапана	380 000 (500 000 ст.м³/ч)
Блок сепаратора 652-V-100А,В	652-PRV-12004, 652-PRV-12005	При возникновении пожара	831,6
Пробкоуловитель 651-V-100А,В	651-PRV-00013, 651-PRV-00014	При возникновении пожара	58077

В состав факельной установки высокого давления входит факельный коллектор Ду 900, факельный сепаратор высокого давления 660-V-001, дренажная емкость с полупогружным насосом 660-V-003 объемом 40 м³, факельный ствол 660-F-002 Ду 900 высотой 65 м. Пропускная способность факельной системы рассчитана на производительность одной линии УКПГ-1 (12 млн.ст.м³/сут.) в соответствии с обоснованием безопасности опасного производственного объекта п.1.5.1 (№ рег. 59-ОБ-16847-2019). Плотность теплового потока на границе ограждения факела ВД составляет 4,2 кВт/м², (что превышает рекомендуемое значение 2,8 кВт/м² согласно Руководству по безопасности факельных систем) радиус ограждения факела составляет 123 м. Значения плотности теплового потока и радиуса ограждения принято на основании требования обоснования безопасности (ОБ) опасного производственного объекта – раздел 1, таблица 1 (№ рег. 59-ОБ-16847-2019). Расчёт радиуса ограждения факела приведен в приложении Б. В соответствии с пунктом 1.6.2 предусмотрены следующие мероприятия по обеспечению безопасности в соответствии с ОБ:

- Применение контрольно-пропускной системы доступа на территорию факельной установки;
- К работе вблизи ограждения допускаются лица из числа персонала с применением брезентовой одежды;
- Вблизи ограждения отсутствуют постоянные рабочие места;
- Совершенствование мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- Проведение периодического визуального контроля и профилактических осмотров факельных установок;
- Проведение периодического (по утвержденному графику) обследований и ремонтов оборудования.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								92

В факельную систему низкого давления направляются на сжигание постоянные сбросы от установки регенерации метанола и дренажных емкостей технологических установок УКПГ-1.

В состав факельной установки низкого давления входит факельный коллектор Ду 200, факельный сепаратор низкого давления 660-V-002, дренажная емкость с полупогружным насосом 660-V-005 объемом 12,5 м³, факельный ствол 660-F-001 Ду 200 высотой 20 м.

Производительность факельной системы НД составляет 5500 кг/ч что соответствует максимальному сбросу от ПК на УРМ. Данный сброс поступает от предохранительного клапана, установленного на испарителе кубовой воды и представляет из себя смесь водяного пара и метанола, с содержанием паров метанола до 0,05 % (масс), исходя из чего данный сброс принят как максимальный. Сумма всех аварийных сбросов от ПК составляет 6924 кг/ч, с учетом коэффициента 0,25 составит 1731 кг/ч, что меньше максимального аварийного сброса от ПК в составе блока подогревателя 621-F-300A,B, таким образом, факельная система НД рассчитана на максимально возможный аварийный сброс.

Максимальный сброс пожаро-взрывоопасной среды составляет 856,7 кг/ч что существенно меньше производительности факела низкого давления.

Расход сбросов от ППК в составе установок на факел НД приведен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел НД.

Место установки ПК	Наименование ПК	Сценарий срабатывания	Расход, кг/ч
Блок регенерации подогревателя 621-F-300A..B	621-PRV-13016A, 621-PRV-13016B	При возникновении пожара	5500
Разделитель-дегазатор 621-V-100A..B	621-PRV 01001A, 621-PRV 01001B	При возникновении пожара	856,7
Блок емкости рефлюксной 621-V-500	621-PRV-15003A, 621-PRV-15003B	При возникновении пожара	567,3

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			93

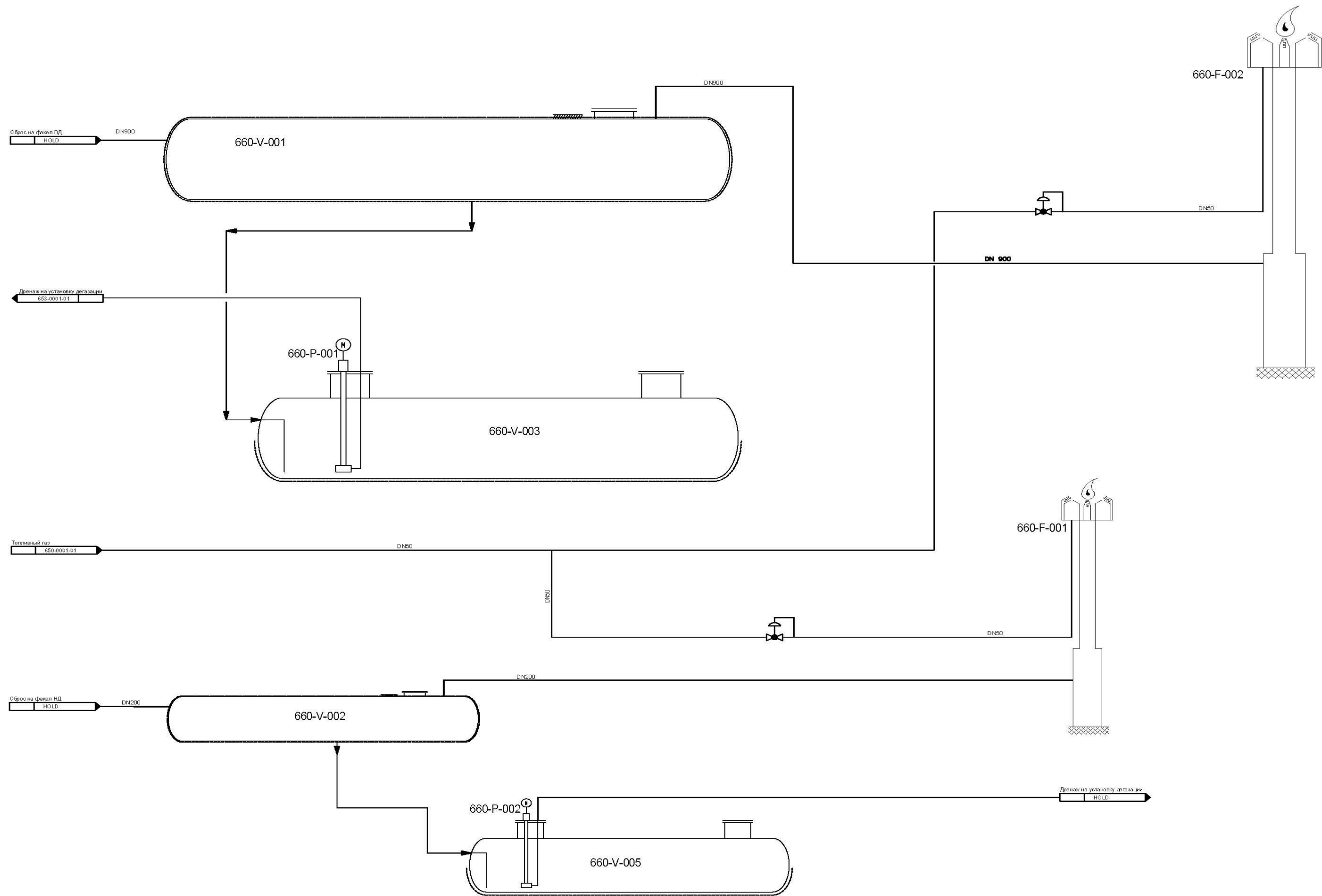


Рисунок 4.13 – Принципиальная схема факельного хозяйства

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	94

4.4.9.1 Факельное хозяйство. Монтажные решения

Сбросы от технологических установок осуществляются на факельные установки:

- установка факельная высокого давления (ФВД) 660-F-002;
- установка факельная низкого давления (ФНД) 660-F-001.

Факелы размещаются в ограде на отдельной площадке, примыкающей к площадке УКПГ, и оборудуются блоком управления, дистанционным электрозапальным устройством, трубопроводами топливного газа, оголовками с запальными и дежурными горелками. Высота ствола ФВД составляет 65м, высота ФНД-20м. Расстояние между факельными стволами и ограждением площадки определяется тепловым расчетом и приняты между факельными стволами – 79м, между факельным стволом ФВД и ограждением- 124м, между факельным стволом ФНД и ограждением- 56м.

В составе факельных установок предусматриваются сепараторы: сепаратор факельный высокого давления ВД 660-V-001 и сепаратор факельный низкого давления НД 660-V-002. Факельные сепараторы и емкости дренажные 660-V-003, 660-V-005 (с погружным насосом) размещаются на открытой площадке, на территории УКПГ. Сепараторы имеют наружный электрообогрев. Для обслуживания аппаратов и арматуры предусмотрены площадки.

Территория площадки вокруг аппаратов выполнена непроницаемой для жидкостей и ограждена по периметру, на расстоянии не менее 1 м от аппаратов, бортом высотой 150 мм.

Трубопроводы факельных коллекторов прокладываются надземно на эстакадах с уклоном в сторону факельных сепараторов. Коллекторы имеют теплоизоляцию и электрообогрев.

На штуцерах подключения коллекторов к факельным стволам предусмотрено фланцевое соединение для установки заглушки при проведении испытаний на прочность.

Для исключения образования "мешков" при переходах через дороги трубопроводы факельных коллекторов прокладываются на отметке 6,0 м относительно земли с уклоном в сторону блоков сепараторов факельных.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-016-МР-01 и 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1- УКПГ1-016-МР-02.

4.4.9.2 Устройство горизонтальное горелочное

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-015-ТХ-02)

Устройство горизонтальное горелочное предназначено для продувки шлейфов от кустов газоконденсатных скважин со сжиганием газа на горизонтальной горелке 660-F-003.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							95
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Отсечение линии горизонтального горелочного устройства от подводящего трубопровода осуществляется арматурой 660-SDV-00100.

Для редуцирования сжигаемого газа перед горелкой предусмотрен ручной регулятор 660-HV-00003. Давление после регулятора составляет 1,0...6,3 МПа. Перед регулятором предусмотрен замер расхода газа, направляемого на сжигание. Замер давления и температуры до и после регулятора осуществляется приборами по месту.

Для исключения гидратообразования в трубопроводе сжигаемого газа предусмотрена подача метанола от расходных емкостей метанола.

Горизонтальное горелочное устройство включает:

- блок горелочный, состоящий из основной горелки, двух дежурных горелок;
- блок редуцирования (для поддержания постоянного давления топливного газа на входе в дежурную горелку);
- блок управления горелкой (контроль наличия пламени на дежурной горелке, контроля давления топливного газа и обеспечения розжига дежурной горелки);
- соединительные трубопроводы.

В качестве топливного газа для дежурных горелок используется топливный газ от блока подготовки топливного газа с параметрами: рабочее давление 0,4...0,6 МПа, расчетное давление 1,0 МПа, температура 5...20°C.

4.4.9.3 Устройство горизонтальное горелочное. Монтажные решения

Учитывая, что газ продувки шлейфов подлежит обязательному сжиганию, в одном ограждении с факелами ВД и НД площадки УКПГ предусмотрено строительство установки устройства горизонтального горелочного (УГГ) с блоком автоматического управления.

Для обеспечения устойчивой работы горелочного устройства, снижения теплового воздействия и снижения шума при работе горелки установка размещается в "амбаре" с высотой вала 3 м, что соответствует требованию п. 1.21 РД 00158758-224-2001 (не менее 1,8 м). УГГ оснащено устройствами, обеспечивающими дистанционный розжиг дежурной горелки, автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурную горелку.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-015-МР-01.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ							96

4.4.10 Установки вспомогательного технологического назначения

4.4.10.1 Установка подготовки топливного газа

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-012-ТХ-01 02...04)

На площадке УКПГ-1 размещается блок подготовки топливного газа 650-U-100. Назначением данного блока является подготовка и распределение по потребителям топливного газа. Исходным сырьем является подготовленный газ от УНТС. Потребителями топливного газа являются:

- котельная площадки УКПГ-1;
- огневой подогреватель колонны регенерации метанола;
- факельная установка высокого давления (затворный газ, газ на дежурные горелки);
- факельная установка низкого давления (затворный газ, газ на дежурные горелки);
- устройство горизонтальное горелочное (газ на дежурные горелки).

Принципиальная схема блока подготовки топливного газа представлена на рис.4.14.

Расход топливного газа на нужды основных потребителей указан в таблице 4.12.

Таблица 4.14 – Расход топливного газа

	Потребитель	Расход, нм ³ /час	
		2026	2035
1	Котельная площадки УКПГ-1	1260	1260
2	Огневые подогреватели колоны регенерации метанола	350	700
3	Факельная установка высокого давления (дежурные горелки)	24	24
4	Факельная установка низкого давления	39	39
5	Устройство горизонтальное грелочное	9	9
6	Продувка факельных подколлекторов и коллекторов	235	235
	Общее потребление, нм ³ /час	1917	2267

Газ от установки низкотемпературной сепарации поступает в БПТГ с давлением 7,6...8,15 МПа.

Производительность БПТГ с учетом потребления газа на собственные нужды составляет 3200 нм³/час.

Блок подготовки топливного газа представляет собой блок полной заводской готовности, в котором происходит подготовка газа до требований потребителей. В состав блока входят фильтры-сепараторы и фильтры-коалесцеры для доочистки газа, теплообменники, линии редуцирования, узел учета газа, пробоотборники. Каждый узел очистки имеет рабочую и резервную линии. Предусматривается возможность сброса газа в факельный коллектор и отвод жидкости из блока.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								97
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

После дополнительной подготовки газ редуцируется до заданного на выходе давления. Рабочее давление для выхода на котельную площадки УКПГ-1 составляет 0,35...0,6 МПа изб, для выхода на установку УРМ – 0,35...0,6 МПа изб, для факельных установок 0,4...0,6 МПа. Предусмотрен подогрев газа до заданного на выходе значения. Температура для всех потребителей составляет 5...20°C.

При пожаре и загазованности предусмотрено отсечение блока кранами 650-ESV-00100, 00101, 00102, 00103, 00104, 00105 и разгрузка с помощью клапана 650-BDV-00106.

Для первоначального пуска БПТГ предусмотрена линия подачи пластовой смеси от ППА, а также подготовленного газа от межпромыслового трубопровода.

Принципиальная схема блока подготовки топливного газа приведена на рисунке 4.14.

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №								
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист
												98
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

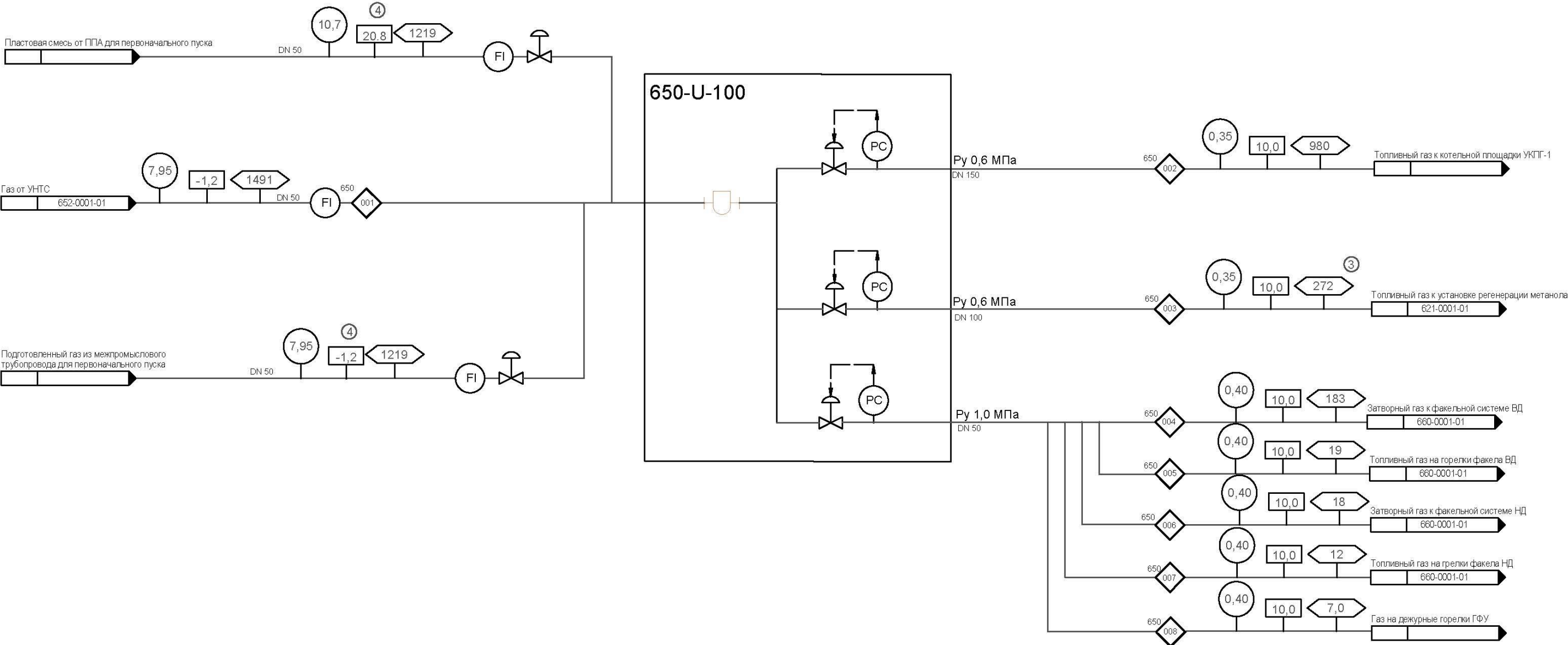


Рисунок 4.14 – Принципиальная схема блока подготовки топливного газа

Изм. №	Взам. инв. №
полп. и дата	
полп.	

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	99

4.4.10.2 Компрессорная воздуха КИП

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-013-ТХ-04...06)

Компрессорная воздуха КИП предназначена для обеспечения средств КИПиА и пневмоприводной арматуры сжатым осушенным воздухом.

Компрессорная воздуха КИПиА представляет собой блок полной заводской готовности, в котором происходит сжатие атмосферного воздуха, подготовка воздуха до требований потребителей.

Принципиальные технологические схемы компрессорной воздуха КИП и ресиверов воздуха приведены на рисунках 4.15 и 4.16.

В состав компрессорной воздуха КИП входят следующие элементы:

- винтовой воздушный компрессор (1 рабочий, 1 резервный),
- циклонный сепаратор (1 рабочий, 1 резервный),
- осушитель воздуха (1 рабочий, 1 резервный),
- фильтры грубой и тонкой очистки (1 рабочий, 1 резервный).

Атмосферный воздух поступает в винтовой компрессор 670-K-101 (670-K-102), в котором сжимается до 0,8 МПа и поступает в циклонный сепаратор 670-V-101 (670-V-102). Затем, пройдя фильтр грубой очистки 670-S-101A (670-S-101B), происходит процесс осушки сжатого воздуха в осушителе 670-D-101 (670-D-102). Далее сухой сжатый воздух проходит через фильтр тонкой очистки 670-S-102A (670-S-102B) и далее поступает в ресиверы сжатого воздуха 670-V-001A, 670-V-001B, 670-V-001C и ресивер технического воздуха 670-V-002 из которых по трубопроводу подается потребителю. Образующийся в процессе сжатия конденсат в осушителях и фильтрах (представляющий собой воду) сбрасывается в автоматическом режиме за пределы компрессорной в сантехсооружения.

Согласно оценочным расчетам – общее потребление воздуха КИП запорной и регулирующей арматурой составляет 150 нм³/ч. Для обеспечения потребности воздуха производительность компрессорной принята 300 нм³/ч (обеспечивается двумя (компрессорами производительностью 300 м³/ч каждый (1 рабочий и 1 резервный)).

Для обеспечения хранения часового запаса воздуха предусматривается установка 3 ресиверов единичным объемом 40 м³.

Выполнены оценочные расчеты по потреблению воздуха КИП на управление запорной и регулирующей арматурой. Общий объем потребления воздуха КИП составляет 150 нм³.

Из расчетов следует, что трех ресиверов воздуха КИП хватит на 3 часа для безаварийной остановки объекта.

Для хранения запаса технического воздуха предусматривается установка 1 ресивера единичным объемом 20 м³.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист	
								100
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Технический воздух используется для продувки технологического оборудования на установках: сепарации газа, низкотемпературной сепарации, дегазации конденсата с компрессорной газов дегазации, регенерации метанола, факельного хозяйства и других технологических площадках.

Для контроля загрязненности воздуха КИП предусмотрены пробоотборные точки на каждом ресивере.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										101
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				

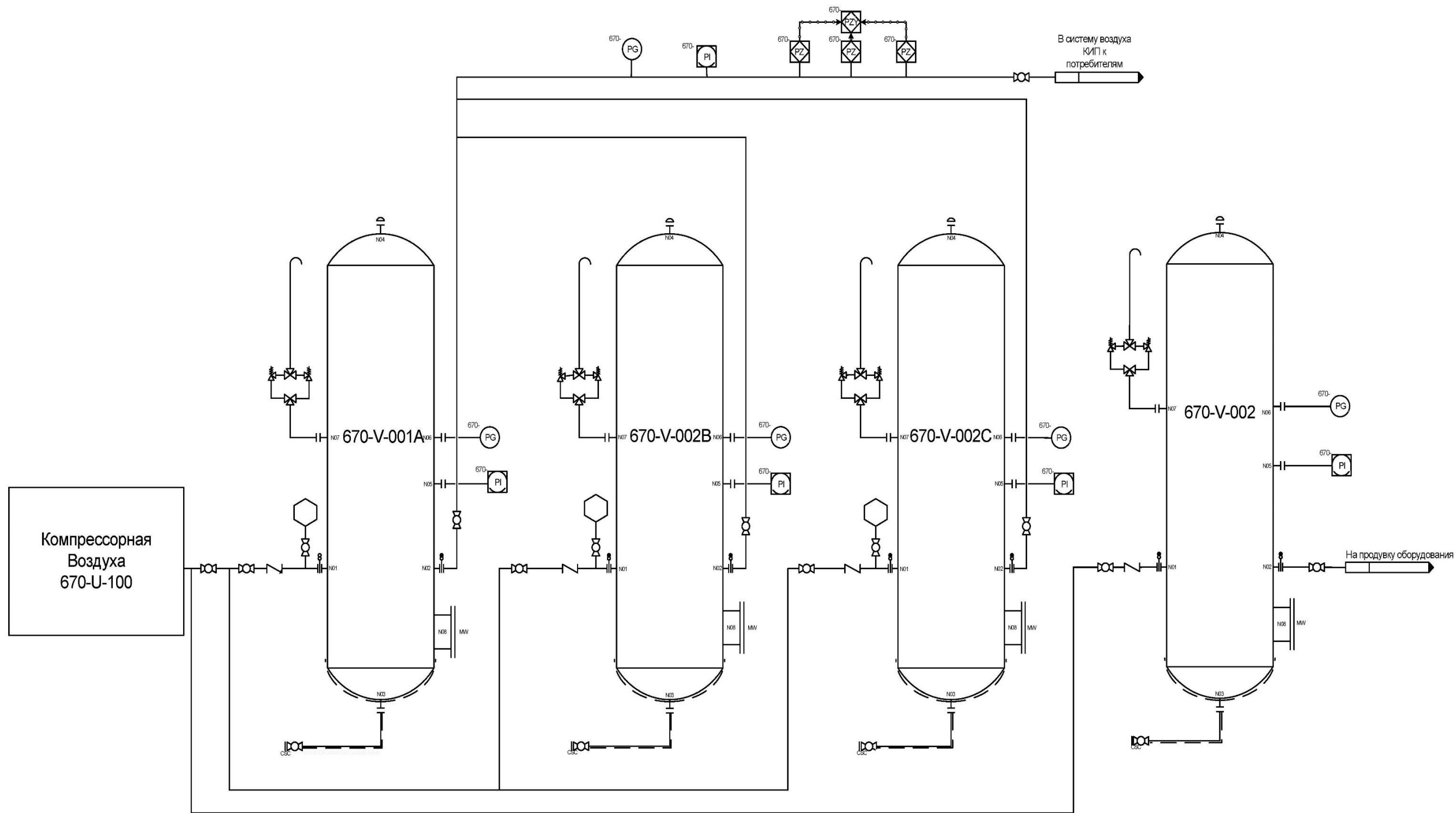


Рисунок 4.15 – Принципиальная схема компрессорной воздуха с ресиверами

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
Лист 102

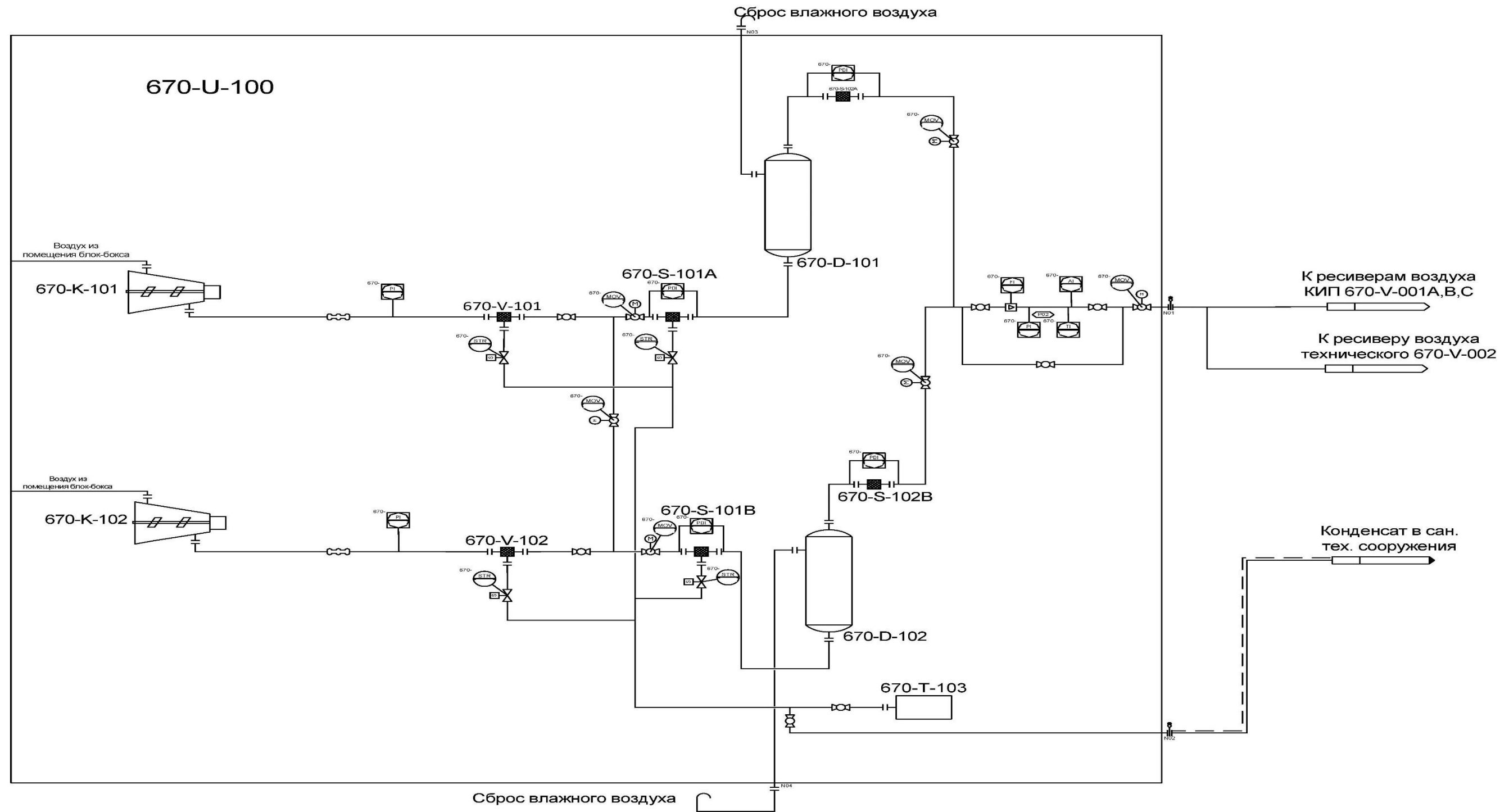


Рисунок 4.16 - Принципиальная схема компрессорной воздуха

Изм. №	Взам. инв. №
полп.	полп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
		103

Средний расход технического воздуха определяют по формуле:

$$Q_{\text{ср}} = (Q_{\text{н}} \cdot n \cdot K_{\text{и}}) + (Q_{\text{пр}} \cdot n \cdot t) \cdot K, \text{ где}$$

$Q_{\text{н}} = 1 \text{ м}^3/\text{час}$, расход воздуха одним потребителем (гайковерт М24);

$n = 5$, количество потребителей;

$K_{\text{и}} = 0,8$ коэффициент неспользования воздухоприемника (время работы в час);

$Q_{\text{пр}} = 3,5 \text{ м}^3/\text{час}$, расход воздуха на продувку оборудования;

$T = 0,3$ часа, время продувки

K – поправочный коэффициент из-за неплотности соединения

$$Q_{\text{ср}} = (1 \cdot 5 \cdot 0,8) + (3,5 \cdot 3 \cdot 0,3) \cdot 1,3 = 11,9 \text{ м}^3/\text{час}.$$

4.4.10.3 Азотная мембранная установка с ресивером азота (черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-014-ТХ-03...04)

Азотная мембранная установка предназначена для получения газообразного азота из атмосферного воздуха.

Для снабжения азотом технологических установок УКПГ-1 Салмановского (Утреннего) НГКМ предусмотрена установка блочной азотная мембранная станция 671-U-100.

Принципиальная технологическая схема азотной мембранной установки приведена на рисунке 4.17.

Атмосферный воздух поступает в винтовой компрессор 671-K-101 (671-K-102), в котором сжимается до 0,8 МПа и поступает в сепаратор 671-V-101 (671-V-102). Затем происходит процесс осушки сжатого воздуха в осушителе 671-D-101 (671-D-102). Далее воздух поступает в ресивер 671-V-104) и далее в генератор азота 671-V-103, где происходит отделение азота на мембране, молекулы кислорода, CO_2 , H_2O выводятся через выходной патрубок, а азот поступает в ресивер азота 671-V-001, из которого по трубопроводу подается в систему снабжения азотом.

Для обеспечения потребности азота производительность азотной мембранной установки принята $100 \text{ нм}^3/\text{ч}$ (обеспечивается мембранным разделительным блоком производительностью по азоту $100 \text{ нм}^3/\text{ч}$).

Для обеспечения хранения часового запаса азота предусматривается установка одного ресивера единичным объемом 40 м^3 .

Азот используется для:

- создания азотных подушек (потребление до $10 \text{ нм}^3/\text{ч}$);
- продувки факельных систем (периодически ($235 \text{ нм}^3/\text{ч}$);
- продувки аппаратов при выводе на ремонт (потребление до $30 \text{ нм}^3/\text{ч}$).

Таким образом, максимальный расход азота составляет $275 \text{ нм}^3/\text{ч}$

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							104
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

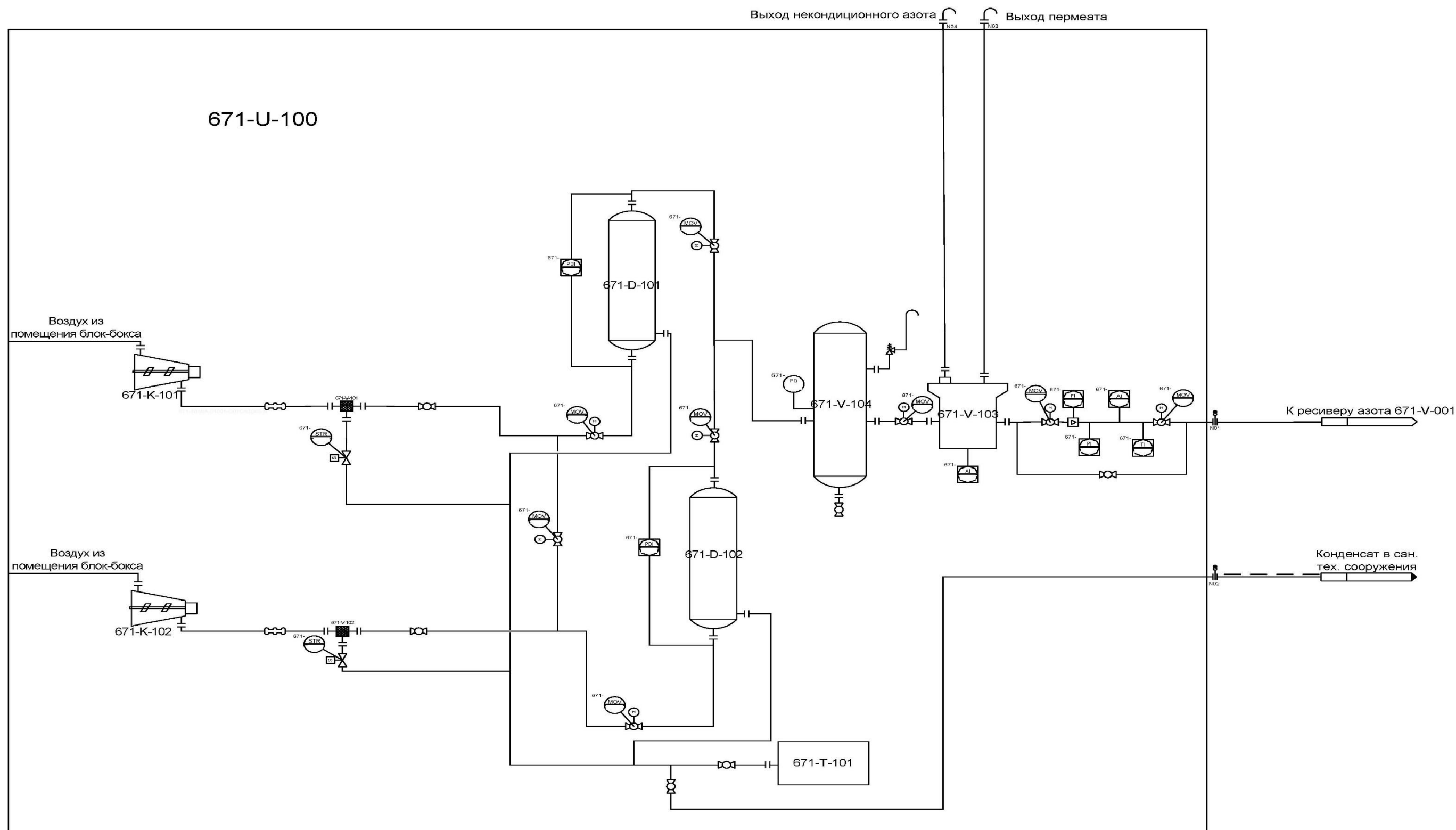


Рисунок 4.17 – Принципиальная схема азотной мембранной установки

Изм. №	полп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
	105

4.4.10.4 Емкости дизельного топлива

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-021.5-ТХ-01; 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.3-1-УКПГ1-027-ТХ-01)

Потребителями дизельного топлива на площадке УКПГ-1 являются аварийные дизельные электростанции и котельная. Запас дизельного топлива с учетом доставки автотранспортом на данной площадке был принят на 3 суток, в связи с доступностью подвоза топлива. Количество АДЭС и запас дизельного топлива приведены в таблице 4.13 и 4.14.

Таблица 4.15 – Количество АДЭС и запас дизельного топлива

Наименование площадки	ТЭГ АДЭС	Запас топлива на 3 суток (м³)
УКПГ-1	641-UD-001	24,88
	641-UD-002	24,88
	641-UD-003	24,88
	641-UD-014	24,88

АДЭС 641-UD-001, 641-UD-002, 641-UD-003 расположены вблизи друг от друга и с учетом суммарного запаса дизельного топлива равным 74,64 м³, было принято решение установить одну емкость объемом 100 м³.

АДЭС 641-UD-014 расположена вблизи с котельной, тем самым дизельное топливо подается к данной АДЭС от емкости для котельной.

Таблица 4.16 – Запас дизельного топлива для нужд котельной

Наименование площадки	Запас топлива на 3 суток (м³)
УКПГ-1	82

Исходя из определенного запаса топлива - 82 м³, предусмотрена одна расходная емкость дизельного объемом 100 м³ 639-Т-001. Для приема дизельного топлива для нужд котельной предусмотрена приемная емкость объемом 12,5 м³ 639-Т-002 с полупогружным насосом из условия объема автоцистерны 8 м³. Слив дизельного топлива в приемную емкость осуществляется комплектным насосом автоцистерны. Перекачка в расходную емкость осуществляется насосом 639-Р-001. (входит в комплект приемной емкости). Расходные и приемная емкость выполнены с электрообогревом для поддержания заданной температуры дизельного топлива. Расходные емкости расположены так, чтобы топливо к потребителям поступало самотеком, по трубопроводам выполненным с уклоном в сторону котельной и АДЭС.

В случае аварийной ситуации или необходимости проведения технического обслуживания емкости предусмотрено опорожнение в автомобильную цистерну.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							106

Резервуары установлены надземно в ограждении. Высота ограждающей стенки рассчитана из условия разлива одного резервуара. Заправку емкостей предусматривается осуществлять с помощью автоцистерны с насосом. Для выполнения заправки емкостей и слива топлива в автоцистерны предусматривается площадка (с пандусом) для заезда автомобилей.

Все резервуары оснащены клапанами дыхательными со встроенным огнепреградителем. На каждом трубопроводе в обвязке резервуаров внутри обвалования устанавливаются шаровые краны. Для возможности обслуживания указанных арматур предусматриваются площадки обслуживания.

Все резервуары оснащены средствами контроля и автоматизации в соответствии с требованиями нормативных документов.

Расходы дизельного топлива для нужд котельной

Расход дизельного топлива на 1 котел мощностью 3,5 МВт - 315 кг/час

Максимальный расход дизельного топлива - $315 \times 3 = 945$ кг/час

Расчетный запас дизельного топлива (как аварийного), согласно п.13.45 СП 89.13330.2016 необходим:

1. Доставка железнодорожным или автомобильным транспортом (на 3-е суток):

$$V = 24 \text{ час} \times 3 \text{ суток} \times 945 \text{ кг/час} = 68040 \text{ кг} / (830 \text{ кг/м}^3) = 82 \text{ м}^3$$

2. Доставка по трубопроводам (на 2-е суток):

$$V = 24 \text{ час} \times 2 \text{ суток} \times 945 \text{ кг/час} = 45360 \text{ кг} / (830 \text{ кг/м}^3) = 55 \text{ м}^3$$

Для обеспечения стабильной работы комбинированных горелок при работе на дизельном топливе необходимы следующие параметры на вводе в котельную:

- давление топлива не более 1 бар;
- температура топлива не менее плюс 10 °С.

Подвод дизтоплива к котельной предусмотреть по одному трубопроводу по тупиковой схеме.

В соответствии с п.13.70 СП 89.13330.2016 на топливопроводе предусмотреть отключающее устройство с изолирующим фланцем и быстродействующим запорным клапаном с электроприводом на вводе топлива в котельную, при этом быстродействующий запорный клапан должен перекрывать подачу топлива в котельную при отключении электроснабжения по сигналу пожарной сигнализации и по сигналу загазованности при достижении концентрации СО 20 мг/м³.

4.4.10.5 Монтажные решения

На площадке УКПГ предусматриваются следующие установки в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности:

- установка подготовки топливного газа;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	отключающее устройство с изолирующим фланцем и быстродействующим запорным клапаном с электроприводом на вводе топлива в котельную, при этом быстродействующий запорный клапан должен перекрывать подачу топлива в котельную при отключении электроснабжения по сигналу пожарной сигнализации и по сигналу загазованности при достижении концентрации СО 20 мг/м³.						
			4.4.10.5 Монтажные решения						
			На площадке УКПГ предусматриваются следующие установки в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности: - установка подготовки топливного газа;						
							120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
									107
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- компрессорная воздуха КИП;
- азотная мембранная установка с ресивером азота;

Установки поступают на монтажную площадку блоками, габариты которых не превышают транспортные. Домонтажные работы выполняются на монтажной площадке, в соответствии с документацией завода-изготовителя.

В помещении компрессорной установки, согласно ПБ 03-581-03, предусматриваются специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п.

Ресиверы азота и сжатого воздуха размещаются на открытой площадке в ограждениях в районе установок получения азота и установки компрессорной воздуха КИП. Обслуживание ресиверов осуществляется с площадок.

Планы размещения оборудования блочно-модульных установок представлены на чертежах:

- 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-012-МР-01 - Установка подготовки топливного газа
- 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-КПГ1-013-МР-01- Компрессорная воздуха КИП
- 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-014-МР-01-Азотная мембранная установка с ресивером азота.

4.4.11 Сети технологические

Сети технологические являются связующими транспортными линиями между технологическими установками УКПГ.

Для обеспечения безопасности в данной части процесса предусмотрены необходимые меры безопасности и реализованы соответствующие технические решения.

Для сбора и подачи пластового газа от ППА к пробкоуловителям №1, 2 предусмотрен общий коллектор диаметром 1000 мм с расчетным давлением 13,0 МПа. Для обеспечения безопасного сброса давления в случае останова и отключения коллектора пластового газа предусмотрен ручной сброс давления в факельный коллектор высокого давления.

Для подачи отсепарированного газа от установки сепарации на УНТС предусмотрен коллектор сырьевого газа диаметром 1000 мм с расчетным давлением 13,0 МПа. Для возможности подключения ДКС предусмотрен узел подключения ДКС к коллектору подачи отсепарированного газа. При подключении ДКС скомпримированный отсепарированный газ будет подаваться по существующему коллектору газа на УНТС, для чего в составе узла подключения ДКС предусмотрена секущая арматура. Коллектор газа к УНТС от узла предусмотрен диаметром 700 мм с расчетным давлением 13,0 МПа.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	предусмотрен ручной сброс давления в факельный коллектор высокого давления.					
			Для подачи отсепарированного газа от установки сепарации на УНТС предусмотрен коллектор сырьевого газа диаметром 1000 мм с расчетным давлением 13,0 МПа. Для возможности подключения ДКС предусмотрен узел подключения ДКС к коллектору подачи отсепарированного газа. При подключении ДКС скомпримированный отсепарированный газ будет подаваться по существующему коллектору газа на УНТС, для чего в составе узла подключения ДКС предусмотрена секущая арматура. Коллектор газа к УНТС от узла предусмотрен диаметром 700 мм с расчетным давлением 13,0 МПа.					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								108
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Нестабильный конденсат поступает на УДК по общему коллектору сбора конденсата от пробкоуловителей №1, 2 и установок сепарации конденсата №1, 2. По отдельным коллекторам подается НК от УНТС на УДК.

Для возврата дренажей в технологический процесс от дренажных емкостей в составе установок УКПГ предусмотрена линия возврата дренажей. Некондиционный конденсат от дренажных емкостей по указанной линии направляется на установку дегазации конденсата, в дренажную емкость 653-V-003. Расчетное давление линии возврата дренажей 1,0 МПа.

Для подачи продувочного газа в основные факельные коллекторы ВД и НД на сетях технологических предусмотрены узлы автоматической подачи топливного газа с автоматическим переключением на подачу азота.

4.4.11.1 Сети технологические. Монтажные решения

Все технологические трубопроводы прокладываются надземно.

Для прокладки технологических трубопроводов, соединяющих между собой отделения и установки площадки входных сооружений, предусматривается устройство одно и многоярусных эстакад шириной по опорным колоннам до 12 м и высотой от верха траверс до планировочной отметки земли 6 м и 9 м. Эстакады выполнены с высотой от верха пересекаемых автомобильных дорог до низа строительных конструкций не менее 5,5 м. Вдоль всего нижнего яруса эстакад предусмотрены проходные площадки обслуживания.

План сетей представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.4-1-УКПГ1-045.9-МР-01.

4.5 Аналитический контроль производства

В целях получения продукции высокого качества, регулирования и оптимизации технологических режимов установок УКПГ проектом предусматривается химико-аналитический контроль производства

Задачи химико-аналитического контроля производства предусматривается решать силами и средствами центральной лаборатории.

Количество контролируемых параметров сырья и продукции предусматривается в объеме существующих в настоящее время требований технических условий, стандартов предприятия или ГОСТов на товарную продукцию и вспомогательные материалы соответствующих обслуживаемых установок. В период пуска и освоения, принятых проектом технологических процессов частота лабораторного контроля может быть увеличена, а после пуска и освоения – уменьшена, что обязательно должно быть отражено в графике лабораторного контроля и в разрабатываемых в дальнейшем технологических регламентах.

Контроль качества будет осуществляться по графикам лабораторного контроля.

Намечаемый объем лабораторного контроля производства приведен в таблице 4.15.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Количество контролируемых параметров сырья и продукции предусматривается в объеме существующих в настоящее время требований технических условий, стандартов предприятия или ГОСТов на товарную продукцию и вспомогательные материалы соответствующих обслуживаемых установок. В период пуска и освоения, принятых проектом технологических процессов частота лабораторного контроля может быть увеличена, а после пуска и освоения – уменьшена, что обязательно должно быть отражено в графике лабораторного контроля и в разрабатываемых в дальнейшем технологических регламентах.							
			Контроль качества будет осуществляться по графикам лабораторного контроля.							
			Намечаемый объем лабораторного контроля производства приведен в таблице 4.15.							
							120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист	
									109	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

112

Таблица 4.17 – Объем лабораторного контроля в составе ТХ установок УКПГ-1

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
1.	Газ топливный	Трубопровод газа перед блоком БТПГ на собственные нужды	Объёмная доля кислорода	1%	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	СТП, (ГОСТ 23781-87)	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля мехпримесей, %	не норм., определение обязательно	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	ГОСТ 6370-83 Аналитические весы	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Теплота сгорания низшая, МДж/м³, при 20°C и 101,325 кПа, не менее	не норм., определение обязательно	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	ГОСТ 22667	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Компонентный состав	не нормируется	по требованию (не реже 2 раза в сутки). Хроматографический	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
2.	Газ подготовленный	Трубопровод газа после каждой ТХ линии УНТС	Объёмная доля кислорода	1%	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	СТП, (ГОСТ 23781-87)	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Точка росы по УВ	Не выше минут 15	не реже 2 раза в сутки	СТП, (ГОСТ Р 53763-2009)	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

110

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

113

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			Точка росы по воде	Не выше минут 15	не реже 2 раза в сутки	СТП, (ГОСТ Р 53763-2009)	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля мехпримесей, %	не норм., определение обязательно	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	ГОСТ 6370-83 Аналитические весы	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Компонентный состав	не нормируется	по требованию (не реже 2 раза в сутки). Хроматографический	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
3.	Газ отсепарированный, природный газ	Трубопровод газа после каждой ТЛ сепарации	Объёмная доля кислорода	1%	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	СТП, (ГОСТ 23781-87)	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля мехпримесей, %	не норм., определение обязательно	по требованию (не реже 2 раза в сутки)	ГОСТ 6370-83 Аналитические весы	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Компонентный состав	не нормируется	по требованию (не реже 2 раза в сутки). Хроматографический	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

111

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

114

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
4.	Подготовленный конденсат от разделителя-дегазатора	Трубопровод конденсата от разделителя-дегазатора 653-V-100A, В	Массовая доля воды, %, не более	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 2477-65, Кулонометрическое титрование	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			-массовая доля метана и этана, % не более	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП 05751745-67-92	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Плотность, кг/м³	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 3900-85, Цифровой плотномер	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Содержание хлористых солей	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 21534-76 Аналитический экстрактор	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля общей серы, %	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 19121-73 Анализатор нефтепродуктов	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля мехпримесей, %	0,5	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 6370-83 Аналитические весы	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

112

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

115

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			Содержание метанола	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографиче ский	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Температура застывания	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, паспорт, сертификат	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Вязкость	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, паспорт, сертификат	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
5.	Нестабильный конденсат	Трубопровод конденсата от разделителя-дегазатора 621-V-100	Массовая доля воды, %, не более	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 2477-65, Кулонометрическ ое титрование	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			-массовая доля метана и этана, % не более	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП 05751745-67-92	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Плотность, кг/м ³	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 3900-85, Цифровой плотномер	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографи- ческий	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

113

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

116

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			Содержание хлористых солей	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 21534-76 Аналитический экстрактор	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля общей серы, %	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 19121-73 Анализатор нефтепродуктов	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля мехпримесей, %	0,5	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 6370-83 Аналитические весы	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Содержание метанола	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографи- ческий	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Температура застывания	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, паспорт, сертификат	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Вязкость	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, паспорт, сертификат	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
6.	ВМР	Трубопровод на выходе из блока разделителя- дегазатора 653-V- 100А,В	Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографи- ческий	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

114

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

117

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			Содержание воды, % масс	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 2222-95	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
7.	ВМР	Трубопровод от буферной емкости 653-V-001	Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	не норм., определение обязательно	—"	ГОСТ Р 52087-03 П. 8.2. Криостатический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографи- ческий	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
8.	ВМР	Трубопровод от разделителя дегазатора 621-V- 100	Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографи- ческий	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Содержание воды, % масс	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 2222-95	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Минерализация, г/л	не норм., определение обязательно	По требованию	ГОСТ 2222-95	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Плотность, г/см ³	не норм., определение обязательно	По требованию	ГОСТ 2222-95	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

115

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

118

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			pH	от 6,5 до 8,5	По требованию	методика лаборатории	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
9.	Метанол	Трубопровод от рефлюксной емкости 621-V-500	Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
10.			Массовая доля метанола, %, не менее	90	один раз в смену	ГОСТ25712.3, Хроматографический и аналитический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
11.	Кубовая вода	Трубопровод от огневого подогревателя 621-F-300 к насосу кубовой воды	Метанол, % масс., не более	0,5	1 раз в смену	РД 51-00158623-28-97, ВНИИГАЗ	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
12.	Воздух КИП	Компрессорная воздуха КИП. Ресивер воздуха КИП	Содержание свободной воды и щелочи	отсутствие	4 раза в сутки (для складов до 20 раз в сутки)	ГОСТ Р 52087-03 П. 8.2. Аналитический, анализатор нефтепродуктов	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Точка росы по воде	Не выше минут 60	не реже 2 раз в сутки	Аналитический, влагомер типа "Байкал-3"	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
13.	Атмосферный воздух	Площадка УКПГ	Массовое содержание углеводородов, мг/м³, не более	300,0	1 раз в смену	Аналитический, прибор СГГ-4М	лаборант	лаборант

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

116

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

119

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			Контроль НКПВ по НК (пентану)	не > 20 % НКПВ	постоянно	Автоматический контроль	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Контроль НКПВ по НК (метану)	не > 20 % НКПВ	постоянно	Автоматический контроль	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Контроль НКПВ по метанолу	не > 20 % НКПВ	постоянно	Автоматический контроль	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
14.	Азот	Ресивер азота	Объемная доля азота, %, не менее	99,0	1 раз в смену	Аналитический сосуд СВ-7631 м прибор ГХП	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Точка росы по влаге, °С	не норм., определение обязательно	1 раз в смену	Аналитический, влагомер типа "Байкал-3"	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Содержание масла	отсутствие	1 раз в смену	реометр типа РДС	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

117

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

120

Продолжение таблицы 4.17

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
15.	Дренажи	Трубопровод от дренажной емкости 651-V-002А, В, 660-V-003, 660-V-005, 604-V-002, 653-V-001, 652-V-003, 621-V-001, 621-V-002	Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

118

4.6 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

В соответствии с "Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" для сокращения объемов взрывоопасных веществ, поступающих в окружающую среду при аварийных ситуациях предусмотрено разделение технологических установок на отдельные технологические блоки. Для каждого блока с учетом его энергетического потенциала разработаны меры и средства, направленные на предупреждение выбросов горючих и взрывопожароопасных веществ. Для минимизации времени поступления опасных веществ при аварийной разгерметизации системы предусмотрена установка автоматических быстродействующих запорных и отсекающих устройств со скоростью срабатывания не менее 25 мм за 1 секунду.

Для технологических блоков и отдельных аппаратов в которых обращаются взрывопожароопасные продукты, предусмотрены системы аварийного освобождения, укомплектованные запорными быстродействующими устройствами.

Перечень оборудования, входящего в технологические блоки приведен в таблице 4.16.

Аварийная эвакуация продукта из оборудования осуществляется следующими способами:

- из газопроводов-шлейфов – газовая фаза сбрасывается через кран 651-BDV-00100 установленном на общем коллекторе в факельную систему ВД.

- из пробкоуловителей №1 и №2 – газовая фаза сбрасывается через кран 651-BDV-00103A и 651-BDV-00103B в факельную систему ВД.

- из блоков сепараторов 604-V-100A, B, C, D – газовая фаза сбрасывается через краны 604-BDV-00115A...D соответственно в факельную систему ВД.

- из блоков сепараторов 652-V-100A, B, C, D – газовая фаза сбрасывается через кран 652-BDV-00215A, 652-BDV-00215B, 652-BDV-00215C, 652-BDV-00215D соответственно в факельную систему ВД.

- из блоков сепараторов 652-V-300A, B, C, D – газовая фаза сбрасывается через кран 652-BDV-00315A, 652-BDV-00315B, 652-BDV-00315C, 652-BDV-00315D соответственно в факельную систему ВД.

- из блока разделителя-дегазатора 653-V-100A, B – жидкие углеводороды сбрасываются через клапаны 653-BOV-00428A, 653-BOV-00430A, 653-BOV-00428B, 653-BOV-00430B в емкость аварийного слива 653-V-300. Газовая фаза через клапаны 653-BDV-00426A, 653-BDV-00426B сбрасывается на факел ВД.

- из буферной емкости 653-V-200 – жидкие углеводороды сбрасываются через клапан 653-BOV-00812 в емкость аварийного слива 653-V-300. Газовая фаза через клапан 653-BDV-00810 сбрасывается на факел ВД.

Категории взрывоопасности технологических блоков приведены в таблице 4.16.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	кран 652-BDV-00315A, 652-BDV-00315B, 652-BDV-00315C, 652-BDV-00315D соответственно в факельную систему ВД.					
			– из блока разделителя-дегазатора 653-V-100A, В – жидкие углеводороды сбрасываются через клапаны 653-BOV-00428A, 653-BOV-00430A, 653-BOV-00428B, 653-BOV-00430B в емкость аварийного слива 653-V-300. Газовая фаза через клапаны 653-BDV-00426A, 653-BDV-00426B сбрасывается на факел ВД.					
			– из буферной емкости 653-V-200 – жидкие углеводороды сбрасываются через клапан 653-BOV-00812 в емкость аварийного слива 653-V-300. Газовая фаза через клапан 653-BDV-00810 сбрасывается на факел ВД.					
			Категории взрывоопасности технологических блоков приведены в таблице 4.16.					

Таблица 4.18 – Категории взрывоопасности технологических блоков

Номер блока	Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
ППА				
1.	Пункт переключающей арматуры	-	651-ESV-05102A, 651-ESV-05102B, 651-ESV-05102C, 651-ESV-05102D, 651-ESV-05102E, 651-ESV-00102A 651-ESV-00102B	I
Пробкоуловитель №1, 2				
2.	Блок пробкоуловителя 651-V-100A	651-V-100A, 651-S-501A, 651-S-501B, 651-S-503A, 651-S-503B, 651-V-002A	651-ESV-00102A, 651-ESV-00104A, 651-ESV-00105A	I
3.	Блок пробкоуловителя 651-V-100B	651-V-100B, 651-S-502A, 651-S-502B, 651-S-504A, 651-S-504B, 651-V-002B	651-ESV-00102B, 651-ESV-00104B, 651-ESV-00105B	I
Установка сепарации				
4.	Сепаратор блочного исполнения 604-V-100A	604-V-100A	604-SDV-00001A, 604-ESV-00002A, 604-SDV-00116A, 604-ESV-00003A, 604-SDV-00004A	I
5.	Сепаратор блочного исполнения 604-V-100B	604-V-100B	604-SDV-00001B, 604-ESV-00002B, 604-SDV-00116B, 604-ESV-00003B, 604-SDV-00004B	I
6.	Сепаратор блочного исполнения 604-V-100C	604-V-100C	604-SDV-00001C, 604-ESV-00002C, 604-SDV-00116C, 604-ESV-00003C, 604-SDV-00004C	I
7.	Сепаратор блочного исполнения 604-V-100D	604-V-100D	604-SDV-00001D, 604-ESV-00002D, 604-SDV-00116D, 604-ESV-00003D, 604-SDV-00004D	I
УНТС				
8.	Сепаратор блочного исполнения 652-V-100A	652-V-100A	752-SDV-00110A 752-SDV-01811A 752-SDV-00216A	I
9.	Сепаратор блочного исполнения 652-V-300A	652-V-300A	752-SDV-00111A 752-SDV-01813A 752-SDV-00316A	I
УДК				

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

120

Номер блока	Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
10.	Блок разделителя-дегазатора 653-V-100A, B	653-V-100A, B	653-ESV-00001, 653-ESV-00002, 653-ESV-00003, 653-SDV-00427A...B, 653-ESV-00433A...B, 653-SDV-00429A...B, 653-SDV-00431A...B	I
11.	Блок емкости буферной 653-V-200	653-V-200	653-SDV-00811, 653-ESV-00006	I
УРМ				
12.	Блок разделителя-дегазатора 621-V-100AB	621-V-100A	621-SDV-00008 621-SDV-00009 621-SDV-00001A	III
13.	Блок емкости рефлюксной 621-V-500	621-F-300 621-C-400 621-V-500	621-SDV-01641A 621-SDV-01642A 621-SDV-00005A	III
Расходные резервуары метанола				
14.	Блок резервуара	620-T-001A	620-SDV-00006A 620-SDV-00007A 620-SDV-00008A	III
15.	Блок резервуара	620-T-001B	620-SDV-00006B 620-SDV-00007B 620-SDV-00008B	III
16.	Блок резервуара	620-T-001C	620-SDV-00006C 620-SDV-00007C 620-SDV-00008C	III
17.	Блок резервуара	620-T-001D	620-SDV-00006D 620-SDV-00007D 620-SDV-00008D	III
18.	Расходные резервуары 620-T-001A, 620-T-001B, 620-T-001C, 620-T-001D. Входные коммуникации	-	620-ESV-00001 620-ESV-00002 620-ESV-00023 620-SDV-00006A 620-SDV-00006B 620-SDV-00006C 620-SDV-00006D 620-PV-00012 620-PV-00015 620-HV-00013 620-HV-00016	III
19.	Всас насоса 620-P-300	-	620-ESV-00021 620-SDV-00008A 620-SDV-00008B 620-SDV-00008C 620-SDV-00008D	III
20.	Всас насосов 620-P-100A/B/C, 620-P-200A/B/C	-	620-ESV-00020 620-SDV-00007A 620-SDV-00007B 620-SDV-00007C 620-SDV-00007D	III

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

121

Пластовый газ после первичной сепарации направляется на вход дожимной КС, где происходит дополнительная очистка газа (до требуемых параметров компрессора ГПА) и компримирование газа до необходимого давления обеспечивающего процесс НТС, давление на выходе из ДКС составляет 10,6...11,0 МПа.

Сжатый газ поступает в аппараты воздушного охлаждения газа, где происходит охлаждение газа до температуры не более 20 °С зимой и 25 °С в летний режим работы. Выделившийся конденсат при охлаждении газа сепарируется в фильтрах сепараторах, установленных в каждом модуле ГПА.

Пластовый газ из КС направляется на вход линий НТС с ТДА.

С учетом незначительного падения давления пластового газа в первые годы эксплуатации объекта (с 2024 г. по 2030 г.), и значительным падением давления в последующие годы эксплуатации (с 2030 г. по 2040 г. и далее), ДКС предусматривается из 2-х цехов компримирования.

Общие характеристики КС приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.19 – Общие характеристики КС

Годы	Давление на выходе из КС, МПа	Степень сжатия (Е)	N, МВт	Количество ГПА, всего (раб.+рез.)	Количество ступеней сжатия
07.2030	10,6	1,18	10,50	2 (1+1)	Работа ГПА в 1 ступень сжатия
12.2030	10,6	1,18	11,64	2 (1+1)	
07.2031	10,6	1,22	12,81	2 (1+1)	
12.2031	10,6	1,22	14,18	2 (1+1)	
07.2032	10,6	1,33	18,67	2 (1+1)	
12.2032	10,6	1,33	20,68	2 (1+1)	
07.2033	10,6	1,41	23,40	2 (1+1)	
12.2033	10,6	1,41	25,85	3 (2+1)	
07.2034	10,6	1,45	25,47	3 (2+1)	
12.2034	10,6	1,45	28,12	3 (2+1)	
07.2035	10,6	1,59	32,84	3 (2+1)	
12.2035	10,6	1,55	32,75	3 (2+1)	
07.2036	10,6	1,65	35,47	3 (2+1)	
12.2036	10,6	1,77	45,03	3 (2+1)	
07.2037	10,6	1,90	44,33	6 (2+4)	
12.2037	10,6	2,03	54,34	6 (3+3)	
07.2038	10,6	2,34	60,13	6 (3+3)	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						<div>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</div>	Лист
							122
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		

12.2038	10,6	2,76	81,53	6 (4+2)	
07.2039	10,6	3,13	82,22	6 (4+2)	
12.2039	10,6	3,59	104,46	6 (4+2)	
07.2040	10,6	4,08	103,47	6 (5+1)	
12.2040	10,6	4,70	127,49	6 (5+1)	

4.8 Перечень основного технологического оборудования

В настоящем подразделе приведена информация о технологическом оборудовании, которое предусмотрено настоящим проектом.

В таблице 4.18 приведены позиции аппаратов для разработки технических проектов в соответствии с приложенными опросными листами.

Таблица 4.20 – Перечень разрабатываемого оборудования

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики	примечания
УКПГ-1				
Куст газоконденсатных скважин №1				
0160-F-001	Устройство горизонтальное горелочное	1	Q=1,0 млн.ст.м³/сут.; Рр=6,3 МПа;	
0120-V-001	Емкость расходная метанола	1	V=0,3 м³; Ррасч.=1,0 МПа Тр= минус 52...+65 °С	
0160-V-001	Сепаратор свечевой	1	Q=1,0 млн.ст.м³/сут.; Рр=1,0 МПа; Тр= минус 70...+65°С	
0160-V-002	Емкость дренажная	1	V=25,0 м³; Ррасч.=атм. Тр= минус 70...+65 °С	
Пробкоуловитель №1, 2				
651-V-100А, В	Пробкоуловитель (трубная конструкция)	2	V=340 м³; Рраб.=1,9...11,7 МПа Ррасч.=13,0 МПа Тр= минус 52...+65 °С	
651-V-002А, В	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=40 м³	2	V=40 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+65°С	
651-S-501А, 651-S-501В, 651-S-502А, 651-S-502В	Фильтр жидкостный	4	Рр=13,0 МПа; Тр= минус 52...+65°С	
651-S-503А, 651-S-503В, 651-S-504А, 651-S-504В	Фильтр жидкостный	4	Рр=13,0 МПа; Тр= минус 52...+65°С	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

123

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата	

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата	

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики	примечания
	Блок огневого подогревателя колонны регенерации метанола с емкостью-теплообменником	2	Ррасч=0,2 МПа Тр= 150°C G=2365...7767 кг/ч	
621-E-301A, 621-E-301B	Буферная емкость с теплообменным пучком	2	Ррасч=0,2 МПа	
621-C-400A 621-C-400B	Колонна регенерации метанола блочного исполнения	2	Ррасч=0,2 МПа	
621-V-500A 621-V-500B	Блок емкости рефлюксной	2	Ррасч=0,2 МПа; V=8 м³	
621-P-601A, 621-P-602A, 621-P-601B 621-P-602B	Блок насоса орошения колонны регенерации метанола	4	H=60 м Q=5846 кг/ч	
621-P-701A, 621-P-702A, 621-P-701B 621-P-702B	Блок насоса откачки кубовой воды	4	H=60 м Q=5280 кг/ч	
621-V-002	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=12,5 м³	1	V=12,5 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+150°C	
621-V-001	Емкость аварийного слива V=40 м³	1	V=40 м³; Рр=1,0 МПа	
621-E-001A 621-E-001B	Аппарат воздушного охлаждения метанола	2	Рр=0,6 МПа; Тр= минус 52...+100°C	
621-E-002A 621-E-002B	Аппарат воздушного охлаждения кубовой воды	2	Рр=0,6 МПа; Тр=минус 52...+100°C	
621-U-800A	Блок подачи антискаланта	1	Рр=1,0 МПа; Тр=минус 52...+65°C	
Азотное хозяйство				
671-V-001	Ресивер азота	1	V=40 м³; Ррасч=1,0 МПа	
671-U-100	Азотная мембранная станция	1	Q=100 м³/ч; Ррасч=1,0 МПа	
Компрессорная воздуха КИП				
670-V-001A, 670-V-001B, 670-V-001C	Ресивер воздуха КИП	3	V=40 м³; Ррасч=1,0 МПа	
670-V-002	Ресивер воздуха	1	V=20 м³;	

Ив. № инв.	Взам. инв. №
Ив. № подл.	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

126

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики	примечания
	технического		$P_{расч}=1,0$ МПа	
670-U-100	Компрессорная воздуха КИП	1	$Q=300$ м ³ /ч; $P_{расч}=1,0$ МПа	
Расходные резервуары метанола				
620-T-001A/B/C/D	Резервуар метанола	4	$V = 100$ м ³ $P_{расч} = 0,05$ МПа $T_{расч} = \text{минус } 52... + 65$ °C	
620-T-003	Дренажная емкость метанола	1	$V = 8$ м ³ $P_{расч} = 0,05$ МПа $T_{расч} = \text{минус } 52... + 65$ °C	
620-P-004	Полупогружной насос дренажной емкости метанола 620-T-003	1	$H = 50$ м $Q = 50$ м ³ /ч	
Насосная метанола				
620-P-100A/B/C	Блок насоса подачи метанола	3	$H = 3200$ м $Q = 2$ м ³ /ч	
620-P-200A/B/C	Блок насоса подачи метанола	3	$H = 2100$ м $Q = 2$ м ³ /ч	
620-P-300	Блок насоса внутрискладской перекачки	1	$H = 70$ м $Q = 100$ м ³ /ч	
Установка подготовки топливного газа				
650-U-100	Блок подготовки топливного газа	1	$P_{расч}=10,0$ МПа $T_{расч}= \text{минус } 52...+65$ °C $Q=3200$ нм ³ /час	

4.9 Категорирование технологических трубопроводов

В настоящем разделе приведена информация о назначенных категориях технологических трубопроводов. Категорирование трубопроводов обвязки скважин и трубопроводов технологических установок в составе УКПГ-1 выполняется в соответствии с "Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химических опасных производствах" ГОСТ 32569-2013. Категории, группы или классы трубопроводов приведены в таблице 4.19.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							127

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лис
							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		

Трубопроводы кубовой воды	0,2	минус 52 ...+150	III В	0,3
---------------------------	-----	---------------------	-------	-----

4.10 Монтажно-компоновочные решения

Конструктивные решения по прокладке технологических трубопроводов на площадках кустов газоконденсатных скважин и площадке УКПГ-1 приняты в соответствии с требованиями и положениями ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах" и обеспечивают:

- возможность непосредственного контроля за техническим состоянием;
- разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытанию, диагностированию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- полное опорожнение трубопроводов при их остановке;
- защиту от повреждений;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

При компоновке оборудования применяются следующие принципы:

- осуществление поточности технологического производства и сокращения протяженности технологических коммуникаций;
- удобство и безопасность монтажа, обслуживания и ремонта оборудования;
- соблюдение нормативных разрывов между монтажными секциями, оборудованием, зданиями и сооружениями;
- максимальную унификацию трубной обвязки однотипного оборудования, одинаковых технологических отделений;
- учет очередности строительства зданий, сооружений и коммуникаций;
- зонирование площадки.

В соответствии с требованиями п. 6.10.4.1 СП 4.13130-2013 и п. 10.1.5 ГОСТ 32569-2013 все технологические трубопроводы на площадках кустов газоконденсатных скважин и площадке УКПГ-1 прокладываются надземно. Для прокладки технологических коммуникаций, необходимых для связи между оборудованием и технологическими секциями,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			130

предусматривается устройство одно и многоярусных эстакад, выполняемых на несгораемых металлических конструкциях. Ширина эстакад выбрана с учетом нормативного расстояния между трубопроводами, расположенными на одном ярусе, в соответствии с рекомендациями, указанными в приложении Е к ГОСТ 32569-2013. Применение многоярусных конструкций эстакад позволяет сократить их количество, уменьшить общую площадь технологической площадки, сконцентрировать трубопроводы в одной зоне. Высота прокладки на переходах через автодороги – 5,5 м от верха покрытия полотна дороги до низа строительных конструкций. Для обслуживания технологического оборудования, где это необходимо, предусматриваются площадки для подъезда и установки передвижной грузоподъемной техники.

Трубопроводная обвязка одинакового технологического оборудования максимально унифицируется, что облегчает как изготовление трубных узлов, так и дальнейшую эксплуатацию. Трубопроводная арматура, по возможности, группируется и размещается в местах удобных для обслуживания и ремонта.

Расстояния, принятые между трубопроводами и от трубопроводов до строительных конструкций определены с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях.

Там, где предусмотрен проход людей в связи с производственной необходимостью, высота свободного прохода составляет не менее 2,2 м. В случае невозможности выполнения данного требования предусматриваются переходные металлические площадки обслуживания, с просечно-вытяжным настилом, для исключения скопления снега и мусора.

При монтаже трубопроводов предусматривается возможность самокомпенсации температурных деформаций за счет использования поворотов трасс, пространственных П-, Z- и Г- образных компенсаторов, безопасность и надежность эксплуатации, возможность выполнения всех видов работ по контролю и испытанию трубопроводов, возможность полного опорожнения трубопроводов при их остановке.

Прокладка факельных трубопроводов выполнена с уклоном не менее 0,003 в сторону устройства горизонтального горелочного. Сбросы от клапанов предохранительных в факельные коллектора выполнены сверху. Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002 в сторону дренажных емкостей. Допускается прокладка дренажных трубопроводов без уклона при условии обеспечения отсутствия прогибов, препятствующих дренированию жидкости.

Управление запорной и регулирующей арматурой проводится, в основном, с уровня земли. Для обслуживания органа управления арматуры расположенного выше 1,6 м от уровня земли, применяются стационарные площадки обслуживания.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			131

4.10.1 Характеристика трубопроводов. Детали трубопроводов

Выбор труб и расчет толщин стенок трубопроводов и соединительных деталей осуществлен с учетом требуемой пропускной способности трубопроводов и условий работы (транспортируемая среда, максимальное расчетное давление, температура рабочей и окружающей среды, характер и величина максимальных рабочих напряжений и др.), а также с учетом требований действующих нормативных документов.

Расчетные параметры транспортируемых сред, химический состав сред и минимальная температура окружающей среды (не ниже минус 60 °С) позволяет применить трубы и детали трубопроводов Российских заводов изготовителей из хладостойких сталей.

Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из стали, обладающей технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16% и ударной вязкостью не ниже KCU=30 Дж/см², KCV=20 Дж/см² при температуре минус 60°С.

Для трубопроводной обвязки использована следующая номенклатура труб и соединительных деталей (отводы, переходы, тройники, заглушки):

- трубы DN15 ... DN40, ГОСТ 8734-75, сталь 10Г2, 09Г2С;
- трубы DN 50 ... DN400, ТУ 14-3Р-1128-2007, сталь 09Г2С;
- трубы DN500 ... DN1200, ТУ 1381-012-05757848-2005 или аналог класса прочности K60;
- трубы DN500 ... DN1200 PN>10Мпа, ТУ-24.20.21-003-01395041-2016 или аналог класса прочности K60.
- соединительные детали (отводы, переходы, тройники, заглушки) DN25 ÷ DN400 ГОСТ 17375-2001 ÷ ГОСТ 17379-2001 из стали 09Г2С с индексом "П" (подконтрольные органам надзора);
- соединительные детали DN500 и выше по Газ ТУ 102-488-05 или аналогичные из низколегированных сталей, исполнение ХЛ.

Для трубопроводов с рабочей температурой ниже минус 70°С:

- трубы DN15 ÷ DN200, ГОСТ 9941-89, сталь 12Х18Н10Т.

В связи с отсутствием трубопроводной продукции из нержавеющей стали DN>200 среди Российских заводов изготовителей применяются трубы, изготовленные по международному стандарту ASME B 16.9 из стали ASTM A312 304 / 304 L, качество которых не ниже установленного в приложении А ГОСТ 32569-2013 и соответствует п. 7.1.4.

Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в проектной документации. Класс прочности деталей должен быть не ниже класса прочности присоединяемых труб.

Бесшовные трубы и детали трубопроводов должны быть изготовлены из катаной или ковальной заготовки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			132

Срок эксплуатации технологических трубопроводов не менее 30 лет. Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения в установленном порядке.

Расчет толщины стенки труб выполнен по формуле (4.1) ГОСТ 32388-2013:

$$S_R = \frac{|p| \times D_a}{2\varphi_y \times [\sigma] + |p|}$$

Значение номинального допустимого напряжения $[\sigma]$ определяется по формуле (4.2) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_{B/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{p/t} \text{ или } \sigma_{0,2/t}}{1,5}\right)$$

где $|p|$ – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

D_a – наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_{B/t}$ – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{p/t}$ – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{0,2/t}$ – минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2%) при расчетной температуре t °С, МПа;

φ_y – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении, см. таблица 5.1 ГОСТ 32388-2013.

Номинальную толщину стенки элемента трубопровода S следует определить с учетом прибавки на коррозию $C2$ (до 5 мм) и минусового допуска на изготовление $C1$, принимаемого в соответствии с техническими условиями на изготовление труб, по формуле:

- если $C1$ задан в %:

$$S = \frac{S_R + C2}{100 - C1} \times 100;$$

- если $C1$ задан в мм:

$$S = S_R + C1 + C2.$$

Значение S округляется до ближайшего большего значения толщины стенки, предусмотренным соответствующим сортаментом на трубы.

Числовые значения всех величин, результаты расчета и выбранные толщины для трубопроводов представлены в сводной таблице 4.20.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>- если C1 задан в мм:</p> $S = S_R + C1 + C2.$ <p>Значение S округляется до ближайшего большего значения толщины стенки, предусмотренным соответствующим сортаментом на трубы.</p> <p>Числовые значения всех величин, результаты расчета и выбранные толщины для трубопроводов представлены в сводной таблице 4.20.</p>					
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата
		120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист
								133

Таблица 4.22 – Результаты расчетов толщины стенки труб

Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа	Расчетная температура, гр.С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении (табл.5.1)	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм
p	Tr	Da	-	σв	σ0,2	γγ	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Спринятая
1,6	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,095	3,43912	4
1,6	150	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,879	144	0,1	3,444128	4
1,6	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,132	3,480259	4
1,6	150	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,879	144	0,138	3,487215	4
1,6	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,169	3,521398	5
1,6	150	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,879	144	0,177	3,530301	5
1,6	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,238	3,5978	5
1,6	150	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,879	144	0,249	3,61032	5
1,6	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	0,279	3,857469	5
1,6	150	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	0,292	3,873006	5
1,6	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	0,435	4,041642	5
1,6	150	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	0,456	4,065901	5
1,6	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	0,528	4,150994	5
1,6	150	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	0,553	4,180433	5
1,6	100	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	0,778	4,444519	6
1,6	150	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	0,815	4,487859	6
1,6	100	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,071	4,789843	6
1,6	150	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	1,122	4,849538	6
1,6	100	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,336	5,100634	7
1,6	150	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	1,399	5,175048	7
1,6	100	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,59	5,399914	8
1,6	150	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	1,665	5,488503	8
1,6	100	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,844	5,699195	9
1,6	150	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	1,932	5,801957	9
1,6	100	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	2,084	5,981209	9
1,6	150	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,879	155	2,183	6,097328	9
1,6	100	530	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,921	226	1,866	5,12197	10
1,6	150	530	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,879	216	1,954	5,215124	10
1,6	100	720	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,921	226	2,535	5,826073	10
1,6	150	720	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,879	216	2,655	5,952622	10
4	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,236	3,595718	4
4	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,328	3,697756	4
4	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,42	3,799795	5
4	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,59	3,989295	5
4	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	0,692	4,343581	5
4	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,081	4,800658	5
4	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,311	5,072048	6
4	100	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,93	5,800515	6
4	100	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	2,659	6,657535	7
4	100	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	3,315	7,428853	8
4	100	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	3,946	8,171604	9
4	100	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	4,577	8,914354	9
4	100	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	5,172	9,614254	10
4	100	530	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,921	226	4,64	8,04229	10
4	100	720	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,921	226	6,304	9,7933	11
6,3	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,369	3,743495	4
6,3	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,513	3,903002	4
6,3	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,656	4,062509	5
6,3	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,923	4,358737	5
6,3	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,082	4,802838	5
6,3	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,69	5,517744	6
6,3	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	2,051	5,942219	6
6,3	100	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	3,019	7,081601	8

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

134

Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа	Расчетная температура, гр.С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении (табл.5.1)	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм
р	Tr	Da	-	σв	σ0,2	γγ	с1	-	с2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Эпринятая
6,3	100	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	4,159	8,422049	9
6,3	100	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	5,184	9,628453	10
6,3	100	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	6,172	10,79018	11
6,3	100	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	7,159	11,9519	12
6,3	100	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	8,09	13,0466	14
6,3	100	530	K60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,921	226	7,272	10,81228	12
6,3	100	720	K60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,921	226	9,878	13,55631	14

10	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,579	3,976635	4
10	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,804	4,226808	5
10	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,029	4,476981	5
10	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,447	4,941588	5
10	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	1,699	5,528429	6
10	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	2,653	6,650684	7
10	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	3,219	7,317023	8
10	100	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	4,74	9,105617	10
10	100	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	6,528	11,20985	12
10	100	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	8,138	13,10365	14
10	100	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	9,688	14,92732	16
10	100	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	11,24	16,75098	17
10	100	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	12,7	18,46943	20
10	100	530	K60	590	485	1	0,8	мм	3,0	246	0,921	226	11,45	15,25007	16
10	100	720	K60	590	485	1	0,8	мм	3,0	246	0,921	226	15,55	19,35481	20

16	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	0,909	4,343128	5
16	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,262	4,735826	5
16	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,616	5,128524	6
16	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	2,272	5,857821	6
16	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	2,671	6,671637	7
16	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	4,17	8,435694	9
16	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	5,061	9,483103	10
16	100	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	7,45	12,29457	14
16	100	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	10,26	15,60217	16
16	100	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	12,79	18,57902	20
16	100	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	15,23	21,44561	22
16	100	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	17,67	24,3122	25
16	100	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	19,96	27,01341	28
16	100	530	K60	590	485	1	0,8	мм	3,0	246	0,921	226	18,09	21,88568	22
16	100	720	K60	590	485	1	1	мм	3,0	246	0,921	226	24,57	28,56923	29
16	100	920	K60	590	485	1	1	мм	3,0	246	0,921	226	31,39	35,39401	36
16	100	1020	K60	590	485	1	1	мм	3,0	246	0,921	226	34,81	38,8064	39

21	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,174	4,638102	5
21	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,631	5,145513	6
21	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	2,088	5,652923	6
21	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	2,936	6,595256	7
21	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	3,455	7,594064	8
21	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	5,395	9,875974	10
21	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	6,546	11,23086	12
21	100	159	09Г2С	470	265	1	10	%	3,0	177	0,921	163	9,638	14,04167	16
21	100	219	09Г2С	470	265	1	8	%	3,0	177	0,921	163	13,27	17,68946	18
21	100	273	09Г2С	470	265	1	8	%	3,0	177	0,921	163	16,55	21,24719	22
21	100	325	09Г2С	470	265	1	8	%	3,0	177	0,921	163	19,7	24,67315	25
21	100	377	09Г2С	470	265	1	8	%	3,0	177	0,921	163	22,85	28,09912	30
21	100	426	09Г2С	470	265	1	8	%	3,0	177	0,921	163	25,82	31,32743	32

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	------

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

135

Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа	Расчетная температура, гр.С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении (табл.5.1)	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм
p	Tr	Da	-	σв	σ0,2	γγ	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Спринятая
21	100	530	K60	590	480	1	1	мм	3,0	246	0,921	226	23,49	27,487	28

25	100	18	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,381	4,867565	5
25	100	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	1,918	5,464211	6
25	100	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	2,455	6,060856	7
25	100	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,921	150	3,452	7,168912	8
25	100	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	4,066	8,313055	9
25	100	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	6,349	10,99861	11
25	100	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,921	163	7,704	12,59316	14

1,6	100	18	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,108	0,12333	3
1,6	100	25	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,15	0,171292	3
1,6	100	32	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,192	0,219253	3
1,6	100	45	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,27	0,308325	3
1,6	100	57	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,342	0,390545	3
1,6	100	89	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,534	0,609798	3
1,6	100	108	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,647	0,73998	3
1,6	100	159	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,953	1,089415	4
1,6	100	219	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,313	1,500515	4

1,6	100	273,1	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	2,077	2,373662	4,19
1,6	100	323,8	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	2,463	2,814323	4,57
1,6	100	355,6	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	2,704	3,090715	4,78
1,6	100	406,4	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	3,091	3,532245	4,78
1,6	100	508	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	3,863	4,415307	5,54
1,6	100	762	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	5,795	6,62296	7,92
1,6	100	914,4	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	6,954	7,947552	12,7

4	100	18	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,267	0,305577	3
4	100	25	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,371	0,424413	3
4	100	32	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,475	0,543248	3
4	100	45	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,668	0,763943	3
4	100	57	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,847	0,967661	3
4	100	89	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,322	1,510909	3
4	100	108	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,604	1,833462	3
4	100	159	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	2,362	2,699264	4
4	100	219	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	3,253	3,717854	5

10	100	18	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,654	0,747292	3
10	100	25	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,908	1,037905	3
10	100	32	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,162	1,328519	3
10	100	45	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,635	1,868229	3

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							136

Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа	Расчетная температура, гр.С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении (табл.5.1)	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм
р	Tr	Da	-	σв	σ0,2	γγ	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Спринятая
10	100	57	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	2,071	2,366424	3
10	100	89	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	3,233	3,694942	4
10	100	108	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	3,923	4,48375	5
10	100	159	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	5,776	6,601077	7
10	100	219	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	7,956	9,092049	10

16	100	18	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,024	1,170162	3
16	100	25	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,422	1,625225	3
16	100	32	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,82	2,080288	3
16	100	45	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	2,56	2,925405	3
16	100	57	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	3,242	3,705513	4
16	100	89	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	5,063	5,7858	6
16	100	108	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	6,143	7,020971	8
16	100	159	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	9,044	10,33643	11
16	100	219	12X18H10T	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	12,46	14,23697	16
16	100	273,1	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	19,44	22,21602	25,4
16	100	323,8	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	23,05	26,34034	28,57
16	100	355,6	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	25,31	28,9272	31,75
16	100	406,4	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	28,93	33,05965	36,52
16	100	508	ASTM A312 SS 304 / 304 L	485	170	1	12,5	%	0,0	113	0,921	104	36,16	41,32457	47,62

4.10.2 Трубопроводная арматура

Предусматривается применение стальной фланцевой и приварной трубопроводной арматуры с ручным и дистанционным управлением. Требования к запорной арматуре предъявляются в соответствии с ГОСТ Р 56001-2014 "Трубопроводная арматура для объектов газовой промышленности. Общие технические условия" и п.8 ГОСТ 32569-2013. Для выбора и поставки арматуры с приводом составлены соответствующие опросные листы.

Класс герметичности арматуры для взрывопожароопасных сред - класс "А" по ГОСТ 9455-2015. Для удобства дальнейшего технического обслуживания до DN 500 включительно применяется фланцевая арматура, свыше DN 500 - приварная арматура с переходными кольцами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				137

В случае использования фланцевых соединений (исполнение 01 ГОСТ 33259-2015) с соединительным выступом на трубопроводах категорий А и Б (со взрывопожароопасными и токсичными средами) с расчетным давлением до 1,0 МПа применены спирально-навитые прокладки с наружным ограничительным кольцом. Применение плоской уплотнительной поверхности фланцевых соединений на указанных трубопроводах с расчетным давлением свыше 2,5 МПа не допускается.

Для фланцевых соединений в качестве крепежных элементов применены шпильки и гайки. Материал крепежных элементов для фланцевых соединений выбран в соответствии с рекомендациями табл.12 ГОСТ 33259-2015 и требованиями раздела 7.6 ГОСТ 32569-2013.

В качестве приводной запорной арматуры предлагается использовать шаровые краны с пневмоприводом на площадках УКПГ и УППГ, шаровые краны с электроприводом на кустах газоконденсатных скважин. Шаровые краны с пневмоприводом, включенные в систему ПАЗ, комплектуются индивидуальными ресиверами с обратным клапаном и запасом силового агента на две перестановки шарового крана. Приводы шаровых кранов комплектуются ручными дублерами. Для трубопроводов больших диаметров с DN500 и более на давление ниже 1,0 МПа могут быть использованы поворотные заслонки с пневмоприводом. Силовой агент – воздух КИП.

Клапаны регулирующие соответствуют требованиям ГОСТ 12893-2005. Выбор типа и номинального диаметра регулирующего клапана проводится в соответствии с требованиями к его максимальной расчетной пропускной способности (K_v) и необходимостью обеспечения заданных условий регулирования. В закрытом положении регулирующие клапаны обеспечивают герметичность затвора в соответствии с ГОСТ 23866-87.

Учитывая высокий диапазон применения по температуре и давлению, высокие требования к механическим свойствам, большой срок службы, запорная трубопроводная арматура имеет уплотнение в затворе "металл по металлу". Арматура с уплотнением в затворе "металл-полимер" применяется для вспомогательных систем, не содержащих горючие, взрывоопасные и легковоспламеняющиеся жидкости, продукты с механическими примесями, с температурой среды не выше 200°С (воздух КИП, азот, технический воздух, вода и т.д.).

Материальное исполнение всей арматуры – ХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69*. Материальное исполнение элементов арматуры должно удовлетворять требованиям по ударной вязкости KCU при температуре минус 60 °С не ниже 39,2 Дж/см2, KCV при температуре минус 60°С не ниже 24,5 Дж/см2.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>арматура имеет уплотнение в затворе "металл по металлу". Арматура с уплотнением в затворе "металл-полимер" применяется для вспомогательных систем, не содержащих горючие, взрывоопасные и легковоспламеняющиеся жидкости, продукты с механическими примесями, с температурой среды не выше 200°С (воздух КИП, азот, технический воздух, вода и т.д.).</p> <p>Материальное исполнение всей арматуры – ХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69*. Материальное исполнение элементов арматуры должно удовлетворять требованиям по ударной вязкости KCU при температуре минус 60 °С не ниже 39,2 Дж/см2, KCV при температуре минус 60°С не ниже 24,5 Дж/см2.</p>															
		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>Недок.</td><td>Подп</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата												
Инв. № подл.	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист 138										

Обслуживание запорно-регулирующей арматуры DN 400 и более предусмотрено с площадок обслуживания, позволяющих обслуживать крановые узлы с обеих сторон. Площадка обслуживания выполняется из металла, с просечно-вытяжным настилом для исключения скопления снега. Для кранов DN 300 и более, имеющих опорные конструкции на корпусе, предусматривается опирание на фундаменты или строительные конструкции.

Контактирующие с атмосферой части арматуры защищают от коррозионного воздействия внешней среды климатически стойким покрытием. Материалы и технология нанесения защитного покрытия арматуры должны обеспечивать защиту в течение всего срока эксплуатации арматуры.

Вся ЗРА обеспечивает работоспособность при максимально возможных расчетных температурах эксплуатации.

Поставляемая арматура должна иметь:

- сертификат соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности;
- сертификат/декларацию соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 от 18.2011 № 823 "О безопасности машин и оборудования";
- сертификат/декларацию соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013);
- необходимую техническую документацию: заводской паспорт, инструкции завода изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу, технологические и монтажные схемы. Импортное оборудование и инструмент должны иметь техническую документацию производителя, в том числе и на русском языке;
- арматура должна быть вновь изготовленной и ремонтно-пригодной, в том числе и на месте эксплуатации. Применяемая арматура должна соответствовать условиям эксплуатации;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013);</p> <p>- необходимую техническую документацию: заводской паспорт, инструкции завода изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу, технологические и монтажные схемы. Импортное оборудование и инструмент должны иметь техническую документацию производителя, в том числе и на русском языке;</p> <p>- арматура должна быть вновь изготовленной и ремонтно-пригодной, в том числе и на месте эксплуатации. Применяемая арматура должна соответствовать условиям эксплуатации;</p>					
		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата
Инв. № подл.		<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>					
		<p>Лист 139</p>					

- в комплекте оборудования, механизмов должны быть предусмотрены специальные приспособления или устройства для замены быстроизнашивающихся и сменных деталей и узлов, обеспечивающие удобство и безопасность работы;

- в комплекте поставки дополнительный ЗИП должен быть предусмотрен по согласованию с Заказчиком;

- сертификат/декларацию соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011) для арматуры с электроприводами.

Срок эксплуатации трубопроводной арматуры принимается согласно паспортным данным заводов-изготовителей, но не менее 30 лет.

4.10.3 Антикоррозионная защита и окраска трубопроводов

Защита трубопроводов и емкостного оборудования от атмосферной коррозии осуществлена в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 "Защита строительных конструкций от коррозии". В качестве защитного покрытия для технологических трубопроводов принята система АКЗ, включающая в себя грунтовку и окраску трубопроводов.

Для наружных поверхностей неизолированных трубопроводов и металлоконструкций применяется система наружного покрытия:

- грунтовка Intershield 300 в два слоя толщиной 175 мкм каждый;
- финишное покрытие Interthane 990 одним слоем толщиной 50 мкм.

Для наружных поверхностей изолированных трубопроводов с рабочей температурой до 200°C применяется система наружного покрытия:

- краска Intertherm 228 в два слоя толщиной 120 мкм каждый.
- для наружных поверхностей изолированных трубопроводов с рабочей температурой выше 200°C применяется:
- покрытие Intertherm 50 в два слоя толщиной 25 мкм каждый.

Для наружных поверхностей труб из нержавеющей стали как изолируемых, так и не изолируемых, с рабочей температурой до 200°C, применяется покрытие краской Intertherm 228 в два слоя толщиной 120 мкм каждый.

Для наружной антикоррозионной защиты резервуаров применены лакокрасочные покрытия "Акрус эпокс" (грунтовка) + эмаль "Акрус эпокс С" (грунт-эмаль) + Эмаль "Акрус-полиур" (финишное покрытие) ТУ 2312-001-93475776-2006.

Возможно применение других лакокрасочных материалов, которые должны соответствовать группе IIIa 120 по СП 28.13330.2017.

Лакокрасочные и антикоррозионные покрытия трубопроводов и арматуры обладают необходимой термостойкостью при максимально возможных расчетных температурах.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>	Лист
										140

Подготовку металлической поверхности перед нанесением покрытия необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 9.402, ИСО 8501-01:2007: степень очистки от окислов 2 (Sa 2,5), степень обезжиривания – 1. Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Коррозионная защита наружных поверхностей заглубленных металлических объектов (трубопроводов, подземных емкостей и т.д.) осуществляется за счет совместного использования антикоррозионного покрытия.

Гидроизоляция подземных емкостей, трубопроводов осуществляется полиуретановым покрытием усиленного типа «БИУРС» по ТУ 51-31323949-80-2004 в составе:

- грунтовка «Праймер-МБ» в один слой, толщина покрытия 100 ± 30 мкм;
- двухкомпонентная битумно-уретановая мастика «БИУР», толщина покрытия не менее 2,5 мм.

Марка указанного покрытия носит рекомендательный характер и может быть заменена другими с аналогичными по свойствами.

Перед нанесением гидроизоляции необходим предварительный нагрев металлических поверхностей.

Опознавательная окраска трубопроводов и оборудования, оформление производственных объектов выполняется по требованиям ГОСТ 14202-69.

4.10.4 Теплоизолирующие покрытия трубопроводов и оборудования

Тепловая изоляция трубопроводов и технологического оборудования предусмотрена в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012.

Для прокладки коллектора газа пластового на кустах газоконденсатных скважин применяются трубы в заводской теплоизоляции из пенополиуретана, с наружным антикоррозионным эпоксидным покрытием и защитной оболочкой из оцинкованной стали по ТУ 1390-008-35349408-2013 и ТУ 5768-001-35349408-2012. Предусмотрена поставка каждой второй трубы с противопожарной вставкой. Нанесение всех видов покрытий на трубу выполняется в заводских условиях. Тепловая изоляция деталей трубопровода пластового газа предусмотрена матами из минеральной ваты с покровным слоем листами из оцинкованной стали.

На участках трубопровода, где применяется труба в заводской теплоизоляции без противопожарной вставки комплектной поставки, устанавливаются противопожарные пояса длиной 0,5 м с шагом 24 м, выполненные матами из минеральной ваты с покровным слоем листами из оцинкованной стали толщиной листа 0,5 мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			141

В качестве теплоизоляционных материалов для изоляции остальных технологических трубопроводов (кроме пластового газа) и соединительных деталей в обвязке куста скважин предусмотрены следующие материалы:

- для трубопроводов DN15÷DN40 – полотно холстопршивное ПСХ-Т-450 (800) ТУ 6-48-97-93;

- для трубопроводов DN50÷DN100 – маты из супертонкого стекловолокна без связующего ТУ 21-5328981-05-92;

- для трубопроводов DN150÷DN200 – маты минераловатные прошивные без обкладок марки 125 ГОСТ 21880-94*;

- для трубопроводов DN250÷DN1000 и дренажных емкостей - маты минераловатные прошивные в обкладках из металлической сетки № 12-1,2 с 2-х сторон марки 125 ГОСТ 21880-94*.

В качестве покровного слоя применен алюминиевый лист марки АД ГОСТ 21631-76. Для трубопроводов DN15÷350 толщина листа 0,5 мм, для трубопроводов DN400...1000 – толщина листа 0,8 мм, для оборудования и трубопроводов DN1000 и более – толщина листа 1,0 мм.

В качестве теплоизоляционных материалов для изоляции технологического оборудования и технологических трубопроводов на площадках УКПГ и УППГ применяются негорючие изделия (скорлупы) из пеностекла "Foamglas" по ТУ 5914-001-98247382. Скорлупы для изоляции отводов со стандартным изгибом 90° или 45° и прямых участков труб изготавливаются в заводских условиях. Нестандартные изделия (изгибы, тройниковые соединения и переходы) устанавливаются с подрезкой их по месту. Фланцы и трубопроводная арматура утепляются нестандартными изделиями также с подгонкой по месту. Наружная поверхность теплоизоляции грунтуется мастикой и защищается алюминиевым листом.

Применяемые теплоизолирующие покрытия трубопроводов и арматуры сохраняют свои свойства при максимальных рабочих температурах.

Трубопроводы с замерзающими жидкостями на открытой площадке прокладываются в теплоизоляции с электрообогревом.

В местах установки арматуры и фланцевых соединений теплоизоляционные конструкции выполняются съемными. Арматура, фланцевые соединения, детали трубопроводов теплоизолируются теми же материалами, что и трубопроводы.

Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Нанесение теплоизоляции производится после испытания и монтажа греющего кабеля. Для защиты трубопроводов от статического электричества и вторичных проявлений молний предусмотрено заземление кожуха тепловой изоляции трубопроводов.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	теплоизоляции с электрообогревом.					
			В местах установки арматуры и фланцевых соединений теплоизоляционные конструкции выполняются съёмными. Арматура, фланцевые соединения, детали трубопроводов теплоизолируются теми же материалами, что и трубопроводы.					
			Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.					
Нанесение теплоизоляции производится после испытания и монтажа греющего кабеля. Для защиты трубопроводов от статического электричества и вторичных проявлений молний предусмотрено заземление кожуха тепловой изоляции трубопроводов.								
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								142
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата			

При выполнении изоляционных и строительных работ необходимо проводить контроль состояния защитного покрытия технологических трубопроводов в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

4.10.5 Сборка, сварка и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов

Проектом предусмотрены следующие технические требования к технологическому оборудованию.

Разработка, изготовление, поставка, приёмка оборудования должна осуществляться в соответствии с требованиями опросных листов, технических требований на разработку технологического оборудования, требований следующей нормативно-технической документации:

ОСТ 26.260-18-2004 – для разработки блочного оборудования;

ГОСТ 34347-2017 – для разработки емкостного оборудования

ГОСТ 31839-2012 (EN 809:1998) – для разработки насосов и агрегатов насосных для перекачки жидкостей;

Оборудование, трубопроводы блоков должны пройти контроль качества сварных соединений и испытание оборудования на прочность и герметичность в заводских условиях в соответствии с указанной нормативной документацией, либо иными нормативными документами, действующими в РФ, требования которых распространяются на оборудование, предусмотренное проектом.

Климатическое исполнение всего оборудования – ХЛ1 согласно ГОСТ 15150-69*

Материальное исполнение (марка стали) корпусов оборудования, трубопроводов и деталей обвязки оборудования блочного изготовления, предусмотрено из низколегированных хладостойких сталей, рассчитанных на возможность эксплуатации при температуре окружающей среды минус 60°C, устойчивых к воздействию рабочих сред, указанных в опросных листах, технических требованиях на разработку технологического оборудования.

Материалы применяемые для изготовления оборудования должны соответствовать требованиям ОСТ 26.260-18-2004, ГОСТ Р 34347-2017 либо иными нормативными документами, действующими в РФ, требования которых распространяются на оборудование, предусмотренное проектом.

Материальное исполнение (марка стали) корпусов оборудования и деталей, закладных конструкций КИП, контактирующих с рабочей средой, должны соответствовать характеристикам и параметрам рабочей среды. При изготовлении оборудования следует применить стали, коррозионная стойкость которых в условиях рабочей среды соответствует требованию: скорость проникновения коррозии – не более 0,1 мм/год.

Инв. №	подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
											143
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ					

Испытания и приемку оборудования выполнить согласно ГОСТ 15.309-98 "Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения".

Сборка, сварка, испытание и приемка в эксплуатацию трубопроводов производится в соответствии с требованиями СП 75.13330.2011, ГОСТ 32569-2013 и инструкций заводов-изготовителей.

Все соединения трубопроводов выполняются на сварке встык с последующим контролем физическими методами. Фланцевые соединения применены только для подключения к трубопроводной арматуре и штуцерам технологического оборудования. Типы уплотнительных поверхностей фланцевых соединений приняты согласно Приложению Р ГОСТ 32569-2013.

Предварительный подогрев сварных стыков производится в соответствии с требованиями ВСН 006-89, ВСН 012-88.

Термообработка сварных стыков производится в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Метод и объем контроля сварных соединений технологических трубопроводов, подлежащих неразрушающему контролю, определяется в зависимости от категории трубопровода в соответствии с разделом 12 ГОСТ 32569-2013.

Объемы контроля сварных соединений технологических трубопроводов физическими методами (УЗД и радиография) приняты:

- I категория – 100% (все радиографией);
- II категория – 100% (в т.ч. не менее 25% радиографией);
- III категория - 100% (в т.ч. не менее 10% радиографией);
- IV категория - 20% (в т.ч. не менее 5% радиографией);
- V категория – визуальный осмотр и 100 % цветная дефектоскопия;
- $R_y \geq 100 \text{ кг/см}^2$ – 100 % (в т.ч. 100 % радиографией);
- для трубопроводов DN 20 и менее – визуальный контроль с цветной дефектоскопией.

Трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений, а также после установки и окончательного закрепления всех опор подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и плотность и проверке на герметичность. Испытания на прочность технологических трубопроводов предусмотрены гидравлическим способом. При испытании на прочность и плотность испытуемый трубопровод отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками, вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта. Величины испытательных давлений и продолжительность испытаний для трубопроводов в зависимости от их назначения определяются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			144

- климатическое исполнение указанных грузоподъемных механизмов принято ХЛ по ГОСТ 15150-69;
- крановые пути оборудованы ограничителями движения;
- механизмы подъема грузозахватных органов и передвижения грузовых тележек оборудованы ограничителями рабочих движений для автоматической остановки;
- обслуживание и ремонт кранов подвесных предусмотрены со стационарных ремонтных площадок, обеспечивающих удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию;
- обслуживание и ремонт талей предусмотрены с передвижных площадок;
- соответствие высоты подъема, грузоподъемности максимальным по массе грузам, перемещаемым в технологическом процессе;
- соответствие группы классификации требованиям обслуживаемого подъемными средствами (ПС) технологического процесса;
- соответствие прочности, жесткости, местной или общей устойчивости элементов металлоконструкции и механизмов ПС нагрузкам в рабочем и нерабочем состояниях;

[illegible]

- соответствие фактического срока службы ПС (срок службы исчисляется с момента изготовления ПС) заявленному изготовителем, если фактический срок службы не продлевался по результатам проведения экспертизы промышленной безопасности;

- соответствие прочности, жесткости, устойчивости строительных конструкций (в том числе здания, рельсовые пути) нагрузкам от его собственного веса с учетом наличия нагрузки от массы ПС и транспортируемого груза, а также нагрузок от наличия других рядом эксплуатируемых ПС;

- соответствие требованиям промышленной безопасности в процессах монтажа (демонтажа), наладки, эксплуатации, в том числе ремонта, реконструкции и ликвидации ПС, приведенных в настоящих ФНП;

- для подачи напряжения на гибкий кабель установлен выключатель в доступном для отключения месте; выключатель (для заперения в отключенном положении) установлен в шкафу;

- краны установлены в соответствии с требованиями п. IV Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения".

Все грузоподъемное оборудование сертифицировано в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования». Оборудование зарубежного производства должно быть сертифицировано в РФ. Запрещается применять грузоподъемное оборудование, не имеющее сопроводительных документов (сертификатов, инструкций по монтажу и эксплуатации, паспортов), подтверждающих соответствие их требованиям нормативной документации, а также товарного знака изготовителя на изделии.

Установка кранов выполнена с соблюдением необходимых расстояний от крана до элементов здания, до пола цеха, до расположенного в зоне действия оборудования в соответствии с требованиями пункта 107 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			147

5 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ

5.1 Структура управления предприятием

В настоящем разделе рассматриваются вопросы управления и численности эксплуатационного персонала Центрального купола (УКПГ-1) Салмановского НГКМ.

Проектируемые объекты основного производственного и вспомогательного назначения должны обеспечить добычу, подготовку к транспорту и транспорт углеводородного сырья Салмановского (Утреннего) НГКМ на Завод СПГ и СГК на ОГТ для производства, хранения и отгрузки водным транспортом сжиженного газа и стабильного газового конденсата.

Проектируемый комплекс объектов УКПГ-1 войдет в зону обслуживания ООО "Арктик СПГ-2" и включает в себя следующие основные объекты:

- установку комплексной подготовки газа (УКПГ);
- установку регенерации метанола (УРМ);
- кусты газоконденсатных скважин;
- объекты инженерного обеспечения (объекты энерго-, тепло-, водоснабжения);
- объекты подсобно-хозяйственного назначения.

Полный перечень оборудования, предусмотренный в составе проектной документации, приведен в соответствующих разделах.

При эксплуатации проектируемых объектов принят вахтовый метод организации работ.

5.2 Вахтовый метод организации работ

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемых вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом.

Работники, принимаемые на работу вахтовым методом, подлежат обязательному предварительному медицинскому осмотру.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

Допуск к самостоятельной работе оформляется специальным приказом или распоряжением.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							148
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Структура общественного обслуживания вахтовых комплексов рассчитана на удовлетворение повседневных первичных потребностей сменного персонала и включает общественное питание, медицинское обслуживание, элементарное бытовое обслуживание, организацию повседневного кратковременного досуга.

Ответственность за содержание вахтового поселка, организацию бытового и медицинского обслуживания, проведения культурно-массовой работы с проживающими работниками возлагается на администрацию организации.

5.3 Режим труда и отдыха

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или более длительный период, но не более чем за один год. (статья 300 Трудового Кодекса РФ).

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха на каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

При вахтовом методе организации работ режим труда и отдыха определяется в зависимости от производства, требующего определенных физических нагрузок, сложности работы, дислокации базовых городов и вахтовых поселков, транспортной схемы доставки персонала.

Для эксплуатационного персонала рекомендованы следующие режимы труда:

- продолжительность вахты – 30 дней;
- продолжительность смены – 12 часов.

В состав одной вахты входит две смены:

- дневная – с 8.00 часов утра до 20.00 часов;
- ночная – с 20.00 часов до 8.00 часов утра.

Режим труда и отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до начала вахты.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности предусматривается рациональное чередование работы с перерывами на отдых с учетом специфики организации производства. В течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
													149

перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут (статья 108 Трудового Кодекса РФ).

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха (статья 109 Трудового Кодекса РФ).

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте могут накапливаться в течении календарного года и суммироваться до целых дней с последующим предоставлением дополнительных дней отдыха.

5.4 Численный и профессионально-квалификационный состав работающих. Количество рабочих мест

В настоящем разделе приведена численность эксплуатационного персонала для Центрального купола (УКПГ -1) Салмановского НГКМ на основании нормативных документов Российской Федерации и с учетом проектов-аналогов соответствующих предприятий.

При составлении штатного расписания, в основном, приняты предложения и рекомендации Заказчика (письмо ООО "Арктик СПГ 2" № 0379-17).

Рекомендуемый профессионально-квалификационный состав работающих проектируемых объектов Центрального купола Салмановского НГКМ с разбивкой по сменам и вахтам и указанием групп производственных процессов приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Профессионально квалификационный состав Центрального купола Салмановского НГКМ.

Наименование	Группа произ. процесс ов	Всего (с учетом подмены)	1 вахта		2 вахта	
			день	ночь	день	ночь
Начальник УКПГ /зам. начальника	1а	2	1	-	1	-
Техник 1 категории	1а	2	1	-	1	-
Мастер по добыче нефти и газа	1а	2	1	-	1	-
Инженер по добыче нефти и газа 1 категории	1а	2	1	-	1	-
Оператор по добыче нефти и газа (скважины, шлейфы)	1б,2г	10	5	-	5	-
Оператор по добыче нефти и газа (НТС)	1б,2г	7	3	1	2	1
Оператор по добыче нефти и газа (УРМ)	1б,2г	5	1	1	2	1
Оператор котельной	1б,2а	4	1	1	1	1
Мастер (ремонтная служба)	1б	2	1	-	1	-
Слесарь по ремонту технологических установок	1в	8	4	-	4	-

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						Лист
												150
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

5.5 Организация и оснащение рабочих мест

Рабочие места для обслуживающего персонала Центрального купола будут располагаться в проектируемых зданиях: служебно-эксплуатационного блока с операторной и оборудованием ИСУБ (СЭБ) и пожарного депо.

Организация и оснащение рабочих зон соответствует требованиям нормативных и правовых актов по охране труда, обеспечивает удобство, оперативность и надежность обслуживания проектируемого объекта.

На каждом рабочем месте у соответствующего персонала находится комплект необходимых инструкций по следующему перечню:

- должностные, для обслуживающего персонала;
- по эксплуатации оборудования;
- по охране труда;
- по пожарной безопасности;
- план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

Должностная инструкция является основным организационно-правовым документом, в котором четко определяется место и значение конкретной должности в структуре организации, а именно: задачи, основные права, обязанности и ответственность работника при осуществлении им трудовой деятельности согласно занимаемой должности, предъявляемые к нему квалификационные требования, порядок приема, увольнения, замещения, обеспечение условий для эффективной работы.

Инструкциями по эксплуатации оборудования определяются права, обязанности и ответственность эксплуатационного персонала:

- последовательность операций по пуску, остановке и производству технологический процессов;
- порядок обслуживания сооружений, оборудования, коммуникаций и средств контроля и автоматизации в эксплуатационном режиме, а также при возможных нарушениях нормальной работы;
- меры по технике безопасности;
- персональная ответственность за выполнение операций, предусмотренных должностными инструкциями, а также инструкция по обслуживанию и ремонту оборудования.

Разработка инструкций по охране труда осуществляется на основе требований безопасности, изложенных в эксплуатационной и ремонтной документации предприятий - изготовителей оборудования, а также в технической документации предприятия, с учетом условий межотраслевых (отраслевых) типовых инструкций по охране труда, требований производства.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>	Лист
										152

Каждое предприятие должно иметь общую инструкцию по пожарной безопасности и инструкции для всех взрывоопасных и пожароопасных помещений (участков, цехов, складов и т.д.); все сотрудники предприятия должны ознакомиться с этими документами во время противопожарных инструктажей, производственного обучения.

Планы мероприятий разрабатываются в целях обеспечения готовности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий на таких объектах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			153

6 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

6.1 Общие положения

Политика ООО "АРКТИК СПГ 2", а также цели и задачи в области ПБиОТ:

- минимизация рисков и предотвращение угрозы аварийности, травматизма и заболеваемости персонала и населения повсеместно, где это достижимо, с учетом современного уровня развития и возможностей Компании;

- соблюдение требований законодательства РФ, соответствовать Принципам и Правилам IFC и ЕБРР, международным стандартам в этой области;

- постоянное улучшение и совершенствование деятельности, поддержание уровня знаний и ответственности персонала к требованиям в области ПБиОТ.

Безопасная эксплуатация проектируемых объектов, относящихся к опасным производственным объектам, и охрана труда работников обеспечиваются:

- выполнением требований Технических регламентов (Федеральных законов РФ), нормативно-технических документов, отраслевых стандартов и стандартов ООО "АРКТИК СПГ 2" при разработке решений во всех частях проектной документации;

- ведением авторского надзора проектной организацией, других видов надзора за строительством, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации;

- соблюдением эксплуатационным персоналом требований технологических регламентов, правил безопасности труда, должностных инструкций, инструкций по технике безопасности, других режимных документов предприятия при производстве отдельных видов работ, обслуживании оборудования в штатных и аварийных ситуациях в части обеспечения электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности при работе с вредными веществами, отходами производства, нагретыми поверхностями, движущимися и подъемными механизмами, при выполнении газо-и огнеопасных работ и пр., а также при локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций;

- выполнением администрацией предприятия требований по созданию на рабочих местах безопасных условий труда, обеспечением работников бесплатными СИЗ и СИЗОД в соответствии с действующими нормами;

- предоставлением администрацией установленных законодательством и трудовыми соглашениями льгот и компенсаций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			154

Персонал по обслуживанию проектируемых объектов Центрального купола предусмотрен на основании выполненных расчетов. Его численность и квалификационный состав приведены в п.5 настоящего тома.

На производственных площадках объекта обращаются вредные вещества, приведенные в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Класс опасности веществ по характеру воздействия на организм человека

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³ в воздухе рабочей зоны	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*
Природный газ (метан)	7000	4
Метанол	15/5	3
Конденсат нестабильный	900/300	4
Дизельное топливо марки "А"	300	4
Бензин	5	4
Масло ТП-22С	5	3

6.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда

Для объектов Центрального купола Обустройства Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения проектной документацией предусмотрены технологические, технические, конструкторские и строительные решения, разработанные с учетом норм и правил в области промышленной безопасности и охраны труда, действующих в Российской Федерации и на объектах ООО "АРКТИК СПГ 2", а именно:

- применяемое оборудование имеет конструкцию и компоновку, обеспечивающие условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами техники безопасности и эргономики (наличие площадок обслуживания соответствующих размеров, доступность мест обслуживания, освещенность, отопление и др.);

- конструкция и форма всех элементов, с которыми обслуживающий персонал осуществляет непосредственный контакт, в процессе трудовой деятельности, соответствуют антропометрическим характеристикам человека и отвечают требованиям ГОСТ 12.2.049. Расположение пультов управления и контроля обеспечивает удобство обслуживания;

- вращающиеся части оборудования имеют закрепленное ограждение;

- общая освещенность в местах размещения технологического оборудования соответствует требованиям СП 52.13330.2011 "СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение" в зависимости от разряда выполняемой работы;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							155

- герметически закрывающиеся двери обеспечивают лёгкий доступ для обслуживания элементов внутри блоков;

- предусмотрены решения по герметизации оборудования и трубопроводов, защите их от превышения давления, применены автоматические регуляторы давления, системы блокировок, рационально подобраны уплотнительные материалы и прокладки, запорная и регулирующая арматура;

- применено оборудование и аппараты, имеющие соответствующие сертификаты;

- в газоопасных производственных помещениях и технологических зонах установлены датчики газоанализаторов, связанные с системами пуска аварийной вентиляции, звуковой сигнализации и передачи сигналов в помещения управления;

- размеры и компоновка производственных зданий и сооружений приняты из условия размещения в них необходимого технологического оборудования и коммуникаций с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта;

- объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м – лестницами с перилами; в местах прохода над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, устраиваются переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м;

- высота помещений от пола до низа выступающих конструкций принята не менее 2,2 м; высота от пола до низа выступающих частей коммуникаций и оборудования в местах регулярного прохода людей и на путях эвакуации – не менее 2 м, а в местах нерегулярного прохода людей – не менее 1,8 м;

- для обеспечения безопасной эвакуации персонала планировочными решениями учтены требования взаимного расположения помещений с разными категориями по взрывопожарной опасности в части обеспечения требуемых нормативами пределов огнестойкости ограждающих конструкций, заполнения дверных проемов, количества и расположения эвакуационных выходов, как из помещений, так и из зданий;

- количество, ширина и расположение эвакуационных выходов из помещений, с этажей и из зданий соответствуют требованиям СП 1.13130.2009 и СП 56.13330.2011, и обеспечивают своевременную и беспрепятственную эвакуацию, а также защиту людей на путях эвакуации от воздействия опасных факторов пожара;

- предусмотрен комплекс решений и мероприятий по противопожарному водоснабжению, системам автоматической противопожарной защите объектов, молниезащите, обеспечению первичными средствами пожаротушения;

- для всех объектов и оборудования предусмотрено электроснабжение, соответствующей категории согласно ПУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			156

- оборудование, приборы, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют соответствующие классы взрывозащиты и исполнения;
- предусмотрено обозначение соответствующими знаками и цветами безопасности оборудования, трубопроводов и зон опасностей в соответствии с действующими нормативными документами;
- для выполнения требований промышленной санитарии в части обеспечения комфортных параметров микроклимата на рабочих местах проектными решениями предусмотрены контроль воздуха рабочих зон и воздушной среды, системы вентиляции, отопления, водо-и теплоснабжения, канализации, решения по защите от производственного шума и вибрации, требуемой нормами освещенности рабочих мест и территории площадки;
- во всех помещениях, где размещаются рабочие места с ПВЭМ выполнено защитное заземление.

Для обеспечения безопасности труда при возможном контакте с вредными веществами предусмотрено:

- применение прогрессивной технологии производства (замкнутый цикл, автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление, автоматический контроль процессов и операций), исключающей/минимизирующей контакт человека с вредными веществами,
- герметизация всех трубопроводов и емкостного оборудования,
- наличие систем местной и общей вентиляции помещений,
- обеспечение работников СИЗ и СИЗОД.

Проектной документацией предусмотрена полная герметизация всех производственных процессов с применением метанола исключая контакт работающих непосредственно с веществом. Все сотрудники, занятые на работах с метанолом в полной мере обеспечены соответствующими СИЗ и СИЗОД (фильтрующие противогазы, резиновые перчатки, защитные очки, специальная одежда и обувь).

В случае аварийного пролива вещества при обслуживании оборудования с обращающимся метанолом предусмотрена возможность немедленной засыпки пролитого метанола песком или опилками в соответствии с СП 2.3.3.2892-1, а для оперативного удаления метанола с поверхности рук в случае его попадания на кожу в помещении насосной метанола запроектирован умывальники по типу "Мойдодыр".

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							157
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД

Наименование и нормы бесплатной выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты для персонала обслуживающего объекты УКПГ-1, КГС и газосборной сети представлены в таблице 6.2.

Проектными решениями предусматривается эксплуатация оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управление и контроль за работой основного технологического оборудования осуществляется дистанционно из операторской.

Таблица 6.2 – Перечень СИЗ основного производственного персонала

	Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи (штуки, комплекты, пары)
1.	Начальник УКПГ/зам. начальника	Костюм хлопчатобумажный антистатический с масловодоотталкивающей пропиткой	1 на 2 года
		Белье нательное хлопчатобумажное	2 комплекта
		Головной убор летний (кепи или бейсболка)	1
		Плащ непромокаемый	1 на 3 года
		Жилет сигнальный	до износа
		Сапоги или ботинки кожаные	1 пара
		Сапоги резиновые или	1 пара
		Сапоги болотные	1 пара
		Рукавицы комбинированные или	12 пар
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
		Наушники противозумные или	до износа
		Вкладыши противозумные	до износа
		Очки защитные	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		<i>Зимой дополнительно:</i>	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с масловодоотталкивающей пропиткой и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Полушубок или костюм меховой в III, IV и особом поясах	1 на 4 года
		Шапка-ушанка	1 на 2 года
		Подшлемник трикотажный в III, IV и особом поясах	1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			158

		Подшлемник на меховой подкладке в IV и особом поясах	1 на 2 года
		Рукавицы утепленные или	2 пары
		Перчатки с полимерным покрытием морозостойкие	2 пары
		Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара
		Сапоги кожаные меховые или унты в III, IV и особом поясах	1 пара на 3 года
		Чулки меховые в III, IV и особом поясах	2 пары
		Валенки	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
2.	Инженер по добыче нефти и газа, мастер по добыче нефти и газа	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
		Комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов	до износа
		Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с масловодоотталкивающей пропиткой	2 на 2 года
		Футболка	4 на 2 года
		Головной убор	1
		Ботинки кожаные с жестким подноском или	1 пара
		Полуботинки кожаные с жестким подноском, или	1 пара
		Сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара
		Сапоги резиновые с жестким подноском	1 пара
		<i>Зимой дополнительно:</i>	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с масловодоотталкивающей пропиткой и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Полушубок или костюм меховой в III, IV и особом поясах	1 на 4 года
		Шапка-ушанка	1 на 2 года
		Подшлемник на меховой подкладке в IV и особом поясах	1 на 2 года
		Рукавицы утепленные или	2 пары
		Перчатки с полимерным покрытием морозостойкие	2 пары
		Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара

Инва. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

159

		Сапоги кожаные меховые или унты меховые в III, IV и особом поясах	1 пара на 3 года
		Чулки меховые в III, IV и особом поясах	2 пары
		Валенки	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
3.	Оператор по добыче нефти и газа	Костюм брезентовый или	1
		Костюм хлопчатобумажный антистатический с масловодоотталкивающей пропиткой	1
		Белье нательное хлопчатобумажное	2 комплекта
		Головной убор летний (кепи или бейсболка)	1
		Плащ непромокаемый	1 на 3 года
		Жилет сигнальный	до износа
		Ботинки или сапоги кожаные	1 пара
		Сапоги резиновые или	1 пара
		Сапоги болотные	1 пара
		Рукавицы брезентовые или	36 пар
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
		Наушники против шумных	до износа
		Очки защитные	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		<i>Зимой дополнительно:</i>	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с масловодоотталкивающей пропиткой и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Белье нательное шерстяное в III, IV и особом поясах	1 комплект
		Полушубок или костюм меховой в III, IV и особом поясах	1 на 4 года
		Шапка-ушанка	1 на 2 года
		Подшлемник трикотажный в III, IV и особом поясах	1
		Подшлемник на меховой подкладке в IV и особом поясах	1 на 2 года
		Рукавицы утепленные или	2 пары
		Перчатки из полимерных материалов морозостойкие	2 пары
		Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара
		Сапоги кожаные меховые или унты в III, IV и особом поясах	1 пара на 3 года
		Чулки меховые в III, IV и особом поясах	2 пары

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

160

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата	

	насосных установок	пропиткой	
		Белье нательное хлопчатобумажное	2 комплекта
		Головной убор летний (кепи или бейсболка)	1
		Сапоги кожаные или ботинки кожаные с жестким подноском	1 пара
		Сапоги резиновые	1 пара
		Рукавицы брезентовые или	24 пары
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
		Очки защитные	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		Наушники противoshумные	до износа
		<i>При работе с одорантом дополнительно:</i>	
		Фартук прорезиненный	до износа
		Перчатки резиновые	до износа
		<i>На наружных работах зимой дополнительно:</i>	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с маслостойкой пропиткой и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Белье нательное шерстяное в III, IV и особом поясах	1 комплект
		Шапка-ушанка	1 на 2 года
		Подшлемник трикотажный в III, IV и особом поясах	1
		Подшлемник на меховой подкладке в IV и особом поясах	1 на 2 года
		Рукавицы утепленные или	2 пары
		Перчатки из полимерных материалов морозостойкие	2 пары
		Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара
		Сапоги кожаные меховые или унты в IV и особом поясах	1 пара на 3 года
		Чулки меховые в IV и особом поясах	2 пары
		Валенки	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
6.	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования; слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	Костюм или комбинезон хлопчатобумажный из антистатических термостойких тканей с маслостойкой пропиткой	2
		Белье нательное	2 комплекта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

162

		хлопчатобумажное	
		Головной убор летний (кепи или бейсболка)	1
		Плащ непромокаемый	1 на 3 года
		Жилет сигнальный спасательный	до износа
		Ботинки или сапоги кожаные	1 пара
		Сапоги резиновые	1 пара
		Сандалии кожаные	1 пара
		Рукавицы брезентовые или	24 пары
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
		Перчатки диэлектрические	до износа
		Галоши диэлектрические	до износа
		Наушники противoshумные	до износа
		Очки защитные	до износа
		Респиратор	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		<i>Зимой дополнительно:</i>	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических термостойких тканей с маслостойкой пропиткой и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Белье нательное шерстяное в III, IV и особом поясах	1 комплект
		Полушубок или костюм меховой во IV и особом поясах	1 на 4 года
		Шапка-ушанка	1 на 2 года
		Подшлемник трикотажный в III, IV и особом поясах	1
		Подшлемник на меховой подкладке в IV и особом поясах	1 на 2 года
		Рукавицы утепленные или	2 пары
		Перчатки из полимерных материалов морозостойкие	2 пары
		Рукавицы или перчатки меховые в IV и особом поясах	1 пара на 2 года
		Сапоги кожаные меховые в III, IV и особом поясах	1 пара на 3 года
		Чулки меховые в III, IV и особом поясах	2 пары
		Валенки	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
		Носки шерстяные	3 пары
7.	Слесарь-сантехник	Комбинезон хлопчатобумажный	1
		Рукавицы комбинированные или	12 пар
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Ботинки кожаные с жестким подноском	1 пара
		При работе по обслуживанию административных зданий, вместо	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						163
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

		костюма брезентового может выдаваться:	
		Полукомбинезон хлопчатобумажный	1
		Куртка хлопчатобумажная	1
		вместо сапог резиновых могут выдаваться:	
		Ботинки кожаные	1 пара
		<i>Постоянно занятым на наружных работах зимой дополнительно:</i>	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Валенки или ботинки утепленные	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
8.	Кладовщик, кастелянша	Халат хлопчатобумажный или	1
		Костюм хлопчатобумажный	1
		Ботинки или сапоги кожаные	1 пара
		Рукавицы комбинированные или	4 пары
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Зимой дополнительно:	
		Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой и с утепленным бельем в IV и особом поясах	по поясам
		Валенки	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
9.	Уборщик производственных и служебных помещений	Халат хлопчатобумажный антистатический с маслостойкой пропиткой или	1
		Костюм хлопчатобумажный антистатический с маслостойкой пропиткой	1
		Ботинки или туфли кожаные	1 пара
		Рукавицы комбинированные или	12 пар
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Фартук прорезиненный	2
		При мытье полов и мест общего пользования дополнительно:	
		Сапоги резиновые	1 пара
		Перчатки резиновые	6 пар
		При работе по уборке помещений административных зданий:	
		Халат хлопчатобумажный или	1
		Костюм хлопчатобумажный	1
		Перчатки хлопчатобумажные	4 пары
		Перчатки резиновые	4 пары

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							164

Подлежащие выдаче работникам защитные средства должны полностью соответствовать полу, росту и размеру работника, которому они выдаются. Сроки пользования СИЗ исчисляются со дня их фактической выдачи.

Перед каждым применением средств индивидуальной защиты работник обязан проверить отсутствие внешних повреждений, загрязнений, исправность.

Выданную работникам спецодежду и спецобувь предусматривается хранить в помещениях гардеробных в зданиях с постоянными рабочими местами в специально оборудованных для этой цели именных шкафчиках, обеспечивающих сохранность и порядок учета. Число шкафов и других устройств для хранения домашней и специальной одежды в гардеробных соответствует среднесписочной численности работников, а для хранения уличной одежды — численности в двух смежных сменах.

Стирка и ремонт спецодежды работников Центрального купола организованы в здании прачечной на площадке ВЖК Салмановского НГКМ. Запрещено отдавать СИЗ работникам домой для хранения, ремонта и стирки.

В применении СИЗОД при нормальном режиме эксплуатации оборудования нет необходимости, однако, при проведении отдельных видов работ таких как, ремонтные работы внутри емкостей, оборудования или в плохо проветриваемых помещениях необходимо использовать изолирующие противогазы (применение фильтрующих противогазов в указанных местах запрещено).

При аварийных ситуациях для покидания зоны опасной для здоровья и жизни, а также для проведения работ в местах, где возможно скопление вредных паров и газов, персонал обеспечивается фильтрующими противогазами марки БКФ и изолирующими противогазами. Противогазы марки БКФ приняты из условия их универсального применения при контакте с опасными веществами, обращающимися на объектах.

На проектируемых объектах Центрального купола Салмановского НГКМ в большинстве случаев целесообразно применение изолирующих противогазов, так как фильтрующие противогазы не допускается применять при наличии в воздухе плохо сорбирующихся частиц, таких как этан, метан, бутан, угарный газ и др.

После введения проектируемых объектов в действие должен быть создан аварийный запас газозащитных средств (количество и типы) с учетом численности работающих, удаленности объекта, специфики выполняемых работ, а также согласован со службой газовой безопасности и утвержден руководителем предприятия.

Аварийный запас в обязательном порядке должен содержать изолирующие противогазы (не менее 25 % от числа работающих), а также газосигнализаторы или газоанализаторы.

Аварийный запас противогазов запрещается запирать на замки, фильтрующие противогазы должны храниться в ящике под пломбой, а шланговые – в опломбированных

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>После введения проектируемых объектов в действие должен быть создан аварийный запас газозащитных средств (количество и типы) с учетом численности работающих, удаленности объекта, специфики выполняемых работ, а также согласован со службой газовой безопасности и утвержден руководителем предприятия.</p> <p>Аварийный запас в обязательном порядке должен содержать изолирующие противогазы (не менее 25 % от числа работающих), а также газосигнализаторы или газоанализаторы.</p> <p>Аварийный запас противогазов запрещается запирать на замки, фильтрующие противогазы должны храниться в ящике под пломбой, а шланговые – в опломбированных</p>		
										120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
											165

чемоданах. Целостность пломб аварийного запаса проверяется при приеме и сдаче смены обслуживающим персоналом. Наличие и состояние аварийного запаса не реже одного раза в месяц проверяется в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем. Персонал объекта должен знать места хранения рабочих и аварийных СИЗОД.

Работники должны быть обучены правилам пользования, проверки и хранения СИЗОД. Тренировочные занятия по правилам их применения и проверки должны проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем организации, но не реже одного раза в квартал.

В случае аварии на оборудовании с обращающимся метанолом, персонал, занятый на аварийно-ремонтных работах при контакте с метанолом, должен иметь противогаз с фильтрующей коробкой марки А или БКФ, прорезиненный фартук, резиновые сапоги, рукавицы и другие СИЗ.

При оказании первой помощи, пострадавшим от воздействия метанола в случае попадания на кожу необходимо снять загрязненную одежду, принять 15-минутный душ с мылом; при возникновении раздражения обратиться к врачу. При попадании метанола в глаза, нужно немедленно промыть глаза под слабой струей воды в течение 15 минут приподняв нижние и верхние веки, обеспечив промывку всех поверхностей и складок кожи.

При возникновении возможных аварий, связанных с утечкой метанола необходимо ликвидировать все источники огня, устранить течь и воспользоваться абсорбирующими материалами. При необходимости локализовать пролитую жидкость барьером или канавкой. Для уменьшения опасности, которую представляют пары метанола и возможный пожар, при устранении утечки можно использовать устойчивую к фторуглеродному спирту пену. Сбор жидкости необходимо осуществлять несгораемыми сорбентами. Не допускается попадания пролитого метанола в канализационные коллекторы, замкнутые резервуары, дренажные системы или водотоки. Рекомендуемым методом утилизации является – сжигание.

В качестве мер предосторожности выполнена герметизация оборудования и соответствующая окраска трубопроводов с указанием на токсичность продукта.

Для защиты кожи от вредных производственных факторов и профессиональных заболеваний, в соответствии с приказом Минздравсоцразвития от 17 декабря 2010 года № 1122-н работодатель обязан обеспечить работников средствами очищающего, защитного и универсального действия, предназначенными для профессионального ухода за кожей, подверженной постоянным производственным стрессам (мягкие очищающие средства без абразива для очистки кожи от устойчивых загрязнений, крема против обморожения, обветривания и пр.). С учётом сезонной специфики региона, в период лета и/или активности кровососущих и жалящих насекомых, работникам необходимо выдавать средства для защиты от биологических вредных факторов (комаров, мошки, клещей и т.п.).

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>	Лист
										166

6.4 Бытовое обслуживание трудящихся

Мероприятия по охране труда являются приоритетными в программе социального обеспечения коллектива предприятия и направлены на сохранение здоровья, работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение производительности труда.

В разрабатываемой проектной документации соблюдены требования законодательных актов, нормативно-технических документов в части учета санитарно-гигиенических требований к производственному процессу, условиям труда работников.

В зданиях с постоянными рабочими местами организованы, согласно расчетам, санитарно-бытовые помещения, оборудование и устройства (гардеробные, душевые, умывальники, санузлы и др.) для обеспечения санитарно-гигиенических нужд персонала. Душевые сетки, умывальники и другие санитарно-бытовые приборы рассчитаны на численность работающих в наибольшей смене. В гардеробных принят закрытый способ хранения одежды.

Решения по обеспечению санитарно-бытовыми помещениями, приспособлениями и устройствами разработаны в соответствии с требованиями СП 44.13330.2011 с учетом групп производственных процессов работающего персонала. Размеры, размещение и оборудование санитарно-гигиенических помещений удовлетворяют требованиям удобства пользования, уборки и дезинфекции, что позволит предотвратить распространение инфекции, неприятных запахов, избыточной влаги.

Уборку помещений вводимых в эксплуатацию зданий рекомендуется осуществлять с использованием современных технологий и средств, обеспечивающих выполнение требований действующих санитарных норм и правил.

Так как проектной документацией предусматривается применение вахтового метода организации труда, проживание работников, обслуживающих проектируемые объекты предусмотрено на территории вахтового жилого комплекса (ВЖК) общей вместимостью около 1500 спальных мест. Структура общественного обслуживания вахтового комплекса рассчитана на удовлетворение повседневных первичных потребностей персонала и включает общественное питание, медицинское обслуживание, бытовое обслуживание, а также организацию повседневного кратковременного досуга.

Для обеспечения общественного питания персонала Обустройства Салмановского НГКМ (в том числе и персонала Центрального купола) предусмотрено строительство двух столовых, по одной на территории ВЖК и площадке административной зоны. Для работников, которые во время рабочей смены в соответствии с выполняемыми обязанностями должны неотлучно находиться на рабочем месте, предусматривается питание в комнатах приема пищи, при этом приготовление пищи производится в столовой с последующей доставкой в

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	
<p align="center">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>									Лист
									167

выносной таре. Комнаты приема пищи оборудованные соответствующим образом предусмотрены в зданиях СЭБ и КПП на площадке УКПГ-1.

Медицинское обслуживание работников будет осуществляться в помещениях фельдшерского здравпункта на площадке ВЖК, укомплектованного современным медицинским оборудованием, необходимым для оказания работникам неотложной, первой доврачебной и физиотерапевтической помощи.

Дополнительно для оказания своевременной первой медицинской помощи персоналу Центрального купала в здании СЭБа организован медпункт укомплектованный необходимым медицинским инструментом. Также на территории объектов Центрального купала рекомендуется оборудовать санитарные посты, оснастив их навесными аптечками с необходимым набором медикаментов для оказания неотложной медицинской само- и взаимопомощи.

6.5 Оценка вредных факторов производственного процесса и их влияния на условия труда персонала

Данные о вредных факторах производственного процесса представлены в виде санитарно-гигиенической оценки условий труда при воздействии факторов рабочей среды и трудового процесса.

Гигиеническая оценка условий труда выполнена для новых рабочих мест основного производственного персонала, обслуживающего объекты УКПГ-1, кустов скважин и газосборной сети.

Необходимо отметить, что в технологических процессах на Обустройстве не применяются вещества, перечисленные в Приложениях 2...6 к «Руководству по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

Химический фактор

Основными возможными вредными химическими выделениями в воздух рабочих зон на проектируемых объектах являются: газ, пары метанола и ГСМ.

В процессе эксплуатации проектируемых объектов непосредственный контакт работников с вредными веществами исключается за счет применения современного герметичного оборудования, комплексной механизации и автоматизации технологических процессов и операций, средств индивидуальной защиты.

Проектные решения по применению на рабочих местах средств приточно-вытяжной вентиляции и местных отсосов обеспечивают допустимые значения вредных веществ в воздухе рабочих зон производственных помещений. Таким образом, содержание вредных

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			168

химических веществ в операторских не превышает предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

Штатные системы вентиляции, предусмотренные заводами-изготовителями обеспечивают ПДК вредных веществ в воздухе рабочих зон применяемых на объекте блок-боксов.

Из расчетов, выполненных в Разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», Часть 1 «Объекты обустройства», Книга 2 «Оценка воздействия на атмосферный воздух», видно, что для основного производственного процесса при нормальном режиме эксплуатации оборудования максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы не превышают ПДК согласно ГН 2.2.5.3532-18, в том числе и в воздухе рабочих зон.

Биологический фактор

В производственных процессах на объектах Центрального купола не применяются патогенные микроорганизмы и препараты, содержащие живые клетки и споры микроорганизмов, перечисленные в таблице 2 Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия (АПФД)

На проектируемых объектах УКПГ-1 и КГС отсутствуют источники АПФД, перечисленные в таблице 3 Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке ...».

Воздействие на органы дыхания сварочного аэрозоля, выделяемого при выполнении сварочных работ в воздух рабочей зоны, нейтрализуется при применении СИЗОД, и не превышает ПДУ.

Допустимые значения концентрации пыли в воздухе рабочих зон обеспечиваются средствами местного отсоса и общеобменной вентиляции помещений.

Виброакустические факторы

Ш у м

Анализ источников шумового воздействия проектируемых объектов показывает, что основной вклад в шумовое загрязнение производственной зоны вносят АВО, ТДА и факельные установки шумовые характеристики которых принимаются по данным, предоставленным производителями оборудования.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							169
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Оборудование, создающее повышенный уровень шума, располагается на удалении от зданий и помещений с постоянным пребыванием персонала. В помещениях, с повышенным уровнем шума, постоянные рабочие места отсутствуют.

Эквивалентный уровень звука является интегральным параметром и устанавливается или при непосредственном инструментальном измерении, или путём расчета по данным результатов замеров (расчетов) и продолжительности воздействия и отражает среднее значение уровня шума за определенный период времени (определяется по логарифмической шкале в децибелах от порога восприятия). Шумовое воздействие на персонал при выполнении им работ на открытых площадках проектируемых объектов является, как правило, непостоянным по уровню шума и времени его воздействия.

При дистанционной форме обслуживания проектируемых объектов и их периодическом обходе максимально эквивалентный уровень звука для работников, обслуживающих технологическое оборудование с повышенным уровнем шумоизлучения, за 12 часовую рабочий день (смену) не превышает 80 дБА, что удовлетворяет требованиям СанПиН 2.2.4.3359-16.

Для уменьшения вредного воздействия на персонал повышенного уровня шума проектной документацией предусмотрено применение:

- применение сертифицированного оборудования, технические характеристики которого обеспечивают соблюдение нормируемых уровней звукового давления;
- уменьшение шума в источнике его образования (снабжение оборудования глушителями и изоляция кожухами;
- дистанционного управления;
- средств индивидуальной защиты органов слуха;
- организационных мероприятий (рациональный режим труда и отдыха, сокращение времени воздействия - «защита временем», лечебно-профилактические мероприятия).

К мероприятиям, снижающим шумовое воздействие на персонал, относятся также принятые в проектной документации строительные решения, разработанные с учетом требований СП 51.13330-2011 "Защита от шума": ограждающие конструкции зданий (стены, остекление окон, покрытия) уменьшают до 20 % фактические уровни звукового давления от оборудования, установленного на открытых площадках. Внешние источники шума компенсируются звукоизолирующими свойствами "сэндвич"- панелей и стеклопакетами в оконных проемах.

Таким образом, в помещении операторской здания СЭБ при выполнении основных или вспомогательных работ с использованием АРМ уровни шума на рабочих местах не превышают 65 дБА.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			170

Основным источником общей вибрации на проектируемых объектах являются вентиляция, двигатели, насосы и т.д. На производственных площадках вибрация в основном воздействует на персонал, непосредственно обслуживающий ТДА. Передача вибрации на другие рабочие места не происходит, в связи с тем, что они находятся на расстоянии от источников вибрации (которые установлены на виброизолирующих основаниях), обеспечивающем практически полное исключение воздействия данного фактора на трудящихся.

Для снижения амплитуды колебаний оборудования, а также уменьшению уровней вибрации по воздействию на обслуживающий персонал и конструкции зданий, предусмотрены конструктивные мероприятия:

- фундаменты машин с динамическими нагрузками по периметру отделены сквозным швом от смежных фундаментов здания, а также от пола;
- отдельное вентиляционное оборудование – вентиляторы установлены на виброизоляторах (виброгасителях) исключающих резонансные явления;
- монтаж оборудования на фундаментах выполняется в соответствии с инструкциями по монтажу заводов-изготовителей с соблюдением требуемой соосности и центровки, при необходимости, под контролем представителей шефмонтажа с заводов - поставщиков оборудования;
- соблюдением технологического процесса и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией.
- своевременный и качественный профилактический осмотр, и ремонт оборудования.

Кроме того, время нахождения работников, обслуживающих технологическое оборудование, в местах возникновения вибраций при проведении профилактических осмотров, как правило, незначительно и вибрационное воздействие на них будет находиться в пределах допустимых величин.

Локальной вибрации, возникающей на проектируемых объектах преимущественно при работе с ручным электроинструментом, подвергается вспомогательный персонал. Электроинструмент используется периодически, следовательно, воздействие локальной вибрации не будет превышать ПДУ.

Для предотвращения вредного влияния на персонал локальной вибрации, все применяемые инструменты должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.540-96.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>Кроме того, время нахождения работников, обслуживающих технологическое оборудование, в местах возникновения вибраций при проведении профилактических осмотров, как правило, незначительно и вибрационное воздействие на них будет находиться в пределах допустимых величин.</p> <p><u>Локальной вибрации</u>, возникающей на проектируемых объектах преимущественно при работе с ручным электроинструментом, подвергается вспомогательный персонал. Электроинструмент используется периодически, следовательно, воздействие локальной вибрации не будет превышать ПДУ.</p> <p>Для предотвращения вредного влияния на персонал локальной вибрации, все применяемые инструменты должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.540-96.</p>																							
		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата																				
Инв. № подл.	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ					Лист 171																			

Запрещается использование новых ручных инструментов без гигиенической оценки безопасности (гигиенического сертификата), а также использование ручных инструментов, находящихся в неисправном состоянии, технические характеристики которых не соответствуют требованиям действующих СанПиН.

Таким образом, в ПД предусмотрены следующие необходимые мероприятия для устранения вредного воздействия вибрации на работающих:

- снижение вибрации в источнике ее образования;
- уменьшение вибрации на пути ее распространения средствами виброизоляции и вибропоглощения;
- дистанционное управление, исключающее передачу вибрации на рабочие места;
- применение сертифицированных средств индивидуальной защиты;
- организационные мероприятия (рациональные режимы труда и отдыха, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

Исходя из выше изложенного, воздействие вибрации на персонал не будет превышать ПДУ.

Инфразвук, ультразвук

В процессе производства оборудование, излучающее колебания вне порогов слышимости не используется. Таким образом, персонал не работает с оборудованием, являющимся источником воздушного и контактного ультразвука.

Микроклимат

Показатели микроклимата обеспечивают сохранение теплового баланса человека (работника) с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Постоянные рабочие места трудящихся комплекса проектируемых объектов находятся в проектируемых производственных и административно-бытовых помещениях.

В соответствии с принятыми решениями в проектируемых помещениях для обеспечения в рабочей зоне нормативных показателей микроклимата предусмотрены системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, которые обеспечивают допустимые значения параметров воздуха для производственных помещений, соответствующие требованиям СанПиН 2.2.4.548-96 и СанПиН 2.2.4.3359-16.

В помещении операторской в здании СЭРБ проектными решениями создаются оптимальные параметры микроклимата в соответствии с требованиями п.4.2 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Что обеспечивает общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывает отклонений в состоянии здоровья, создаёт предпосылки для высокого уровня

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							172
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

работоспособности. С учетом интенсивности энергозатрат операторов (категории работ - Ia, Ib) в операторской поддерживаются следующие значения параметров микроклимата:

- температура 20 – 24°C;
- влажность воздуха 40 – 60%;
- подвижность воздуха – 0,1 м/с.

Работы в условиях охлаждающей среды (на открытых территориях в холодное время года) проводятся при соблюдении требований к мерам защиты от охлаждения.

Средняя температура воздуха зимних месяцев в районе расположения объектов строительства составляет в: декабре – 21.8°C, январе – 26.5°C и феврале – 21.8°C. Средней за указанный период является температура воздуха, равная – 23.3 °C, что согласно таблице 9 "Руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда" соответствует классу условий труда работающих по показателям микроклимата 3.1.

Однако, при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов Центрального купола, работники основную часть рабочего времени находятся в производственных и административно-бытовых помещениях, в которых системы вентиляции и отопления обеспечивают показатели микроклимата соответствующие 2 классу условий труда. Для периодического пребывания на открытых площадках в холодный период года, обслуживающий персонал обеспечивается комплектом специальной теплой одежды в соответствии с нормами выдачи СИЗ и СИЗОД.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в предусмотренных на территории объекта помещениях для обогрева рекомендуется снимать верхнюю утепленную одежду.

Световая среда

Нормы освещенности для объектов Центрального купола приняты в соответствии с разрядами зрительных работ согласно СП 52.13330.2011 и СанПиН 2.2.4.3359-16.

Для наружного освещения:

- на площадках обслуживания технологического оборудования - 10 лк;
- проходы, проезды – 5,0 лк.

Для рабочего освещения помещений принимаются следующие значения:

- компрессорные, насосные и другие производственные помещения с периодическим пребыванием обслуживающего персонала – 150, 100 лк;
- вспомогательные помещения, венткамеры – 50, 75 лк;
- помещения приема пищи, электрощитовые и помещения подстанций– 200лк;
- административные помещения, кабинеты – 300 лк;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							173
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

- операторные, аппаратные, серверные – 400 лк.

Эвакуационное освещение обеспечивает освещенность на полу основных проходов (на земле) и на ступенях лестниц: в помещениях - 0,5 лк, на открытых территориях - 0,2 лк.

Количество и мощность осветительной аппаратуры для каждого помещения определены согласно СП 52.13330.2011 в соответствии с нормированными величинами освещенности в зависимости от разряда зрительных работ, выполняемых в каждом конкретном помещении.

Для компенсации недостаточности солнечного света, в помещениях гардеробных здании СЭБа предполагается использование эритемных ламп, обогащенных ультрафиолетом. Эритемные лампы относятся к установкам длительного действия создающим своего рода искусственный солнечный свет с ультрафиолетовым потоком небольшой интенсивности.

Наружное освещение площадок УКПГ-1 и КГС, дорог и проездов предусматривается прожекторами на базе светодиодных модулей, установленных на прожекторных мачтах.

Класс условий труда по показателям световой среды рабочих мест обслуживающего персонала является допустимым.

Неионизирующие электромагнитные поля и излучения

Оборудование, показатели излучения магнитного, электрического и электростатического полей которого превышают ПДУ, обслуживается периодически в соответствии с допустимыми нормами.

На рабочих местах пользователей ПЭВМ параметры электромагнитных излучений не превышают ПДУ. Для предотвращения образования и защиты от статического электричества в помещениях, где установлены компьютеры, необходимо применять нейтрализаторы и увлажнители (можно разместить вблизи компьютера цветы или аквариум).

При организации АРМ учтены требования разделов 2 и 3 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы".

Класс условий труда по электромагнитным полям и излучениям, и электрическим полям промышленной частоты на рабочих местах работников, обслуживающих объекты Обустройства – 2 (допустимый).

Работа с источниками ионизирующих излучений

Источники техногенного ионизирующего излучения на УКПГ-1, системе сбора газа и кустах скважин отсутствуют.

Аэроионный состав воздуха

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							174
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Аэроионный состав воздуха в помещениях с кондиционированием соответствует требованиям СанПиН 2.2.4.1294-03 "Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений".

Тяжесть и напряженность трудового процесса

Оценка тяжести и напряженности трудового процесса работников выполнена в соответствии с таблицами 17 и 18 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке ..." с учетом категорий выполняемых эксплуатационным персоналом работ – Ia, Ib, IIa, IIb (Приложение 1 к СанПиН 2.2.4.548-96).

Для снижения тяжести и напряженности труда персонала, обеспечения их допустимых значений данным проектом даны рекомендации по:

- организации производственных процессов (механизация и автоматизация операций);
- правильной организации рабочих мест;
- чередованию выполняемых операций;
- рациональному режиму труда и отдыха;
- совершенствованию форм и частоты передаваемой информации;
- повышению уровня профессиональной подготовки и квалификации.
- периодическое чередование видов работы (изменение рабочей позы и переключение нагрузки с одних мышечных групп на другие);
- замена более интенсивной работы менее интенсивной.

Правильное расположение и компоновка рабочего места, обеспечение удобной позы и свободы трудовых движений, использование оборудования, отвечающего требованиям эргономики и инженерной психологии, обеспечивают наиболее эффективный трудовой процесс, уменьшают утомляемость и предотвращают опасность возникновения профессиональных заболеваний.

Общая гигиеническая оценка условий труда

Общая оценка условий труда работников, обслуживающих объекты УКПГ-1 и кустов газоконденсатных скважин Обустройства Салмановского НГКМ, по степени вредности и опасности выполнена с учетом рекомендаций раздела 5.11 Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке ...», требований СанПиН 2.2.4.3359-16 и приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности

Факторы	Классы условий труда			
	оптимальный	допустимый	вредный	Опасный (экстремальный)

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							175

		1	2	3.1	3.2	3.3	4.3	4
Химический			☐					
Биологический		☐						
Аэрозоли ПФД			☐					
Акусти- ческие	шум		☐					
	инфразвук	☐						
	ультразвук воздушный	☐						
Вибра- ция	общая		☐					
	локальная		☐					
Ультразвук контактный		☐						
Неионизирующие излучения			☐					
Ионизирующие излучения		☐						
Микроклимат			☐					
Освещение			☐					
Тяжесть труда			☐					
Напряженность труда			☐					
Общая оценка условий труда			☐					

Результаты выполненной оценки показывают, что при реализации предусмотренных проектной документацией решений (строительных, архитектурных, технологических и т. д.), выполнении эксплуатационным персоналом мероприятий и инструкций по охране труда, требований руководящих документов, инструкций по организации производства, применении соответствующих средств индивидуальной защиты на рабочих местах обеспечиваются допустимые и безопасные условия труда.

Однако, решение по общей оценке условий труда персонала, целесообразно принять по результатам фактических замеров при проведении специальной оценки условий труда после ввода объекта в эксплуатацию, в соответствии с ФЗ-426 "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013.

Итоговая гигиеническая оценка условий труда персонала устанавливается по наиболее высокому классу вредности в соответствии с приложением № 22 к "Методике проведения специальной оценки условий труда".

В случае выявления отклонений от санитарно-гигиенических норм и установления степени вредности и опасности факторов производственной среды, работникам предусматриваются льготы и компенсации в установленном законодательством порядке.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							176

7 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

7.1 Состав проектируемого комплекса инженерно-технических средств охраны

Декомпозиция ИТСО по системам выполняется для применения дифференцированного подхода к выбору технических решений и создания интегрированной системы. ИТСО включают следующие функциональные системы:

1. Инженерно-технические средства защиты (ИТСЗ);
2. Система охранной сигнализации (СОС);
3. Система контроля и управления доступом (СКУД);
4. Система охранная телевизионная (СОТ);
5. Система электропитания технических средств охраны (СЭ);
6. Система охранного освещения (СОО);
7. Система оперативной связи сил охраны (ОССО);
8. Средства досмотра (СД);
9. Система сбора и обработки информации (ССОИ).

Приведенный перечень систем составляет объектовый комплекс, способный функционировать как автономно, так и в составе общего комплекса ИТСО. В зависимости от типа объекта, определенного при классификации и категорировании, объектовый состав систем может не включать некоторые из перечисленных систем ИТСО.

Для организации режимной деятельности на площадках Обустройства предусматривается строительство зданий контрольно-пропускных пунктов в контролируемую зону. Данные здания являются составной частью ограждения периметра и предназначены для обеспечения санкционированного прохода персонала и посетителей, имеющего доступ на площадку, проведения контрольно-досмотровых работ служебного автотранспорта и спецтранспорта, а также для размещения служебных и бытовых помещений сотрудников службы охраны, осуществляющих контроль.

Планировочное решение

В состав КПП входят:

1. Пункт пропуска персонала:
 - помещение контролеров прохода и автопроезда;
 - проходная;
 - зона досмотра

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			177

2. Пункт пропуска автотранспорта:

- зона досмотра автотранспорта.

Все служебные проходы и входы в служебные помещения оборудуются СКУД, проход осуществляется по электронным пропускам.

1. Пункт пропуска персонала:

- персонал и посетители проходят на территорию площадки через здание КПП и зону контроля (досмотра).

- КПП оборудован системой контроля доступа, которая не только контролирует доступ персонала с подтверждением личности проходящего, но и осуществляет электронный учет рабочего времени персонала. Для пропуска персонала устанавливаются роторные электромеханические турникеты со считывателем пропусков по входу и выходу с площадки.

- проход персонала осуществляется по пропускам (прокси картам). Пропуск прикладывается к считывателю пропусков при входе и выходе с контролируемой территории. Одновременно на экране компьютера рабочего места контролера происходит идентификация (фотоидентификация) проходящего работника, сопоставлением данных с идентификатора и изображения от видеокамеры СОТ. Рабочее место контролера располагается в помещении контролеров на проходной рядом с турникетом и зоной досмотра.

- в зоне прохода осуществляется досмотр персонала и личных вещей. Для досмотра персонала на наличие оружия и взрывных устройств под одеждой используются стационарные и ручные металлодетекторы и анализатор взрывчатых веществ. При необходимости производится личный досмотр в отдельной зоне досмотра, расположенной непосредственно в проходной.

Выход персонала с территории площадки

При выходе с контролируемой территории работники проходят контроль пропусков. Досмотр проводится только в случае необходимости.

Технологическое оборудование помещений КПП

Проходная оборудуется:

- роторным турникетом, оборудованным СКУД с выводом сигнала в помещение контролера на КПП, на сервер ИТСО, в Пункт централизованной охраны и в Ситуационный центр Службы сопровождения бизнеса ООО Арктик СПГ 2;
- стационарными секциями ограждения, включая калитку для эвакуации;
- системой видеонаблюдения и видеозаписи по входу и выходу с выводом сигнала в помещение контролера на КПП, на сервера ИТСО, в Пункт централизованной охраны и в Ситуационный центр Службы сопровождения бизнеса ООО Арктик СПГ 2;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							178

- охранной сигнализацией на входы и выходы КПП с выводом в помещение контролера на КПП, на сервер ИТСО, в Пункт централизованной охраны и в Ситуационный центр Службы сопровождения бизнеса ООО Арктик СПГ 2;

- пожарной сигнализацией с выводом обобщенного сигнала «Пожар» на АРМ или информационную панель в помещении пожарного поста (операторная), ; в Пункт централизованной охраны и в Ситуационный центр Службы сопровождения бизнеса ООО Арктик СПГ 2.

Рабочие места контролеров оборудуются:

- АРМ системы управления доступом, охранной сигнализации и видеонаблюдения;
- тревожно-вызывной сигнализацией;
- телефонной связью.

2. Пункт пропуска автотранспорта

Для контроля и досмотра автотранспорта в здании КПП предусмотрено рабочее место в помещении контролеров. Рабочее место контролера оснащается:

- переносной радиостанцией с позиционированием сотрудника охраны;
- система распознавания автомобильных номеров (до 30 км/ч)
- прямой связью с начальником караула;
- телефонной связью.

Проезд автотранспорта также оборудуется:

- распашными воротами;
- автоматическим шлагбаумом;
- постом остановки колесного автотранспорта;
- двухсторонним двухсекционным светофором с опорой;
- досмотровой эстакадой;
- СКУД в мобильном исполнении для автомобилей и персонала;

- системой видеонаблюдения по въезду и выезду с выводом сигнала в помещение контролера на КПП, на сервер ИТСО, в Пункт централизованной охраны и в Ситуационный центр Службы сопровождения бизнеса ООО Арктик СПГ 2.

Режим работы

Режим работы здания круглосуточный и круглогодичный.

Обеспечение безопасных условий труда

Организация рабочих мест в КПП соответствует санитарно-гигиеническим требованиям в части микроклимата, освещенности, допустимого уровня шума, различных

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							179

излучений. Физические параметры производственной среды приняты в соответствии с нормативными документами.

Все рабочие места, оснащенные компьютерным оборудованием, соответствуют эргономическим и санитарным требованиям РФ в части размещения оборудования и средств оргтехники на стойках, оборудуются рабочими поворотными креслами, регулируемые по высоте, предусматривают возможность замены компьютерного оборудования по мере необходимости.

Размещение оборудования и средств оргтехники позволяют проведение влажной уборки ежедневно.

7.2 Решения по комплексу инженерно-технических средств охраны

КР

Проектом предусмотрено ограждение периметра и критических элементов ограждением (высота 2.2 метра, ячейка 150x50мм, диаметр прутка 5мм).

Дополнительное верхнее ограждение - спиральный барьер безопасности СББ из АКЛ 900мм

Дополнительное нижнее ограждение на глубину 0,5м.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по оснащению:

- инженерные заграждения территории/зон объекта;
- инженерные сооружения противодействия несанкционированному пересечению посторонними лицами границ зон безопасности объектов (запретная зона);
- зоны для досмотра автомобильного транспорта (досмотровые площадки);
- здания и сооружения для дислокации сотрудников службы охраны и караульных служб;
- точки для санкционированного прохода персонала и проезда автомобильного транспорта;
- средства предупреждения (предупреждающие и информационные таблички);
- устройство ограничения скорости движения и остановки автомобильного транспорта.

СКУД

Средствами СКУД оснащаются:

- основные въезды на территорию площадок объекта;
- проходы на территорию площадок объекта (проходные КПП, калитки в ограждении);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			180

- проходы и проезды в ограждаемые локальные зоны объекта;
- проходы в здания, сооружения;
- входы в помещения.

СКУД обеспечивает:

- санкционированный доступ и предотвращение несанкционированного доступа людей и транспорта на объекты, в отдельные зоны, здания и помещения;
- выдачу информации на ПЦН о попытках несанкционированных действий в отношении объекта;
- работоспособность в автономном и сетевом режиме с автоматическим переходом из первого во второй при обрыве связи, нарушении локальной вычислительной сети;
- регистрацию и протоколирование в базе данных системы текущих и тревожных событий, передаваемых с контроллеров, с приоритетным отображением на рабочем месте дежурного сотрудника охраны;
- отображение на экране дежурного сотрудника охраны плана объекта и/или помещений объекта с указанием расположения средств СКУД, состояние элементов СКУД;
- интерактивное управление средствами (в том числе режимами работы точек доступа) по изображению плана объекта на мониторе дежурного сотрудника охраны;
- ведение базы данных пользователей системы (персонала и гостей объекта);
- контроль над перемещением персонала и гостей объекта, а также их поиск по месту последнего предъявления карты;
- учёт фактического рабочего времени персонала объекта;
- регистрацию и накопление событий (с ведением даты и времени) в энергонезависимой памяти контроллеров;
- глобальный контроль последовательности прохода (защита от повторного использования идентификатора для прохода в одном направлении - функция «antipassback»);
- разблокировку заданных в системе точек доступа при получении сигнала «Пожар» из системы АСПС объекта и/или сигнала «Авария» от установок, работающих со взрывопожароопасными и/или химически опасными веществами.

Информация от СКУД выводится на экраны АРМ:

- начальника смены, начальника караула;
- специалиста по безопасности ТСО;
- соответствующих постов охраны локальных объектов

СОО

Система охранного освещения предназначена для поддержания необходимого уровня освещенности на периметре территории, в зонах контроля видеокамер в темное время суток.

Инв. №	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ						181
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Оборудование СОО интегрируется в систему охранной сигнализации периметра (СОСП) и систему охранного телевидения.

СОС

Функционально СОС состоит из следующих подсистем:

- Объектовая охранная сигнализация (ООС);
- Периметральная охранная сигнализация (ПОС);
- Система тревожной сигнализации (СТС).

Приборы приёмно-контрольные (ППК) и/или контроллеры СОС размещены в специально отведённых помещениях (аппаратных, щитовых) и в местах, исключающих несанкционированный доступ к ним. Для размещения ППК/контроллеров СОС вне зданий и помещений предусмотрены специальные стальные запираемые на ключ шкафы, которые обеспечивают комфортное функционирование оборудования в климатических условиях.

Пульты контроля и управления (ПКиУ) СОС размещаются в специально отведённых помещениях (аппаратных, щитовых, постах охраны, запираемых адм. помещениях).

Тревожные сигналы СОС выводятся на экраны АРМ:

- начальника смены;
- дежурного оператора ТСО диспетчерской КИТСО;
- соответствующих постов охраны (посты, в зоне функционирования которых предусмотрена установка средств СОС).

На объекте предусмотрена трёхрубежная система ООС:

- I рубежом - блокируются следующие конструкции: двери на «открытие», окна на «открытие» и «разбитие»;
- II рубежом - блокируется объём помещений на «проникновение»;
- III рубежом - блокируются отдельные предметы (например, шкафы ТСО).

СОТ

СОТ предназначена для повышения защищенности объекта путем получения видеоинформации, пригодной для решения тактических задач, установленных для зон контроля.

СОТ оборудуются:

- периметральное ограждение объекта;
- главный въезд на объект;
- досмотровая зона для автотранспортных средств;
- запасные въезды на объект;
- отдельные зоны и помещения объектов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			182

СОТ обеспечивает передачу визуальной информации о состоянии охраняемых зон объекта на автоматизированные рабочие места

СОТ интегрирована в общий комплекс технических средств охраны объекта на программном и аппаратном уровне. Данное решение позволяет использовать рабочие места операторов СОТ при наличии соответствующих полномочий и программного обеспечения для доступа ко всем настройкам и режимам работы ИТСО. Разграничение полномочий операторов и настройка прав доступа к разделам комплекса осуществляется под учетной записью администратора.

Интеграция всех систем ИТСО на аппаратном уровне осуществляется на базе единой локально-вычислительной сети (ЛВС).

Интеграция на программном уровне ИТСО осуществляется на базе прикладного программного обеспечения "ИТРИУМ".

Видеоизображения от ТВК СОТ выведены на АРМы:

- начальника смены;
- специалиста по безопасности (диспетчера КИТСО);
- соответствующих постов охраны локальных объектов.

ССОИ

ССОИ предназначена для сбора и обработки информации со всех технических средств обеспечения безопасности, организации взаимодействия систем КИТСО, а также для предоставления пользователям необходимых средств конфигурирования и управления системами КИТСО.

ССОИ ТСО включает:

- объектовые технические средства сбора и первичной обработки информации с сигнализационных систем;
- подсистему (подсистемы) передачи извещений проводного типа;
- технические средства приёма, обработки информации и её представления в виде, удобном для принятия управленческих решений (серверы, АРМ, аппаратные средства, сетевые элементы, программное обеспечение (ПО);
- линии связи и управления.

ССОИ имеет распределённую архитектуру, с расположением:

- видеосерверов, файловых хранилищ СОТ для внутриплощадных объектов - в здании ЦОД/ЦУС основной и ЦОД/ЦУС резервный;
- отдельных серверов интеграции, баз данных, видеосерверов и файловых хранилищ СОТ, предназначенных для обработки данных от средств КСБ, установленных в

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			183

проходных, досмотровых зонах, на периметрах объектов - в аппаратных КПП, помещениях телекоммуникационного оборудования.

АРМы КИТСО (с различным функционалом) предусмотрены:

- в кабинетах сотрудников службы безопасности (диспетчера ПЦН) на каждом рабочем месте;
- у начальника охраны, караула;
- на постах охраны КПП;
- у ответственных лиц объектов без оснащения КПП в кабинете.

Расположения технических средств и устройств, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов приведено в томе 5.7.1.3.6 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.3.6.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										184
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				

9 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ

При эксплуатации объектов обустройства Центрального купола Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения образование отходов определяется процессами, связанными:

- с технологическими процессами очистки и подготовки поступающего газа;
- зачисткой трубопроводов и резервуаров;
- заменой масел и фильтрующих элементов технологического оборудования;
- с техническим обслуживанием и ремонтом основного и вспомогательного оборудования и автотранспортных средств;
- с функционированием очистных сооружений:
- дождевых (ливневых) стоков;
- химически загрязненных сточных вод;
- хозяйственно-бытового стока;
- со складской деятельностью (хранением ГСМ, химреагентов),
- с жизнедеятельностью персонала;
- с хозяйственно-бытовой деятельностью и уборкой территории и помещений производственного, административно-хозяйственного и жилого назначения.

В состав проектируемого комплекса входят следующие объекты:

- Кустовые площадки газоконденсатных скважин №№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 (7 шт.) с фондом скважин;
- Газосборная сеть от кустов скважин;
- Метанолопроводы к кустам скважин;
- Площадка УКПГ-1 с полным комплексом вспомогательных объектов и объектов инженерного обеспечения;
- ПС 35/10 кВ;
- Газопровод от УКПГ-1 до Завода СПГ;
- Конденсатопровод от УКПГ-1 до Завода СПГ;
- Метанолопровод от склада метанола до УКПГ-1;
- Водозабор-1;
- Участок закачки стоков в пласт-1;
- Посадочная площадка.

Согласно проекту разработки предполагается обустройство 7 кустовых площадок газоконденсатных скважин на Центральном куполе. Для каждого куста газоконденсатных скважин от входных сооружений предусматривается метанолопровод.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							186
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Газосборная сеть представляет собой систему трубопроводов, по которой пластовая смесь транспортируется от кустов газоконденсатных скважин до площадки подготовки газа к транспорту на завод СПГ и СГК на ОГТ (УКПГ-1).

В период эксплуатации кустовых площадок, газосборной сети и метанопроводов образование отходов обусловлено проведением работ по поддержанию технического состояния оборудования, регламентной зачисткой трубопроводов и дренажных емкостей (1 раз в 1-2 года).

Для очистки внутрипромысловых газопроводов предусматривается запуск поролоновых и полиуретановых скребков. При проведении регламентных зачисток внутрипромысловых трубопроводов и дренажных емкостей образуются отходы продуктов зачистки, которые классифицируются как *Отходы очистки природного газа от механических примесей*.

Эксплуатация оборудования требует проведения регулярных ТО и ТР. При регламентном техническом обслуживании оборудования будут образовываться отходы в виде:

- замасленной ветоши, которая классифицируются как *Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)*;

- отработанных уплотнителей, которые классифицируются как *Сальниковая набивка асбеста - графитовая промасленная (содержание масла менее 15 %)*;

- отработанные детали и узлы оборудования, сальные и насосные трубы, которые классифицируются как *Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные, Трубы стальные газопроводов отработанные без изоляции, Трубы насосно-компрессорные стальные отработанные, загрязненные нефтью (содержание нефти менее 15%)*.

На кустовых площадках и УКПГ-1 предусмотрена установка АДЭС различной мощности. При техническом обслуживании АДЭС образуются отходы:

- Аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные, с электролитом;
- Фильтры очистки масла электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более);

- Фильтры очистки топлива электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более);

- Фильтры воздушные электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%);

- Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более).

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p>	Лист
										187

Часть газа отбирается на собственные нужды для подачи на БПТГ. Жидкая фаза от сепараторов с давлением 5,5 МПа поступает на установку дегазации конденсата. Поток ВМР направляется в емкость-дегазатор установки регенерации метанола. В составе установки предусматривается емкость аварийного слива и емкость дренажная с полупогружным насосом.

Установка дегазации конденсата с компрессорной газов дегазации

Назначение установки дегазации конденсата – дегазация жидкой фазы (за счет снижения давления) поступившей от пробкоуловителя и сепараторов.

Жидкая фаза от пробкоуловителей, установки сепарации и от установки НТС поступает в трехфазный разделитель. В трехфазном разделителе смесь разделяется на газ, конденсат и водометанольный раствор.

Из разделителя углеводородный конденсат с давлением 5,5 МПа и температурой не выше минус 2°С направляется через теплообменник "газ-конденсат" в конденсатопровод для подачи на завод СПГ. ВМР подается на установку регенерации метанола соответствующей площадки. Газы дегазации направляются в компрессорную газов дегазации и далее во входной сепаратор перед компрессором турбодетандера на установку НТС с ТДА.

Компрессорная газов дегазации предназначена для сжатия газов дегазации, с целью возврата в основной поток газа. Сжатый природный газ подается в сепаратор перед турбодетандером.

Охлаждение газа после компримирования осуществляется в аппаратах воздушного охлаждения. Для компримирования смеси газов предусмотрено две параллельно установленные компрессорные установки.

При регламентном обслуживании компрессорного оборудования образуются отходы отработанного масла, которые классифицируются как *Отходы синтетических масел компрессорных*.

Установка регенерации метанола

Водометанольный раствор подается на установку регенерации метанола для извлечения метанола из ВМР с целью повторного использования.

При зачистке емкостей технологического оборудования при подготовке оборудования к обслуживанию и ремонту ожидается образование шлама, который классифицируются как *Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов*.

Для снабжения азотом технологических установок предусмотрены установка блочной **азотных станций** для получения газообразного азота из атмосферного воздуха. Для снабжения воздухом техническим и воздухом КИП предусмотрена установка блочной **компрессорной воздуха**.

При техническом обслуживании компрессорных установок которых образуются отходы: *Фильтры сепараторные очистки сжатого воздуха компрессорных установок*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			189

отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%), Фильтры воздушные компрессорных установок в полимерном корпусе отработанные, Отходы синтетических масел компрессорных.

Для осушки газа в станциях предусматривается использования цеолита, при замене которого образуются отходы *Цеолит отработанный при осушке воздуха и газов, не загрязненный опасными веществами.*

Снабжение УКПГ-1 тепловой энергией осуществляется от **котельной**, работающей на природном газе.

Регламентное ежегодное обслуживание котлов котельной обуславливает образование отходов:

- *Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более);*
- *Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.*

Резервным топливом для котельных является дизельное топливо, которое хранится в двух резервуарах. При регламентной зачистке резервуаров образуется отход *Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов.*

Водозаборы с комплексом очистки воды.

Источником водоснабжения для хозяйственно-питьевых, производственно-противопожарных нужд УКПГ-1 является Водозабор-1 из гидронамывного карьера песка № 31н в районе куста №1.

В состав сооружений водозабора входят: насосная станция I подъема, водозаборные оголовки и самотечные водоводы, напорные водоводы, БКЭС 10/0,4 кВ.

Для всех объектов комплекса предусматриваются две отдельные системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевая;
- производственно-противопожарная.

Для очистки воды установлена станция КОВ-1 – 1050 м3/сут;

В процессе очистки на станции используются следующие технологии обработки воды:

- коагуляция;
- осветление;
- механическая фильтрация;
- ультрафильтрация;
- обезвоживание шлама;
- обратный осмос;
- кондиционирование обессоленной воды (корректировка солевого состава обессоленной воды для питьевых целей);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			190

- УФ (ультрафиолетовая) стерилизация – обеззараживание.

Фильтрация осуществляется на осветлительных и сорбционных фильтрах с загрузкой сорбентом АС/МС и активированного угля. На осветлительных фильтрах производится периодическая досыпка сорбента АС/МС.

При замене фильтрующей загрузки сорбционных фильтров 1 раз в 1-2 года образуются отходы

- *Антрацит отработанный при водоподготовке.*

- При разупаковке химреагентов (гипохлорида натрия, коагулянта, флокулянта) образуются отходы тары, классифицирующиеся как *Тара полиэтиленовая, загрязненная неорганическими нерастворимыми или малорастворимыми минеральными веществами, Упаковка из бумаги и/или картона, загрязненная оксидами щелочноземельных металлов.*

Обеззараживание воды в установке происходит за счет воздействия на микроорганизмы бактерицидного УФ-излучения, при замене бактерицидных ламп образуются отходы *Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства.*

Для дополнительного сгущения шлама в схеме обезвоживания предусмотрена установка сгущения шлама, представляющий собой тонкослойный отстойник. Сгущенный шлам забирается насосной станцией на установку гомогенизации шлама, откуда насосной станцией подается на блок декантеров. Перед подачей на декантеры сгущенный шлам дополнительно обрабатывается флокулянтном с помощью узла дозирования.

В результате обезвоживания шлама на декантере образуется фугат (осветленная вода) и кек (обезвоженный шлам), классифицирующийся как *Осадок при подготовке питьевой воды обработкой коагулянтном на основе сульфата алюминия и флокулянтном на основе акриламида обезвоженный.*

Фугат направляется в баки шламовых вод и далее насосной станцией подается на вход динамических осветлителей на повторное использование. Обезвоженный шлам (кек) с декантеров собирается в мешки (биг-бэги объемом 1,0 м³) с последующей загрузкой тельфером в автомобиль и вывозом на полигон твердых бытовых отходов.

В составе установки работают два компрессора Atlas Copco (1 рабочий, 1 резервный), при техническом обслуживании которых образуются отходы: *Отходы синтетических масел компрессорных, Фильтры сепараторные очистки сжатого воздуха компрессорных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более), Фильтры кассетные очистки всасываемого воздуха воздушных компрессоров отработанные.*

На площадке УКПГ-1 вода питьевого качества проходит дополнительную подготовку на пурифайерах, установленных в зданиях пожарного депо.

Отходы, образующиеся при эксплуатации пурифайеров классифицируются как:

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>В составе установки работают два компрессора Atlas Copco (1 рабочий, 1 резервный), при техническом обслуживании которых образуются отходы: <i>Отходы синтетических масел компрессорных, Фильтры сепараторные очистки сжатого воздуха компрессорных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более), Фильтры кассетные очистки всасываемого воздуха воздушных компрессоров отработанные.</i></p> <p>На площадке УКПГ-1 вода питьевого качества проходит дополнительную подготовку на пурифайерах, установленных в зданиях пожарного депо.</p> <p>Отходы, образующиеся при эксплуатации пурифайеров классифицируются как:</p>		
										120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
											191

- фильтрующие элементы из полипропилена, отработанные при водоподготовке;
- фильтрующие элементы мембранные на основе полимерных мембран, утратившие потребительские свойства;
- фильтры угольные (картриджи), отработанные при водоподготовке;
- лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства.

Канализационные очистные сооружения

В составе КОС предусматриваются отдельные очистные сооружения хозяйственно-бытовых, производственно-дождевых и химзагрязненных сточных вод с последующим смешением очищенных стоков и подготовкой на закачку в поглощающие горизонты (при получении лицензии) или сбросом в водный объект.

В составе КОС Центрального купола входят следующие сооружения:

- Установки очистки бытовых сточных вод производительностью 20 м³/сут,
- Установки для очистки производственно-дождевых, нефте и химически загрязненных сточных вод, а также сточных вод при пожаротушении производительностью 800 м³/сут, в форсированном режиме - 960 м³/сут.

- Установка очистки бытовых сточных вод КОС-3
- Установка биологической очистки сточных вод типа КОС-1000.

При очистке хозяйственно-бытового стока образуются отходы, которые классифицируются как:

- Мусор с защитных решеток хозяйственно-бытовой и смешанной канализации малоопасный;
- Осадок с песколовков при очистке хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод малоопасный.

При обезвоживании осадка производится его дегельминтизация овицидным препаратом. Для доведения концентрации фосфатов в очищенных стоках до нормативного значения предусматривается реагентная обработка воды с использованием коагулянта.

В процессе эксплуатации очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод производится продукт (материал) «ИЛ АКТИВНЫЙ ИЗБЫТОЧНЫЙ ОБЕЗВОЖЕННЫЙ», соответствующий Техническим условиям и Сертификату соответствия, разработанным Компанией.

Ил активный применяется при рекультивации нарушенных земель, а также в качестве биоудобрения. Технические условия «ИЛ АКТИВНЫЙ ИЗБЫТОЧНЫЙ ОБЕЗВОЖЕННЫЙ» представлены в Приложении 3 тома 120.ЮР.2017-2020-02-ООС7.2.

В случае несоответствия основных техническим и физико-механическим показателям Технических условий продукт (материал) «ИЛ АКТИВНЫЙ ИЗБЫТОЧНЫЙ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			192

ОБЕЗВОЖЕННЫЙ» переводится в категорию отхода «Ил избыточный биологических очистных сооружений хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод» и подлежит термическому обезвреживанию.»

Очистка стоков производится на фильтрах ФОВ-1,0-0,6 с загрузкой сорбентом АС/МС. Технологическим процессом предусмотрена химическая промывка фильтров. В процессе эксплуатации фильтра происходит постепенное истирание загрузки. Для восполнения потерь загрузки на истирание производится досыпка фильтрующего материала в объеме ориентировочно 5-10 % от исходного. Досыпка производится 1 раз в 1-2 года в зависимости от интенсивности эксплуатации фильтра. Полная замена производится 1 раз в 5 лет с образованием отхода *Фильтрующая загрузка на основе алюмосиликата, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)*.

Обеззараживание воды в установке происходит за счет воздействия на микроорганизмы бактерицидного УФ-излучения, при замене бактерицидных ламп образуются отходы *Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства*.

Предусмотрено периодическое обеззараживание очищенной воды гипохлоритом натрия, добавление флокулянта.

Установка очистки производственно-дождевых стоков

Проектируемая схема очистки исходных производственно-дождевых сточных вод до требуемых показателей, предусматривает следующие стадии технологического процесса:

- комплексная механическая очистка;
- подогрев исходных стоков;
- реагентная обработка стоков (коагулянт, флокулянт, щелочи);
- ламинарная седиментация;
- фильтрация на напорных осветлительных фильтрах;
- фильтрация на напорных сорбционных фильтрах;
- УФ-обеззараживание стока;
- обезвоживание осадков.

Функционирование очистных сооружений сопровождается образованием отходов, которые классифицируются как:

- *Всплывшие нефтепродукты из нефтеловушек и аналогичных сооружений;*
- *Осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %.*

Стадия фильтрации осуществляется на шести фильтрах ФОВ-2,0-0,6, загруженных смесью сорбентов АС/МС. Следующей ступенью очистки является фильтрация на сорбционных фильтрах ФСУ-2,0-0,6 (6 шт.) с загрузкой из активного угля марки «Каусорб 212». При замене фильтрующей загрузки (1 раз в 5 лет) образуются отходы:

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							193
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

- *Фильтрующая загрузка на основе алюмосиликата, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)*

- *Уголь активированный отработанный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)*

Обеззараживание воды в установках происходит за счет воздействия на микроорганизмы бактерицидного УФ-излучения, при замене бактерицидных ламп образуются отходы *Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства.*

Образующийся после очистки осадок обрабатывается флокулянтom и обезвоживается.

Обезвоженный осадок (влажностью 70÷80 %) отводится в контейнер с последующим вывозом для обезвреживания на термических установках полигона ТК, С и ПО.

Установка очистки химзагрязненных сточных вод

Установка предназначена для очистки химически загрязненных сточных вод и очистки нефтезагрязненных сточных вод с доведением показателей качества очищенных сточных вод до нормативов качества, позволяющих закачивать сточные воды в глубокие поглощающие горизонты.

Установка предусматривает следующие стадии технологического процесса:

- Усреднение стоков;
- комплексная механическая очистка;
- физико-химическая очистка (флотация);
- фильтрация на напорных сорбционных фильтрах;
- механическая фильтрация на напорных осветлительных фильтрах;
- реагентная обработка стоков
- обезвоживание осадка.

Функционирование очистных сооружений сопровождается образованием отходов, которые классифицируются как:

- *Всплывшие нефтепродукты из нефтеловушек и аналогичных сооружений;*
- *Осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %.*

Стадия фильтрации осуществляется на одиннадцати осветлительных фильтрах, загруженных смесью сорбентов АС/МС. Осуществляется промывка фильтров, при сильном загрязнении осветлительных фильтров предусматривается их химическая очистка. Для очистки используется станция химической очистки.

При замене фильтрующей загрузки (1 раз в 5 лет) образуются отходы:

Фильтрующая загрузка на основе алюмосиликата, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)

Изм. №	подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				194

Установки очистки хозяйственно-бытовых и промышленно-дождевых стоков Центрального купола

Установки очистки бытовых сточных вод и промышленно-дождевых стоков, расположенные на УКПГ-1 предназначены для глубокой очистки бытовых и производственно-дождевых сточных вод с доведением показателей качества очищенных сточных вод до нормативов качества, позволяющих закачивать сточные воды в поглощающие горизонты.

В качестве фильтрующей загрузки очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод применяется кварцевый песок фракцией - 0,7-1,2 мм, при замене которого образуется отход *Фильтрующая загрузка из песка, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)*.

В качестве загрузки осветительных фильтров очистных сооружений производственно-дождевых сточных вод применяется сорбент АС/МС, при замене которого (1 раз в 5 лет) образуется отход *Фильтрующая загрузка на основе алюмосиликата, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)*.

При разупаковке химреагентов, используемых на очистных сооружениях образуются отходы, классифицирующиеся как *Тара полиэтиленовая, загрязненная неорганическими нерастворимыми или малорастворимыми минеральными веществами, Упаковка из бумаги и/или картона, загрязненная оксидами щелочноземельных металлов*.

При техническом обслуживании компрессоров очистных сооружений – замене масел и фильтров образуются отходы, которые классифицируются как *Отходы синтетических масел компрессорных, Фильтры сепараторные очистки сжатого воздуха компрессорных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более), Фильтры кассетные очистки всасываемого воздуха воздушных компрессоров отработанные*.

При проведении окрасочных работ возможно образование отходов:

- *Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%);*
- *Инструменты лакокрасочные (кисти, валики), загрязненные лакокрасочными материалами (в количестве менее 5%);*
- *Обтирочный материал, загрязненный лакокрасочными материалами (в количестве 5% и более).*

Характеристика отходов приведена в таблице 9.1.

Сведения по количеству отходов приведены в томе 120.ЮР.2017-2020-02-ООС7.1.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							195
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 9.1 - Перечень, состав, физико-химические характеристики отходов, образующихся на этапе эксплуатации объектов обустройства Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения

№№	Наименование видов отходов по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности	Место образования отходов (производство, цех, технологический процесс)		Физико-химическая характеристика отходов	
				Производство	Производство	Агрегатное состояние	Агрегатное состояние
1	Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства	4 71 101 01 52 1	1	КОС, ВОС	Замена бактерицидных ламп	изделия из нескольких материалов	стекло - 70 - 95%, также может содержать: ртуть латунь, молибден -, вольфрам, сталь никелированная, медь -, люминофор, кварцевое стекло, мастика, алюминий, припой оловянно-свинцовый (по свинцу)
2	Источники бесперебойного питания утратившие потребительские свойства	4 81 211 02 53 2	2	Объекты месторождения	Замена источников бесперебойного питания	изделия, содержащие жидкость	Кислота серная, материалы полимерные (полипропилен, полистирол, поливинилхлорид, АБС пластик), сталь, может содержать цветные металлы, соединения свинца, текстолит, олово, керамику, резину
3	Аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные, с электролитом	9 20 110 01 53 2	2	ГТЭС, ЭЦ-2, АДЭС, автотранспортный цех	Замена, аккумуляторов оборудования, автотранспорта и спецтехники	изделия, содержащие жидкость	свинец - 70 - 85%, также может содержать: полипропилен, полиэтилен, электролит Прочие окислы свинца 0,5
4	Эмульсия нефтесодержащая при очистке и осушке природного газа и/или газового конденсата	2 12 201 11 31 3	3	Фонд скважин	Зачистка емкостей	прочие дисперсные системы	Метанол, вода, взвешенные вещества
5	Отходы минеральных масел моторных	4 06 110 01 31 3	3	Фонд скважин	Замена масла в АДЭС	жидкое в жидком (эмульсия)	Нефтепродукты – 97,10%; вода – 2,10%; механические примеси (по Fe2O3) – 0,80%
7	Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	4 06 140 01 31 3	3	Кусты скважин	Замена масла в трансформаторах	жидкое в жидком (эмульсия)	Нефтепродукты – 97,00%; вода – 2,40%; механические примеси (по SiO2) – 0,60%
14	Отходы синтетических масел компрессорных	4 13 400 01 31 3	3	Техническое обслуживание компрессоров	Замена масла компрессоров	жидкое в жидком (эмульсия)	нефтепродукты - 90 - 98%, вода - 2 - 10% также может содержать: механические примеси.
15	Тара полиэтиленовая, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более)	4 38 111 01 51 3	3	Хозяйственная деятельность, окрасочные работы	Разупаковка ЛКМ	изделие из одного материала	Полиэтилен <95%, остатки ЛКМ >5%
18	Обтирочный материал, загрязненный лакокрасочными материалами (в количестве 5% и более)	8 92 110 01 60 3	3	Хозяйственная деятельность, окрасочные работы	Протирка рук	изделия из волокон	текстиль - 90 - 95%, ЛКМ > 5%, также может содержать: вода, диоксид кремния
19	Шлам очистки	9 11 200	3	Резервуары	Зачистка	прочие	нефтепродукты - 50 - 75%,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							196
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата		

№№	Наименование видов отходов по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности	Место образования отходов (производство, цех, технологический процесс)		Физико-химическая характеристика отходов	
				Производство	Производство	Агрегатное состояние	Агрегатное состояние
	клеевым слоем	02 29 4		венные подразделения, столовые, ВОС, КОС	вка сырья, материалов, запчастей, продовольственных товаров	твердых веществ	содержать: песок
35	Упаковка из бумаги и/или картона, загрязненная оксидами щелочноземельных металлов	4 05 911 06 60 4	4	КОС	Разупаковка химреактивов	изделия из волокон	Бумага (целлюлоза) - 71,00%; кальций оксид (по кальцию) - 13,00%; магния оксид (по магнию) - 9,00%; бария оксид (по барии) - 7,00%
38	Тара полиэтиленовая, загрязненная неорганическими нерастворимыми или малорастворимыми и минеральными веществами	4 38 112 01 51 4	4	КОС, ВОС	Разупаковка химреактивов	изделие из одного материала	Полиэтилен - 97%; минеральные вещества - 3%
41	Уголь активированный отработанный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	4 42 504 02 20 4	4	КОС	Замена фильтрующей загрузки	твердое	активированный уголь >85%, нефтепродукты <14,99%, вода
44	Фильтрующая загрузка из песка, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	4 43 702 12 20 4	4	Очистные сооружения /б стоков Центрального и Южного куполов	Замена фильтрующей загрузки	твердое	Песок, вода, нефтепродукты < 15%
45	Фильтрующая загрузка на основе алюмосиликата, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	4 43 703 15 29 4	4	ВОС, КОС	Замена фильтрующей загрузки	Прочие формы твердых веществ	алюмосиликат - 85%, нефтепродукты - 10%, механические примеси - 5%
50	Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%)	4 68 112 02 51 4	4	Хозяйственная деятельность, окрасочные работы	Высвобождение тары	изделие из одного материала	Сталь - 95,5; лакокрасочные материалы - 4,5
54	Трубы стальные газопроводов отработанные без изоляции	4 69 521 11 51 4	4	Фонд скважин	Замена труб	изделие из одного материала	Сталь (по Fe) - 98,10%; триоксид железа - 0,30%; нефтепродукты - 1,60%
55	Трубы насосно-компрессорные стальные отработанные, загрязненные нефтью (содержание нефти менее 15%)	4 69 541 21 51 4	4	Фонд скважин	Замена труб	изделие из одного материала	сталь >85,0, нефтепродукты <15,0
65	Антрацит	7 10 212	4	Станция	Замена	прочие	Антрацит - 92%; вода - 5%;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист

198

№№	Наименование видов отходов по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности	Место образования отходов (производство, цех, технологический процесс)		Физико-химическая характеристика отходов	
				Производство	Производство	Агрегатное состояние	Агрегатное состояние
	компрессоров отработанные						целлюлоза - 47,60%; пластизоль - 22,200%; прочие - 5,435%
85	Фильтры воздушные компрессорных установок в полимерном корпусе отработанные	9 18 302 66 52 4	4	Электростанция. Компрессорные установки	Замена воздушных фильтров	изделие из нескольких материалов	целлюлоза , сталь, пластмасса, мехпримеси (диоксид кремния)
86	Фильтры сепараторные очистки сжатого воздуха компрессорных установок отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%)	9 18 302 72 52 4	4	Компрессорное оборудование	Замена масляных фильтров в компрессорного оборудования	изделия из нескольких материалов	Железо – 66,71%; нефтепродукты – 16,19%; марганец – 0,57%; хром – 0,07%; цинк – 0,04%; целлюлоза – 15,22%; вода – 0,69%; песок (диоксид кремния) – 0,51%
87	Фильтры воздушные турбин отработанные	9 18 311 21 52 4	4	Электростанция, газовые турбины SGT-800	Замена фильтров в очистки воздуха	изделие из нескольких материалов	целлюлоза , сталь, пластмасса, мехпримеси (диоксид кремния)
88	фильтры воздушные электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%)	9 18 611 02 52 4	4	АДЭС	Замена фильтров в очистки воздуха	изделие из нескольких материалов	металл черный - 20 - 30%, полимеры - 10 - 25%, нефтепродукты < 15%, также может содержать: бумагу, песок.
99	Шламы буровые от капитального ремонта скважин при добыче сырой нефти, природного газа и газового конденсата в смеси практически неопасные	2 91 261 77 39 5	5	Фонд скважин	Буровые работы	прочие дисперсные системы	Буровой раствор, взвешенные вещества
110	Цеолит отработанный при осушке воздуха и газов, не загрязненный опасными веществами	4 42 101 01 49 5	5	Осушка газа	Замена цеолита	прочие сыпучие материалы	Цеолит, влага

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
								200

10 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО	Аппарат воздушного охлаждения
АДЭС	Автоматизированная дизельная электростанция
АПФД	Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БПТГ	Блок подготовки топливного газа
БУФ	Блок управления факелом
ВД	Высокое давление
ВМР	Водометанольный раствор
ГГУ	Горизонтальное горелочное устройство
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ГСС	Газосборная сеть
ДКС	Дожимная компрессорная станция
Завод СПГ и СГК на ОГТ	Завод по производству, хранению, отгрузке сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата на основаниях гравитационного типа
ЗИП	Запасные части и принадлежности
ИУС	Информационно-управляющая система
КГО	Крупногабаритные отходы
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КИТСО	Комплекс инженерно-технических средств охраны
КОВ	Комплекс очистки воды
КОС	Комплекс очистных сооружений
КПП	Контрольно-пропускной пункт
НД	Низкое давление
НК	Нестабильный конденсат
НТС	Низкотемпературная сепарация
НСД	Несанкционированный доступ
ООС	Объектовая охранная сигнализация
ОТИ	Объект транспортной инфраструктуры
ПБиОТ	Твердые бытовые и промышленные отходы
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ПДУ	Предельно-допустимый уровень
ПК	Предохранительный клапан
ПО	Программное обеспечение

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		201

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата	

11 ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 3.1 – Блок-схема УКПГ-1.....	20
Рисунок 4.1 – Варианты крепления трубопроводов	43
Рисунок 4.2 – Схема П-образного компенсатора	44
Рисунок 4.3 – Конструкция оленьего перехода	50
Рисунок 4.4 – Кривая гидратообразования пластовой смеси	54
Рисунок 4.5 – Принципиальная схема пункта переключающей арматуры	57
Рисунок 4.6 – Принципиальная схема пробкоуловителя №1	60
Рисунок 4.7 – Принципиальная схема установки сепарации.....	65
Рисунок 4.8 – Принципиальная схема УНТС	69
Рисунок 4.9 – Принципиальная схема установки дегазации конденсата.....	74
Рисунок 4.10 – Принципиальная схема компрессорной газов дегазации	76
Рисунок 4.11 – Принципиальная схема установки регенерации метанола.....	83
Рисунок 4.12 – Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной	87
Рисунок 4.13 – Принципиальная схема факельного хозяйства	94
Рисунок 4.14 – Принципиальная схема блока подготовки топливного газа.....	99
Рисунок 4.15 – Принципиальная схема компрессорной воздуха с ресиверами	102
Рисунок 4.16 - Принципиальная схема компрессорной воздуха	103
Рисунок 4.17 – Принципиальная схема азотной мембранной установки.....	105

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			203

12 ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3.1 – Сводный материальный баланс	21
Таблица 3.2 – Материальный баланс ПУ	21
Таблица 3.3 – Материальный баланс установки сепарации	22
Таблица 3.4 – Материальный баланс 3s сепарации.....	22
Таблица 3.5 – Материальный баланс УДК	22
Таблица 3.6 – Материальный баланс установки низкотемпературной сепарации	23
Таблица 3.7 – Параметры воздуха КИП	24
Таблица 3.8 – Параметры азота	24
Таблица 3.9 – Свойства метанола (ГОСТ 2222-95)	25
Таблица 3.10 - Характеристика синтетических цеолитов	26
Таблица 3.11 – Расходные показатели установок УКПГ-1	27
Таблица 3.12 – Расходные показатели вспомогательных ресурсов на технологических установках на период полного развития	28
Таблица 4.1 – Распределение скважин по кустам	29
Таблица 4.2 – Диаметры трубопроводов ГСС.....	38
Таблица 4.3 – Характеристика основных труб	40
Таблица 4.4 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб	40
Таблица 4.5 – Данные по толщине теплоизоляции для газопроводов-шлейфов	42
Таблица 4.6 – Результаты расчетов компенсаторов	45
Таблица 4.7 – Шаг расстановки компенсаторов для различных вариантов конструкции	46
Таблица 4.8 – Результаты расчетов компенсаторов на метанолопроводе.....	46
Таблица 4.9 – Погонная нагрузка.....	47
Таблица 4.10 – Шаг расстановки опор.....	47
Таблица 4.11 – Количество необходимого метанола и концентрация	54
Таблица 4.12 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел ВД	91
Таблица 4.13 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел НД.	93
Таблица 4.14 – Расход топливного газа	97
Таблица 4.15 – Количество АДЭС и запас дизельного топлива	106

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Таблица 4.8 – Результаты расчетов компенсаторов на метанолепроводах..... 40					
			Таблица 4.9 – Погонная нагрузка..... 47					
			Таблица 4.10 – Шаг расстановки опор..... 47					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Таблица 4.11 – Количество необходимого метанола и концентрация 54					
			Таблица 4.12 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел ВД 91					
			Таблица 4.13 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел НД 93					
			Таблица 4.14 – Расход топливного газа 97					
			Таблица 4.15 – Количество АДЭС и запас дизельного топлива 106					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата			204

Таблица 4.16 – Запас дизельного топлива для нужд котельной.....	207
Таблица 4.17 – Объем лабораторного контроля в составе ТХ установок УКПГ-1	106
Таблица 4.18 – Категории взрывоопасности технологических блоков	110
Таблица 4.19 – Общие характеристики КС.....	120
Таблица 4.20 – Перечень разрабатываемого оборудования	122
Таблица 4.21 – Категории, группы или классы трубопроводов.....	123
Таблица 4.22 – Результаты расчетов толщины стенки труб	128
Таблица 5.1 – Профессионально квалификационный состав Центрального купола Салмановского НГКМ.....	134
Таблица 6.1 – Класс опасности веществ по характеру воздействия на организм человека	150
Таблица 6.2 – Перечень СИЗ основного производственного персонала	155
Таблица 6.3 – Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности.....	158
Таблица 9.1 - Перечень, состав, физико-химические характеристики отходов, образующихся на этапе эксплуатации объектов обустройства Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения	175
Таблица 9.1 - Перечень, состав, физико-химические характеристики отходов, образующихся на этапе эксплуатации объектов обустройства Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения	196

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			205

13 ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОЧНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Технические решения данной проектной документации соответствуют требованиям противопожарных, экологических, санитарно-гигиенических норм, действующих на территории Российской Федерации, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектом.

Проектная документация выполнена в соответствии со следующими документами:

116-ФЗ от 21.07.1997 Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

123-ФЗ от 22.07.2008 (ред. от 23.06.2014) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» от 25 марта 2014 г. Приказ №116;

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования;

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов;

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

ГОСТ 15846-2002 Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение;

ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;

ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах

ГОСТ 30852.10-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь "i"

ГОСТ 30852.1-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"

Взам. инв. №		Подп. и дата		ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам; ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах ГОСТ 30852.10-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь "i" ГОСТ 30852.1-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"						Лист
				Инв. № подл.		120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.			Подп	Дата			

ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;

ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия;

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;

ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;

ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;

ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования;

ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения»;

ГОСТ 2222-95 «Метанол технический. Технические условия»;

ГОСТ 22269-76 Система «Человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;

ГОСТ 2991-85 Ящики дощатые неразборные для грузов массой до 500 кг. Общие технические условия;

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;

ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			207

ГОСТ 17433-80 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности;
 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;
 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ Р 56001-2014 Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия;

ГОСТ IEC 60079-10-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды;

ГОСТ Р МЭК 61508 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Комплекс стандартов;

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ОСТ 26.260.18-2004 «Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности»;

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»;

Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления, приказ Ростехнадзора от 15.11.2013 № 542 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»;

Постановление Правительства РФ от 31.10.2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»;

Постановление Правительства РФ от 26.12.2014 №1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений"»;

ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями;

Правила устройства электроустановок (изд. 7) ПУЭ;

Постановление «О мерах по устранению нарушений порядка перевозки, хранения и применения метанола»;

РМГ 63-2003 Государственная система обеспечения единства измерения. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			208

Взам. инв. №		СП 70.13330.2012 Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01-87;							
		СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003;							
Подп. и дата		СП 7.13130.2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требование пожарной безопасности;							
		ВНТП 01/87/04-84 Ведомственные нормы технологического проектирования. Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств;							
Инв. № подл.								120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
									209
		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		

Технический Регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011) от 04.12.2012 № 248;

Технический Регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013) от 02.07.2013 № 41;

Технический Регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) от 16.08.2011 № 768;

Технический Регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) от 9.12.2011 № 879;

Технический Регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011) от 04.12.2012 № 250;

ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;

СП 75.13330.2011 (СНиП 3.05.05-84) Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;

СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ №101 от 12.03.2013);

Руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", Ростехнадзор (приказ № 784 от 27.12.2012);

Руководство по безопасности факельных систем (приказ № 779 от 26.12.2012);

ПУЭ.7-е издание, Москва, ЗАО "Энергосервис", 2003;

СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;

ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;

ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия;

СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения" (приказ № 533 от 12.11.2013);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										210
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				

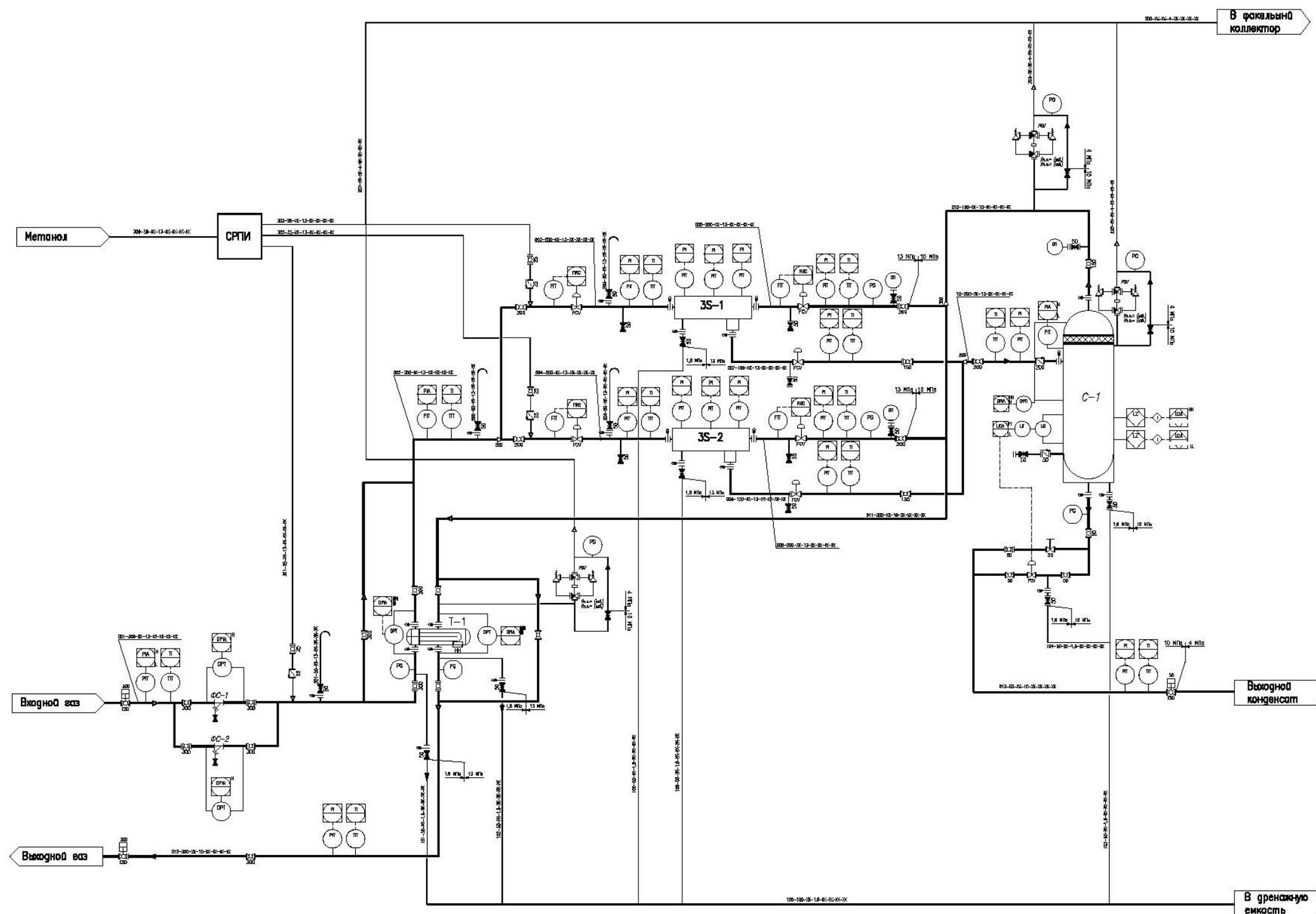
Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" (приказ № 542 от 15.11.2013);

ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов, Госгортехнадзор России.

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 "О составе разделов проектной документации и требования к ее содержанию"

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ			211



Условные обозначения приборов КИПА

- ИТ Датчик давления
- ИТ Датчик температуры
- ИТ Расходомер
- ИТ Датчик перепада давления
- ЛТ Уровнемер
- ЛТ Сигнализатор уровня
- ИТ Место отбора проб

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

Лист
212

Приложение Б (обязательное). Расчет радиуса ограждения факела высокого давления

Расчет теплового воздействия от факельной установки

Участок: Факельная система высокого давления УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ-3
Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения

Методика: Руководство по безопасности факельных систем

Исходные данные:

- | | |
|--|---|
| <p>1. Количество сбрасываемого газа, кг/час:
$G := 380000$</p> <p>2. Показатель адиабаты газа:
$k := 1.3$</p> <p>3. Средняя молекулярная масса газа:
$M := 18.6$</p> <p>4. Температура сбрасываемого газа, К:
$T_g := 159$</p> <p>5. Теплотворная способность газа, ккал/кг:
$q := 11400$</p> <p>6. Плотность газа, кг/м³:
$\rho := 0.83$</p> | <p>7. Диаметр факельного ствола, м:
$D := 0.9$</p> <p>8. Высота факела, м:
$H := 65$</p> <p>9. Прямая солнечная радиация, кВт/м²:
$q_c := 1.056$</p> <p>10. Максимальная скорость ветра, м/сек:
$W_T := 5.0$</p> <p>11. Предельно-допустимая плотность теплового потока, кВт/м²:
$q_{п.д.} := 4.2$</p> <p>12. Высота защищаемого объекта, м:
$h := 1.8$</p> |
|--|---|

Значения предельно-допустимой плотности теплового потока, кВт/м² (ГОСТ Р 12.2.047-12):

- | | |
|---|--------------|
| - у основания ствола факела | - 9,4 |
| - при условии эвакуации персонала в течение 30 сек | - 4,8 |
| - при условии безопасного прибывания персонала в брезентовой одежде | - 4,2 |
| - на ограждении при условии эвакуации персонала в течение 3-х минут | - 2,8 |
| - неограниченное пребывание персонала | - 1,4 |

Расчет:

1. Скорость истечения сбрасываемого газа, м/сек:

$$W_r := \frac{G}{\rho \cdot 3600 \cdot 0.785 \cdot D^2} \quad W_r = 200.008$$

2. Скорость звука в сбрасываемом газе, м/сек:

$$W_{3B} := 91.5 \cdot \sqrt{k \cdot \frac{T}{M}} \quad W_{3B} = 305.025$$

3. Число Маха в сбрасываемом газе:

$$Ma := \frac{W_r}{W_{3B}} \quad Ma = 0.656$$


Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата		Лист
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	213

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							214
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

**Приложение В (обязательное). теплогидравлический расчет газосборных
коллекторов-шлейфов от кустов скважин до УКПГ-1**

Куст	Дебит газа млн.ст.м³/ сут	PN на выходе из куста, МПа абс.	Т на выходе из куста, °С	DN шлейфа от куста, мм	PN на входе в кол-р, МПа абс	DN коллекто ра, мм	W на входе в кол-р, м/с	DN кол-ра, мм	W на входе в кол-р, м/с	PN на вх, УКПГ, МПа абс	Т на вх, УКПГ, °С
2024											
1	9,9	10,9	22,9	500	-	-	4,51	-	-	10,9	22,26
2	6,6	12,1	20,7	500	-	-	2,75	-	-	11,7	17,28
3	9,3	11,2	19,9	500	-	-	4,06	-	-	11,1	18,71
4	7,1	12,5	24,8	500	11,7	500	3,01	-	-	11,7	21,77
6	-	-	-	400							
5	7,3	12,1	22,6	350	11,5	400	6,25	500	3,76	11,2	16,89
7	1,5	12,1	11,0	250							
2026											
1	10,3	10,8	26,5	500	-	-	4,82	-	-	10,8	25,91
2	6,8	11,2	24,4	500	-	-	3,07	-	-	11,1	20,79
3	9,2	11,0	23,3	500	-	-	4,06	-	-	10,9	22,03
4	7,1	11,4	27,1	500	10,9	500	3,01	-	-	10,9	22,36
6	4,8	11,1	23,7	400							
5	6,7	11,3	24,5	350	11,1	400	6,05	500	3,63	10,8	18,14
7	1,4	11,4	11,4	250							
2027											
1	9,9	10,9	24,3	500	-	-	4,55	-	-	10,9	23,69
2	6,6	11,1	21,9	500	-	-	2,92	-	-	10,9	18,29
3	8,6	10,8	20,5	500	-	-	3,8	-	-	10,7	19,27
4	6,7	11,3	24,1	500	11,1	500	4,95	-	-	11,0	19,8
6	4,5	11,2	22,0	400							
5	6,2	11,2	21,9	350	11,1	400	5,61	500	3,36	10,8	15,69
7	1,3	11,4	9,8	250							
2028											
1	10,1	9,2	24,2	500	-	-	5,60	-	-	9,2	23,57
2	6,7	10,0	22,3	500	-	-	3,35	-	-	9,9	18,65
3	8,9	9,2	20,8	500	-	-	4,84	-	-	9,1	19,58
4	6,7	10,4	23,9	500	9,4	500	6,07	-	-	9,3	19,74
6	4,6	9,6	22,1	400							
5	6,4	9,8	22,0	350	9,7	400	6,97	500	4,21	9,3	16,2
7	1,7	10,2	12,4	250							
20230											
1	10,5	9,1	25,1	500	-	-	5,97	-	-	9,0	24,51
2	6,7	9,4	22,7	500	-	-	3,64	-	-	9,2	19,1
3	8,7	9,1	21,7	500	-	-	4,86	-	-	9,0	20,45
4	6,8	9,3	23,5	500	9,2	500	6,24	-	-	9,1	19,74
6	4,6	9,5	22,7	400							
5	6,1	9,8	22,5	350	9,4	400	6,89	500	4,17	8,9	16,6
7	1,5	9,7	10,6	250							
20233											
1	10,6	6,6	24,7	500	-	-	8,57	-	-	6,5	24,09
2	6,7	6,9	22,2	500	-	-	5,12	-	-	6,7	18,71
3	8,7	6,6	20,8	500	-	-	6,96	-	-	6,4	19,52
4	6,8	6,4	23,7	500	6,2	500	9,73	-	-	6,1	19,73
6	4,7	6,9	22,0	400							
5	6,0	7,0	22,7	350	7,1	400	9,58	500	5,91	6,6	16,71
7	1,7	7,6	13,7	250							
20235											
1	10,8	6,2	26,5	500	-	-	9,49	-	-	6,1	25,88
2	6,4	6,3	22,3	500	-	-	5,46	-	-	6,1	18,61
3	8,7	6,2	21,3	500	-	-	7,44	-	-	6,0	20,06
4	6,8	6,3	23,9	500	6,2	500	9,86	-	-	6,0	20,27
6	4,5	6,5	23,1	400							

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

8	1	Зам.	П74-24		21.06.24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ

8.1

218											
Куст	Дебит газа млн.ст.м³/ сут	PN на выходе из куста, МПа абс.	Т на выходе из куста, °C	DN шлейфа от куста, мм	PN на входе в кол-р, МПа абс	DN коллекто ра, мм	W на входе в кол-р, м/с	DN кол-ра, мм	W на входе в кол-р, м/с	PN на вх, УКПГ, МПа абс	Т на вх, УКПГ, °C
5	6,1	6,9	22,0	350	6,6	400	10,39	500	6,44	6,1	15,92
7	1,6	7,0	13,9	250							
2038											
1	9,7	4,2	26,4	500	-	-	13,08	-	-	4,0	25,82
2	6,8	4,7	23,7	500	-	-	8,03	-	-	4,4	20,14
3	9,0	4,3	21,7	500	-	-	11,58	-	-	4,0	20,45
4	6,5	4,6	24,1	500	4,3	500	14,61	-	-	4,1	20,44
6	4,8	4,8	23,4	400							
5	5,9	5,4	21,2	350	4,9	400	14,87	500	9,73	4,2	15,84
7	2,0	5,9	17,8	250							

Ив. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч
Лист	№ док.
Подп.	Дата

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24		216
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приложение Г (обязательное). расчет радиуса ограждения факела низкого давления

Расчет теплового воздействия от факельной установки

Участок: Факел НД Салмановского НГКМ
Факел: 660-F-001
Методика: Руководство по безопасности факельных систем

Исходные данные:

- | | |
|--|---|
| <p>1. Количество сбрасываемого газа, кг/час:
 $G := 857$</p> <p>2. Показатель адиабаты газа:
 $k := 1.12$</p> <p>3. Средняя молекулярная масса газа:
 $M := 70$</p> <p>4. Температура сбрасываемого газа, К:
 $T := 358$</p> <p>5. Теплотворная способность газа, ккал/кг:
 $q := 4700$</p> <p>6. Плотность газа, кг/м³:
 $\rho := 3.13$</p> | <p>7. Диаметр факельного ствола, м:
 $D := 0.2$</p> <p>8. Высота факела, м:
 $H := 20$</p> <p>9. Прямая солнечная радиация, кВт/м²:
 $q_c := 1.056$</p> <p>10. Максимальная скорость ветра, м/сек:
 $W_T := 5.0$</p> <p>11. Предельно-допустимая плотность теплового потока, кВт/м²:
 $q_{п.д.} := 1.4$</p> <p>12. Высота защищаемого объекта, м:
 $h := 1.8$</p> |
|--|---|

Значения предельно-допустимой плотности теплового потока, кВт/м² (п.11):

- | | |
|---|--------------|
| - у основания ствола факела | - 9,4 |
| - при условии эвакуации персонала в течение 30 сек | - 4,8 |
| - при условии безопасного прибытия персонала в брезентовой одежде | - 4,2 |
| - на ограждении при условии эвакуации персонала в течение 3-х минут | - 2,8 |
| - неограниченное пребывание персонала | - 1,4 |

Расчет:

1. Скорость истечения сбрасываемого газа, м/сек:

$$W_r := \frac{G}{\rho \cdot 3600 \cdot 0.785 \cdot D^2} \quad W_r = 2.422$$

2. Скорость звука в сбрасываемом газе, м/сек:

$$W_{зв} := 91.5 \cdot \sqrt{k \cdot \frac{T}{M}} \quad W_{зв} = 218.989$$

3. Число Маха в сбрасываемом газе:

$$Ma := \frac{W_r}{W_{зв}} \quad Ma = 0.011$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="width: 40%;"> <p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ</p> </div> <div style="width: 50%; text-align: right;"> <p>Лист</p> <p>217</p> </div> </div>					
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4. Скорость ветра на уровне центра пламени, м/сек:

При $\text{Max} < 0,2$ рекомендуется принимать $Z=5D$

При $\text{Max} \geq 0,2$ определяют Z по следующим соотношениям, исходя из:

H/D	20	30	35	40	60	80	100	$\frac{H}{D} = 100$
Z/D	32	37	39	40	44	47	48	

$Z := \text{if}(\text{Max} < 0.2, 5 \cdot D, 48 \cdot D)$ [см. Приложение 6, ПБ-03-591-03]

$Z = 1$

$W_B := \text{if}[(H + Z) < 60, W_T \cdot [0.9 + 0.01 \cdot (H + Z)], W_T \cdot [1.34 + 0.002 \cdot (H + Z)]]$

$W_B = 5.55$

5. Угол отклонения пламени и его тригонометрические функции:

$$\alpha := \text{atan}\left(\frac{W_B}{W_T}\right) \quad \alpha = 1.159$$

6. Количество тепла, выделяемое пламенем, кВт:

$$Q := 1.16 \cdot G \cdot \frac{q}{1000} \quad Q = 4672.364$$

7. Коэффициент излучения пламени:

$$\varepsilon := 0.048 \cdot \sqrt{M} \quad \varepsilon = 0.402$$

8. Предельно-допустимая плотность от пламени, кВт/м²:

$$q_{\text{п.д.п.}} := q_{\text{п.д.}} - q_{\text{с}} \quad q_{\text{п.д.п.}} = 0.344$$

9. Минимальное расстояние от ствола факела до ограждения при ветровой нагрузке, м:

$$X_{\text{min.в.}} := \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot Q}{4 \cdot \pi \cdot q_{\text{п.д.п.}}} - (H - h + Z \cdot \cos(\alpha))^2} + Z \cdot \sin(\alpha) \quad X_{\text{min.в.}} = 10.303$$

10. Минимальное расстояние от ствола факела до ограждения без ветровой нагрузки (штиль), м:

$$X_{\text{min.шт.}} := \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot Q}{4 \cdot \pi \cdot q_{\text{п.д.п.}}} - (H - h + Z)^2} \quad X_{\text{min.шт.}} = 8.089$$

Таким образом, минимальное расстояние от ствола факела до ограждения принимаем, м:

$$X_{\text{min}} := \text{round}(\text{if}(\text{Max} < 0.2, X_{\text{min.в.}}, X_{\text{min.шт.}})) \quad X_{\text{min}} = 10$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										218
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ				

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (стра- ниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме- ненных	замене- нных	новых	аннули- рован- ных				

[illegible]

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.1.1.ТЧ_10D Формат А4

АРКТИК СПГ 2

Общество с ограниченной ответственностью

Адрес (место нахождения): ул. Юбилейная д. 5,
этаж 2, офис 162'
г. Новый Уренгой, Ямало-Ненецкий автономный округ,
Российская Федерация, 629305

Почтовый адрес: ул. Академика Пилюгина, 22
г. Москва, Российская Федерация, 117393
Тел. +7 (495) 720 50 53
E-mail: arcticspg@arcticspg.ru

ПАО «НОВАТЭК»
Директору департамента
СПГ-проектов
Жан-Марку Ишбия

19.09.2017 № 1016-01

На _____

О примесях в сырьевых потоках

Уважаемый Жан-Марк!

Направляем Вам информацию, полученную в ответ на наш запрос от ООО «НОВАТЭК Научно-технический Центр», по примесям в сырьевых потоках Салмановского (Утреннего) НГКМ.

Приложение: Входящее письмо №1230-01 от 12.09.2017г. на 3 листах.

С уважением,

Генеральный директор



А.А. Матвеевский



НОВАТЭК

Научно-технический центр

Общество с ограниченной ответственностью «НОВАТЭК Научно-технический центр»
625026, Российская Федерация, Тюменская область, г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, 53.
тел.: +7(3452) 680-300, факс: +7(3452) 680-333, e-mail: ntc@novatek.ru
ИНН: 7204151850, КПП: 720301001

Генеральному директору
ООО «АРКТИК СПГ 2»
А. А. Матвеевскому

12.09.2017 № 1644-21/1

О примесях в сырьевых потоках

Уважаемый Александр Анатольевич!

В ответ на письмо № 0960-01 от 08.09.2017 г. о примесях в сырьевых потоках Салмановского (Утреннего) НГКМ на входе в завод СПГ с целью технологического проектирования Завода СПГ и SGK на ОГТ, направляю Вам исходные данные по серосодержащим соединениям и потенциальное содержания примесей в сырьевом газе по данным экспериментальных исследований проб Салмановского (Утреннего) НГКМ (таблица 1). Исходные данные по сырьевому конденсату на данный период отсутствуют. В приложении к письму описана подробная информация по запрашиваемым исходным данным.

Приложение: Исходная информация по сырьевому газу и конденсату для технологического проектирования Завода СПГ и SGK на ОГТ

С уважением,

Заместитель генерального
директора по разработке
(Доверенность 30-Т от 18.07.2017г.)

А.В. Языков

ООО «АРКТИК СПГ 2»	
Вх. №	1230-01
Дата	12.09.2017
Кол-во листов	

Приложение к письму № 1644-21/1 от 12.09. 2017г.

Исходная информация по сырьевому газу и конденсату для технологического проектирования Завода СПГ и SGK на ОГТ

1. **Серосодержащие соединения в сырьевом газе.** Исследования серосодержащих соединений проводились в пробах газа сепарации и пробах устьевого газа, отобранных на скважинах 258, 270, 281, 283, 288, 289, 295, 304, 306 Салмановского (Утреннего) НГКМ в период 2014-2017гг. Для определения в газе серосодержащих соединений, пробы, отобранные в пробоотборники с инертным покрытием, в лаборатории ООО «НИИ ПНГ» (ООО «НИИГАЗПЕРЕРАБОТКА») проанализированы на стационарном газовом хроматографе Perkin Elmer Clarus 500 с пламенно-фотометрическим детектированием согласно ГОСТ Р 53367-2009. Указанный стандарт устанавливает хроматографический метод определения серосодержащих соединений: сероводород, метилмеркаптан, этилмеркаптан, пропилмеркаптан, изопропилмеркаптан, втор-бутилмеркаптан, трет-бутилмеркаптан, бутилмеркаптан карбонилсульфид.

Согласно лабораторным отчетам ООО «НИИ ПНГ», содержание указанных компонентов в пробах газа сепарации и устьевого газа составляет менее 1 мг/м³. Следует отметить, что при хроматографическом определении серосодержащих компонентов на хроматограммах не зафиксировано ни одного пика, отвечающего данным соединениям.

2. **Ароматические компоненты (бензол, толуол, этилбензол и ксилол (ВТЕХ)) в сырьевом конденсате.** Определение содержания ароматических компонентов в сырьевом конденсате Салмановского (Утреннего) НГКМ не проводилось по причине отсутствия запроса на эти исследования со стороны проектирующей организации в 2014 г. В настоящий момент проводятся дополнительные исследования проб Салмановского (Утреннего) НГКМ по определению ароматических компонентов в сырьевом конденсате и в составе пластовых газов с последующим моделированием их содержания в совокупно добываемом флюиде (СДФ). Исследования начаты 17.08.2017 г. и продлятся до конца ноября 2017 г.

Солесодержащие соединения в сырьевом конденсате. Массовая концентрация хлористых солей в стабильном конденсате Салмановского (Утреннего) НГКМ (по ГОСТ 21534) не определялась по причине отсутствия исходного запроса на эти виды исследований со стороны проектирующей организации. Сообщаю о возможности проведения указанных исследований на пробах стабильного конденсата, оставленных на хранение практически по всем ранее исследованным объектам. При необходимости определения какого-либо другого типа солей в сырьевом конденсате, прошу сообщить дополнительно для рассмотрения возможности проведения специальных исследований.

Серосодержащие соединения в сырьевом конденсате. Определение серосодержащих соединений в сырьевом конденсате Салмановского (Утреннего) НГКМ не проводилось по причине отсутствия запроса на эти исследования со стороны проектирующей организации в 2014 г. Провести дополнительные исследования по определению содержания соединений серы в сырьевом конденсате не представляется возможным по причине отсутствия в лаборатории проб сырьевого конденсата, отобранных по специальным требованиям. По

данным рентгенофлуоресцентного метода (ГОСТ Р 51947-2002) содержание общей серы в стабильных конденсатах составляет менее 0,015 % масс.

Таблица 1. Потенциальное содержания примесей в сырьевом газе

Примесь	Ед. изм.	Максимальное значение по данным Департамента СПГ Проектов	Сырьевой газ	
			Юг + Центр	Север
Углекислый газ	мол. %	I	макс.0.44*	
Азот	мол. %	Среднее -	0.77*	
		Максимальное -	1.22*	
Ртуть	нг/нм ³	1000	макс.32.6*	
Сероводород	мг/нм ³	4.0	менее 1.0*	
Меркаптаны (в пересчете на серу)	мг/нм ³	2.0	менее 1.0*	
Общее содержание серы	мг/нм ³	25	менее 1.0*	
Водород	мг/нм ³	0.1	12*	
Гелий	мг/нм ³	17.9	25.3*	
Кислород	мг/нм ³	14.3	не опр.*	
Метанол	г/нм ³	Среднее -0.534		
		Пиковое-0.832		
Вода	Лето	г/нм ³		
	Зима			
	Пиковое значение			

* значение, принятое по экспериментальным исследованиям проб Салмановского (Утреннего) НГКМ.