

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 3 "Северный купол"

Книга 1 "Объекты производственного назначения. Текстовая часть"

**120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1
2020-P-NG-PDO-05.07.03.01.00-00
Том 5.7.3.1**

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 3 "Северный купол"

Книга 1 "Объекты производственного назначения. Текстовая часть"

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1
2020-P-NG-PDO-05.07.03.01.00-00

Том 5.7.3.1

Главный инженер

Главный инженер проекта



В.А. Чуркин

С.Г. Вишняков

Изм.	Недок.	Подп.	Дата
8	П74-24		21.06.24

2024

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

Содержание

Содержание	3
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.....	7
3 Краткая характеристика проектируемых объектов.....	18
3.1 Назначение и мощность проектируемых объектов.....	18
3.2 Блок-схема УППГ-3.....	18
3.3 Материальный баланс установок УППГ-3.....	20
3.4 Характеристика сырья, товарной продукции и вспомогательных веществ.....	21
3.4.1 Сырье.....	21
3.4.2 Товарная продукция.....	21
3.4.3 Вспомогательные вещества.....	22
3.5 Потребность в основных видах ресурсов.....	25
4 Обоснование технологических решений.....	27
4.1 Кусты газоконденсатных скважин.....	27
4.1.1 Кусты газоконденсатных скважин.....	27
4.1.2 Кусты скважин. Монтажные решения.....	31
4.2 Газосборная сеть.....	33
4.3 Решения по предотвращению гидратообразования.....	51
4.4 Установка предварительной подготовки газа (УППГ-3).....	54
4.4.1 Пункт переключательной арматуры. Пробкоуловитель.....	54
4.4.2 Установка сепарации газа.....	61
4.4.3 Установка дегазации конденсата.....	64
4.4.4 Установка регенерации метанола.....	67
4.4.5 Расходные резервуары метанола.....	72
4.4.6 Насосная метанола.....	76
4.4.7 Факельное хозяйство.....	78
4.4.8 Установки вспомогательного технологического назначения.....	84
4.4.9 Сети технологические.....	88
4.5 Склад ГСМ.....	88
4.5.1 Резервуарный парк дизтоплива.....	89

Согласовано		

Взам. инв. №	

Подп. и дата	

Инв. № подл.	

8	-	Зам.	П74-24		21.06.24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Чернова				21.06.24
Проверил	Ктиторов				21.06.24
Зав. гр	Ктиторов				21.06.24
Н.контр.	Якимин				21.06.24
Гл. спец.	Якимин				21.06.24

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	208
ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"		

7	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	169
7.1	Состав проектируемого комплекса инженерно-технических средств охраны.....	169
7.2	Решения по комплексу инженерно-технических средств охраны	172
8	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований по обеспечению транспортной безопасности	177
8.1	Описание объекта транспортной инфраструктуры.....	177
8.2	Мероприятия по обеспечению транспортной безопасности объекта транспортной инфраструктуры	177
9	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению.....	178
10	Обозначения и сокращения	191
11	Перечень иллюстраций	193
12	Перечень таблиц	194
13	Перечень ссылочных и нормативных документов	196
	Приложение А.....	201
	Приложение Б (обязательное). Расчет радиуса ограждения факела высокого давления ...	203
	Приложение В (обязательное). Теплогидравлический расчет газосборных коллекторов-шлейфов от кустов скважин до УППГ-3	205
	Приложение Г (обязательное). Расчет радиуса ограждения факела низкого давления	206
	Таблица регистрации изменений.....	208

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.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 Северного купола Салмановского НГКМ составляет 12,5 млн. ст. м³/сут. К обустройству намечено 32 31 эксплуатационная скважина, размещенные на 5 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 УППГ-3 предусмотрены установки подготовки газа и конденсата, хранения ингибитора, системы транспорта подготовленного газа и конденсата. Трубопроводы транспорта до Завода СПГ прокладываются подземно.

8.1

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

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Исходные данные для проектирования

Проектная документация по обустройству Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения разработаны на основании технического задания и технических требований, утвержденных руководством Компании ООО "Арктик СПГ 2" от 07.05.2018 г.

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» выполненного 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" №1 016-01 от 19.09.2017 О примесях в сырьевых потоках.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									5	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	

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;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>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.</p> <p>Салмановское (Утреннее) месторождение имеет следующие характеристики:</p> <p>- начальные геологические запасы сухого газа – 1582 млрд. м³, в том числе по категории С1 – 681 млрд. м³, по категории С2 – 901 млрд. м³;</p>						Лист
									6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			

- начальные запасы конденсата – 76,2 млн. тонн, в том числе извлекаемые запасы – 59,3 млн. тонн.

2.2 Основные положения проекта разработки

Основные технические решения по обустройству Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения разработаны на основании технического задания 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 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.




Учитывая решение о необходимости приема ВМР от Завода СПГ принято решение об опережающем вводе в работу УРМ в составе УППГ-3.

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>выходит на территорию участка лицензии ШКМ 15201 НР. Ближайшим разрабатываемым месторождением углеводородного сырья является Южно-Тамбейское НГКМ.</p> <p>Промышленная нефтегазоносность установлена в меловых отложениях ахской (пласт БГ₁₃), танопчинской (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).</p> <p>Объект ПК₁ – ПК₉ характеризуется значительно более низкими начальными пластовыми давлениями относительно основных по запасам нижележащих объектов разработки.</p>																											
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>8</td><td>1</td><td>Зам.</td><td>П74-24</td><td></td><td>21.06.24</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												8	1	Зам.	П74-24		21.06.24	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td colspan="2">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</td><td>Лист</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td>7</td></tr></table>	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист			7
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24																									
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																									
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист																												
		7																												

- 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 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*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 *10⁻³ мкм².

Объект ТП₁ – ТП₂ 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			8

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 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 – $84,5 - 137,9 \cdot 10^{-3}$ 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 – $199,3 - 232,4 \cdot 10^{-3}$ 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				9

• 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 $73,6 \cdot 10^{-3}$ 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 – $8,3 - 212,2 \cdot 10^{-3}$ 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 – $82,9 - 349,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
										11

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*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*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 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*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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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-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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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-сводового тектонически-экранированной. Залежь в районе скважины 251 является пластово-сводового 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;
- 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 – 23 870 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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							14

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.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								15
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

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*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*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*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*10⁻³ мкм².

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*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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								16
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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-ИОС7.3.1.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.

Для подготовки газа северного купола предусматривается площадка УППГ-3. Учитывая небольшой объем газа, поступающего от северной зоны, на площадке УППГ для подготовки газа принята технология сепарации пластовой смеси. При этом при смешении потока от площадки УППГ-3 с основным потоком от УКПГ-1 и УКПГ-2 требования по качеству газа, подаваемого на завод СПГ, обеспечиваются.

Для возможности приема ВМР от завода СПГ (возврат уноса метанола) предусматривается опережающий ввод части объектов УППГ-3 (планируемый ввод 2023 год).

На УППГ-3 предусматриваются следующие технологические установки:

- пункт переключающей арматуры (ввод в 2026 году);
- пробкоуловитель (ввод в 2026 году);
- установка сепарации (ввод в 2026 году);
- дожимная компрессорная станция (при падении устьевых давлений, для обеспечения требуемого давления на Заводе СПГ, ориентировочный год ввода 2035);
- установка дегазации конденсата (ввод в 2026 году);
- установка регенерации метанола (ввод в 2023 году);
- резервуары хранения с насосной (ввод в 2026 году);
- факельная система ВД (ввод в 2026 году);
- факельная система НД (ввод в 2023 году);
- компрессорная воздуха КИП (ввод в 2023 году);

Также в составе сооружений УППГ-3 предусматривается склад ГСМ и расходные резервуары метанола.

Предусматривается подача подготовленного газа от УППГ-3 в газопровод от УКПГ-1 и УКПГ-2 к заводу СПГ. Нестабильный конденсат подается в конденсатопровод от УКПГ-1 и УКПГ-2 к заводу СПГ.

Производительность технологических линий выбрана исходя из максимальной единичной производительности технологического оборудования, которая, в свою очередь, определяется транспортными ограничениями габаритных размеров аппаратов.

3.2 Блок-схема УППГ-3

Блок-схема УППГ-3 представлена на рисунке 3.1

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	18

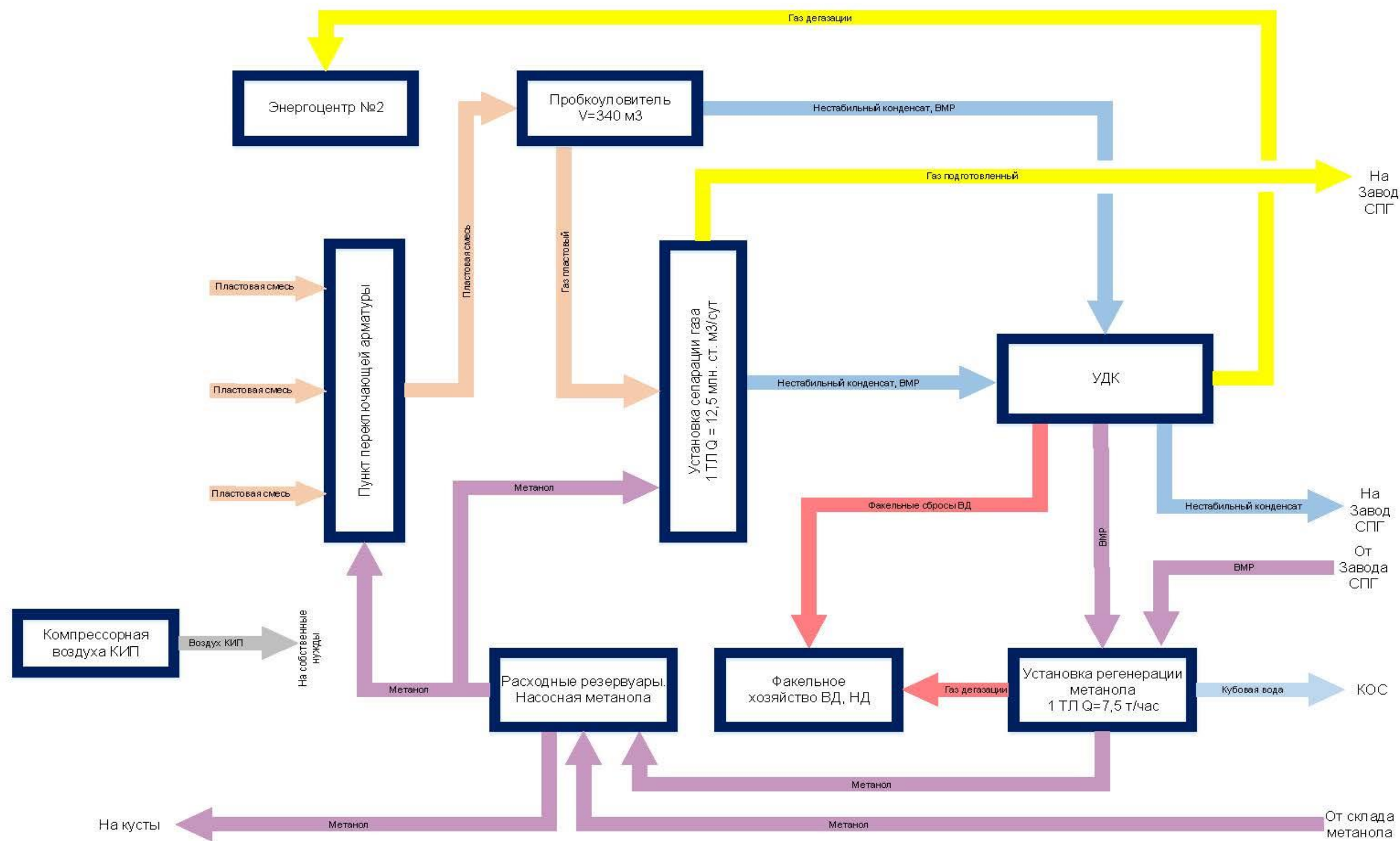


Рисунок 3.1 – Блок-схема УППГ-3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист
19

3.3 Материальный баланс установок УППГ-3

Сводный материальный баланс технологических установок УППГ-3 приведен в таблице 3.1.

Материальные балансы технологических установок приведены в таблицах 3.2 - 3.4.

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

Таблица 3.1 – Сводный материальный баланс

	Статья	Количество, кг/час	
		2026	2035
1	Приход		
1.1	Пластовая смесь от месторождения, в том числе метанол на кусты	396741,5	364628,7
1.2	Метанол от резервуаров (не менее 90% масс.), в том числе:	1182,0	2365,0
1.2.1	Метанол на кусты	1182,0	2334,0
1.2.2	Метанол на установку сепарации	-	31,0
Итого		397923,5	366993,7
2	Расход		
2.1	Подготовленный газ	379940,4	352419,9
2.1.1	Подготовленный газ от установки сепарации	-	352419,9
2.2	НК на Завод СПГ	13873,5	9213,7
2.3	ВМР на УРМ	2988,5	5078,4
2.4	Газ дегазации	1121,1	281,7
2.5	Потери	-	-
Итого		397923,5	366993,7

Таблица 3.2 – Материальный баланс ПУ

	Статья	Количество, кг/час	
		2026	2035
1	Приход		
1.1	Пластовая смесь от ППА	397923,5	366962,7
Итого		397923,5	366962,7
2	Расход		
2.1	Газ пластовый на сепарацию	385271,1	352591,3
2.2	НК+ВМР на УДК	12652,4	14371,4
2.3	Потери	-	-
Итого		397923,5	366962,7

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-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

20

Таблица 3.3 – Материальный баланс установки сепарации

	Статья	Количество, кг/час	
		2026	2035
1	Приход		
1.1	Газ пластовый, кг/час	385271,1	352591,3
1.2	Метанол, кг/ч	-	31
Итого		385271,1	352622,3
2	Расход		
2.1	Газ подготовленный, кг/ч	379940,4	352419,9
2.2	НК+ВМР на УДК	5330,7	202,4
Итого		385271,1	352622,3

Таблица 3.4 – Материальный баланс УДК

	Статья	Количество, кг/час	
		2026	2035
1	Приход		
1.1	НК от ПУ №1	12652,4	14371,4
1.2	НК от установки сепарации	5330,7	202,4
Итого		17983,1	14573,8
2	Расход		
2.1	НК к Заводу СПГ	13873,5	9213,7
2.2	ВМР к УРМ	2988,5	5078,4
2.3	Газ дегазации на собственные нужды	1121,1	281,7
2.4	Потери	-	-
Итого		17983,1	14573,8

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 УППГ-3 является:

- конденсат газовый нестабильный, дегазированный;
- подготовленный пластовый газ направляется на Завод СПГ по производству природного газа в сжиженном состоянии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	21

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).

3.4.3 Вспомогательные вещества

Воздух КИП, 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 УППГ-3 воздухом КИП обеспечивается от компрессорной воздуха КИП в составе УППГ-3. Для хранения запаса воздуха предусмотрены ресиверы (3 шт. по 20 м³).

Протяженность трубопроводов воздуха КИП от компрессорной до потребителей составляет 1700 м.

На УППГ-3 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 УППГ-3 азотом обеспечивается от азотного хозяйства Энергоцентра №2. Параметры воздуха КИП, азота приведены в таблицах 3.5, 3.6.

Таблица 3.5 – 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 3.6 – 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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Таблица 3.6 – 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							
Инв. № подл.		Точка росы, °С			не выше минус 60							
		Топливный газ										
Изм.						Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
												22

Топливный газ подается от БПТГ Энергоцентра № 2 850-U-002 (не входит в объем данного проекта).

Топливный газ используется для продувки факельных коллекторов высокого и низкого давления, а также для подачи на пилотные горелки факелов высокого и низкого давления, установки факельной горизонтальной.

Топливный газ служит источником тепла огневых подогревателей колонны регенерации метанола.

Основными потребителями топливного газа, являются:

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

Метанол

Метанол на УППГ-3 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.

Снабжение УППГ-3 метанолом осуществляется от резервуаров метанола в составе УППГ-3. Для получения метанола предусмотрена установка регенерации метанола из водометанольного раствора, поступающего на УППГ-3 вместе с пластовой смесью. Получаемый метанол отвечает требованиям ГОСТ 2222-95. Свойства метанола приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – 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	
2 Плотность при 20 °С, г/см ³	0,791-0,792	
3 Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции	
4 Температурные пределы:		
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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	1 Внешний вид						Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей			
			2 Плотность при 20 °С, г/см ³						0,791-0,792			
			3 Смешиваемость с водой						Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	4 Температурные пределы:									
			предел кипения, °С						64,0-65,5			
			99% продукта перегоняется в пределах, °С, не более						0,8	1,0		
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	5 Массовая доля воды, %, не более						0,05	0,08		
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						Лист
												23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Наименование показателя	Норма для марки	
	А ОКП 24 2111 0130	Б ОКП 24 2111 0140
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 аминосоединений 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 воздуха в компрессорной воздуха КИП. Характеристика синтетических цеолитов приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Характеристика синтетических цеолитов

Наименование показателя	Значение
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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			24

3.5 Потребность в основных видах ресурсов

Потребность в основных видах ресурсов для технологии подготовки газа и углеводородного конденсата на площадке УППГ-3 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 – предусмотреть предусматривается работа (в соответствии с ТЗ на разработку проектной документации).

Потребность в основных ресурсах технологических установок УППГ-3 представлена в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Расходные показатели установок УППГ-3

Статья \ Год	2026	2035
Электроэнергия, МВт*ч	162853	147120
Метанол, ГОСТ 2222-95, тонн/год	7956,2	16729,9

Предусмотрены следующие потоки вспомогательных сред к технологическим установкам УППГ-3:

- воздух КИП (от компрессорной воздуха КИП);
- азот (от Энергоцентра №2);
- газ топливный (от БПТГ Энергоцентра №2);
- газ топливный на ДКС (перспектива).

Предусмотрены следующие потоки от технологических установок УППГ-3:

- 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 3.10.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			25

Таблица 3.10 – 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, нм ³ /год	От БПТГ Энергоцентра № 2	5361120
Дизельное топливо, тонн/год	Доставка танкерами в морской порт, далее автоцистернами	184
Масло компрессорное, л (полная замена масла каждые 20000 часов)	Доставка морским путем	2760
Масло смазочное, л/год	Доставка морским путем	312
Цеолит NaX, тонн/год	Доставка морским путем	0,5

В период с 2023 до 2026 года предусматривается работа части установок в составе УППГ-3. Опережающий ввод предусмотрен для переработки ВМР поступающего от технологических установок Завода СПГ. Предусматривается работа УРМ и установок, обеспечивающих работоспособность УРМ (факельное хозяйство, компрессорная воздуха КИП, емкости хранения метанола с насосной и пр.). Для обеспечения ресурсами указанных установок предусматривается подвод азота и топливного газа от площадки Энергоцентра №2.

Для обеспечения работоспособности потребуются затраты основных ресурсов (расходы указаны в таблице 3.11) и вспомогательных ресурсов (расходы указаны в таблице 3.12).

Таблица 3.11 – Расходные показатели установок УППГ-3 (в год) для периода 2023...2026 годы

Статья	Расход
Электроэнергия, МВт*ч	13390

Таблица 3.12 – Расходные показатели вспомогательных ресурсов на технологических установках на период 2023...2026 годы

Наименование потока	Источник поступления	Расход
Топливный газ на технологические нужды и в факельную систему, нм ³ /год	От БПТГ в составе Энергоцентра №2	11530
Масло компрессорное, л (полная замена масла каждые 20000 часов)	Доставка морским путем	1380
Цеолит NaX, тонн/год	Доставка морским путем	0,5

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								26

4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

4.1 Кусты газоконденсатных скважин

4.1.1 Кусты газоконденсатных скважин

(черт. 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-K16-001-ТХ-01...02)

Согласно проекту разработки для подачи газа на УППГ-3 предполагается обустройство 32 31 скважины в составе 5 кустов. Согласно исходным данным максимальная производительность некоторых скважин достигает 1 000 000 ст. м³/сут.

Таблица 4.1 – Распределение скважин по кустам

Куст	Номера скважин в составе кустов Северного купола						
Куст №15	1501	1502	1503	1504	1505	1506	1507
Куст №16	1601	1602	1603	1604	1605	1606	
Куст №17	1701	1702	1703	1704	1705	1706	1707
Куст №18	1801	1802	1803	1804	1805	1806	1807
Куст №19	1901	1902	1903	1904	1905	1906	1907
	1908						


Скважины 1601 и 1602 в кусте № 16 были предусмотрены в составе проектной документации "Обустройство Салмановского (Утреннего) НГКМ. Газоснабжение объектов энергообеспечения нужд строительства, гидронамыва грунта и бурения", получившей положительное заключение ФАУ "ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ" № в ЕГРЗ 89-1-1-3-004657-2019.

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 цифрового месторождения Салмановского (Утреннего) НГКМ в составе всех кустов газоконденсатных скважин используется подземное скважинное оборудование.

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

8	4	Зам.	П74-24		21.06.24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

27

В обвязку кустов газоконденсатных скважин № 15, 16, 17, 18, 19 в составе северного купола месторождения входят узлы запуска очистных устройств (система очистных устройств (СОУ)).

Описание обвязки кустов газоконденсатных скважин приведено на примере куста № 16

В составе Салмановского (Утреннего) НГКМ предусмотрена разработка однозбойных скважин. Расстояние между скважинами принято равным 23 м в соответствии с обоснованием 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 1601-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 1601-U-010 расчетным давлением 21 МПа;
- система регулируемой подачи метанола 1620-U-010 расчетным давлением 24,5 МПа.

Пластовый газ через фонтанную арматуру 1601-W-010 поступает в арматурный блок 1601-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 1601-U-200 (система очистных устройств (СОУ)), состоящий из:

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

8.1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			28
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 1601-U-010. Контроль устьевых давлений, а также давлений в затрубном пространстве скважин дополнительно 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 комплекту 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) 1620-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 1660-F-001 включает в себя:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>-одна подача – постоянная дозированная перед регулятором в ФА (в инструментальный фланец рабочей струны);</p> <p>- вторая подача – постоянная дозированная в скважину на глубину 500 м.</p> <p>Информация о параметрах работы скважин, кустов и газосборных сетей (расход, давление, температура) поступает в ИУС, где определяется общее количество требуемого метанола в защищаемой точке.</p> <p>Продувка скважин при выводе на режим производится со сжиганием газа на горизонтальной горелке, предусмотренной в обвязке куста.</p> <p><i>Горизонтальное горелочное устройство 1660-F-001 включает в себя:</i></p>																																
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="3" rowspan="2">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>29</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td><td colspan="3"></td><td></td></tr></table>															120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			Лист							29	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			Лист																										
									29																										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																														

- 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);
- 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 1660-F-002. При этом для приема сброса от предохранительного клапана предусмотрены:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										30

- сепаратор свечной 1660-V-001 PN 1,0 МПа, V=20 м3 для отделения жидкости и возможности сброса сухого легкого газа на свечу рассеивания;
- емкость дренажная 1660-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;
- емкость расходная метанола 1620-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 емкость 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 УППГ. Для опорожнения емкости сбора конденсата предусматривается использование автоцистерны.

Для каждого куста газоконденсатных скважин от УППГ предусматривается метанолопровод с 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 обустройства Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения в составе УППГ-3 предусмотрено 3 куста газоконденсатных скважин.

План куста газоконденсатных скважин №16 представлен на чертеже **120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- K16-000-МР-01**. Компоновка остальных кустов аналогична кусту №16.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	31

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 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, в блочно-комплектном исполнении. Для предотвращения образования гидратов в трубопроводах сброса газа с предохранительных клапанов предусмотрена подача ингибитора из расходной емкости метанола.

В состав обвязки скважин входят арматурный блок и арматурный блок задавочных линий 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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			32

нефтяной и газовой промышленности", размещаются от устьев скважин на расстоянии не менее 9м.

Продувка скважин осуществляется на горизонтальное горелочное устройство (ГГУ) размещаемом 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.

Глушение скважин осуществляется через задавочные трубопроводы и арматурные блоки 1 задавочной линии, 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 (высота 6 м от земли) предусмотрен через сепаратор свечевой (1660-V-001). Сепаратор размещается в пределах отсыпки куста. Емкость дренажная 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 (ГСК), 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

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

сформирован таким образом, что в ряде временных промежутков в коллектор от двух кустов может поступать газ только от одного из них. Данное обстоятельство очень критично для куста №15, который имеет собственный диаметр 250 мм, а общий коллектор с кустом №17, который запускается на 9 месяцев позже, составляет 500 мм. Темп накопления жидкости при низких скоростях в трубопроводе сокращает период между очистками и увеличивает объем пробкоуловителей в 2 раза выше заложенного в проекте. Параллельно данному трубопроводу проходит коллектор от кустов №18/№19 диаметром 400 мм. Пуск газа по данному трубопроводу предусматривается на 5 месяцев позже чем запуск куста №15. Тем не менее строительство трубопровода должно быть уже закончено. Таким образом имеется возможность вместо недозагруженного трубопровода 500 мм пустить газ по перемычке 250 мм в трубопровод 400 мм. При этом трубопровод 500 мм не используется до ввода в работу куста №17. В случае, если участок от узла №18/№19 до узла №15/№17 не готов к вводу в эксплуатацию, его можно отключить арматурой в составе узла №15/№17 (802-U-100). Если участок готов – арматуру можно не предусматривать.

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 пункт переключающей арматуры и последующим поддержанием расхода с помощью регуляторов. Предусмотрено строительство резервных трубопроводов для всех трех трубопроводов, доставляющих пластовую смесь на площадку УППГ.

Для диагностики, очистки и периодического освобождения от скопившейся жидкости трубопроводов, имеющих протяжённость более 0.5 км, предусматриваются узлы пуска-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для диагностики, очистки и периодического освобождения от скопившейся жидкости трубопроводов, имеющих протяжённость более 0.5 км, предусматриваются узлы пуска-</p>		
										120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
											35

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 УППГ 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-ИОС7.3.3.5-2-K16-ОГШ-ТХ-01, 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.5-2-K16-ОГШ-ТХ-02.

Диаметры трубопроводов, определенные в результате гидравлических расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Диаметры трубопроводов

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
16	2026	11,1	24	300	-		-	-
17	2026	11,8	24	300	500	2026	400*	10.01.2026-01.01.2026
15	2026	11,7	9	250				
18	2027	10,2	10	250	400	2026		
19	2026	11,8	20	350				


* - 15 куст работает по трубопроводу от кустов 18/19 до ввода куста 17

4.2.1 Монтажные решения

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

- газопровод-шлейф DN250 от КГС №15 до УСОД К15, К17 длиной 8,225 км;

8.1

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							36

8.1

- газопровод-шлейф DN500 от УСОД К15, К17 до УППГ-3 длиной 10,847 км;
- ~~метанолопровод DN50 от УППГ-3 до КГС №15 длиной 19,072 км;~~
- метанолопровод DN50 от УППГ-3 до УСОД К15, К17 длиной 10,847 км;
- метанолопровод DN50 от УСОД К15, К17 до КГС № 15 длиной 8,225 км;
- газопровод-шлейф DN300 от КГС №16 до УППГ-3 длиной 10,421 км;
- метанолопровод DN50 от УППГ-3 до КГС №16 длиной 10,469 км;
- газопровод-шлейф DN300 от КГС №17 до УСОД К15, К17 длиной 6,106 км;
- метанолопровод DN50 от УСОД К15, К17 до КГС №17 длиной 6,106 км;
- газопровод-шлейф DN250 от КГС №18 до УСОД К18, К19 длиной 2,476 км;
- метанолопровод DN50 от УСОД К18, К19 до КГС №18 длиной 2,476 км;
- газопровод-шлейф DN350 от КГС №19 до УСОД К18, К19 длиной 5,396 км;
- газопровод-шлейф DN400 от УСОД К18, К19 до УППГ-3 длиной 19,301 км;
- метанолопровод DN50 от УППГ-3 до КГС №19 длиной 24,697 км.

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

Газопроводы-шлейфы от куста газоконденсатных скважин №15-№19 служат для подачи пластовой смеси от куста скважин на УППГ-3, метанолопровод DN 50- для подачи метанола от УППГ-3 на устье скважины.

Проектирование газопроводов-шлейфов DN250-DN500 с рабочим давлением 11.8 МПа и метанолопровода на рабочее давление 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):

- несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части и 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.

Изм.	8	1	Зам.	П74-24	21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Кол.уч			Лист	№ док.	Подп.		37

Технологическая схема сбора газа приведена на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.5-2--K16-0ГШ-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.

Таблица 4.3 – Характеристика основных труб

Труба	Класс прочности	ТУ на трубу	Область применения
Газопроводы-шлейфы $P_{\text{раб}}=11.8$ 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"
325x15	K48	ТУ 14-3Р-1128-07	Участки категории "С"
273x13	K48	ТУ 14-3Р-1128-07	Участки категории "С"
Метанолопровод $P_{\text{раб}}=24.5$ 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 $\gamma_{\text{мн}}$	Коэф. надежности по нагрузке $\gamma_{\text{п}}$	Коэф. условий работы $\gamma_{\text{д}}$	Давление испытания трубопровода от $P_{\text{раб}}$	Минусовой допуск на толщину, %	Расчётная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, мм	Принятая толщина стенки, мм	Критерий назначения толщины
Газопровод-шлейф $P_{\text{р}} = 11.8$ 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 $P_{\text{р}} = 11.8$ 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
325 K48	471 (48)	265 (27)	1.4	1.1	0.767 (0.75)	1.25	15.0	13.10	2	15	Расчёт
273 K48	471 (48)	265 (27)	1.4	1.1	0.767 (0.75)	1.25	15.0	11.01	3	13	Расчёт

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.										Лист
												38
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						

Диаметр труб, марка стали	Предел прочности, МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести, МПа (кгс/мм ²)	Коэф. надежности по материалу по прочности γ _{mu}	Коэф. надежности по нагрузке γ _p	Коэф. условий работы γ _d	Давление испытания трубопровода от Р _{раб}	Минусовой допуск на толщину, %	Расчётная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, мм	Принятая толщина стенки, мм	Критерий назначения толщины
Метанолопровод Р _p = 24.5 МПа (трубы бесшовные по KCV -44°С)											
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 _{mu} = 1.15. Коэффициент надежности по ответственности трубопровода γ _n = 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.

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°С: 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 УППГ-3 на расстоянии не менее 300 м от ограды предусмотрены охранные краны DN500 ОК K15-K17, DN400 ОК K18-K19 и DN300 ОК K16 для отключения УППГ-3 от газопроводов-шлейфов в аварийных ситуациях. На этой площадке также устанавливаются охранные краны DN 50 ОКИ K15-K17, ОКИ K18-K19 и ОКИ K16 на метанолопроводе. В качестве охранных кранов предусмотрены краны приварные надземной установки с электроприводами и блоками управления для возможности дистанционного управления. Краны оснащены ручными дублёрами.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №									
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ					Лист
											39

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 ответвления газопровода-шлейфа при его длине более 500 м.

На обоих концах перехода метанолопровода через реку Халцанаяху, имеющую ширину более 10 м, установлена запорная арматура. Также запорная арматура установлена в начале каждого ответвления метанолопровода к кустам при его длине более 500 м. 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 грунтовой или металлической 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								40

Взам. инв. №		Протяжении и прокладываются на свайных опорах на высоте не менее 0,5 м над снеговом 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.			
			Подп. и дата		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.

Инв. № подл.		

Таблица 4.5 – Данные по толщине теплоизоляции для газопроводов-шлейфов

Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing \times \delta$, мм	Толщина изоляции, мм	Наружный диаметр теплоизоляции в стальной оболочке, мм
273x13	62,7	400
325x15	61,7	450
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 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.



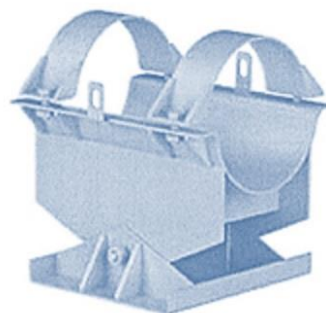
А



Б



В



Г

Ив. №	Взам. инв. №
подп.	Подп. и дата
Изм.	Изм.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

41

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.

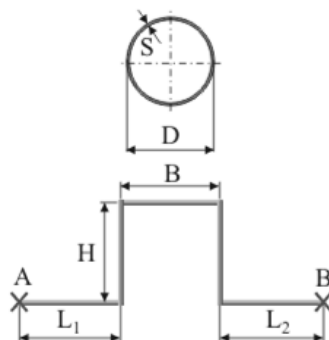


Рисунок 4.2 – Схема П-образного компенсатора

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 $\sigma_{дон} = R_y - 0,5 \cdot \sigma_h - \gamma_n \cdot p$. Радиусы изгиба осей отводов газопроводов-шлейфов составляют 5DN.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		42

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:

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{0.5 \cdot E \cdot D \cdot l_k \cdot m_k \cdot \Delta_k}{A},$$

$$A = \frac{k_p}{k_j} \cdot (\pi \cdot \rho_k \cdot l_k^2 - 2.28 \cdot \rho_k^2 \cdot l_k + 1.4 \cdot \rho_k^3) + 0.67 \cdot l_k^3 + l_n \cdot l_k^2 - 4 \cdot \rho_k \cdot l_k^2 + 2 \cdot \rho_k^2 \cdot l_k - 1.33 \cdot \rho_k^3,$$

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 $\sigma_{\text{комп}}$ значением $\sigma_{\text{доп}}$ определяем

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	как:					
			$B = \frac{\Delta_{\kappa}}{\varepsilon}.$					
			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.					

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

Таблица 4.7 – Шаг расстановки компенсаторов для различных вариантов конструкции

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

Формат А4

Аналогично выполнен расчёт компенсаторов на метанолопроводе. 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 $P_p=24.5$ 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 метанолопроводе

Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing \times \delta$, мм	57×6
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 метанолопроводе 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 $P_{\text{раб}}=11,8$ МПа в трубопроводе.

Ниже приведен расчёт газопровода-шлейфа DN500 с теплоизоляцией $t=71,5$ мм в защитной стальной оболочке $t=1,0$ мм и метанолопровода 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 оболочке	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

Взам. инв. №		защитной стальной оболочке t=1,0 мм и метанолопровода DN50, размещённого поверх газопровода-шлейфа (таблица 4.9).					
Подп. и дата		Таблица 4.9 – Погонная нагрузка					
Инв. № подл.							
						Лист	
						45	

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 оболочке	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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ					

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
273x13	9
325x15	10
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.

Взам. инв. №		273x13	9						
		325x15	10						
		377x18	13						
		426x20	14						
		530x14	20						
Подп. и дата		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.							
Инв. № подл.								120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
									46
		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Для избежания необходимости устройства опор в русловой части переходов через р. Леруй-Яха (ПК118+36 по газопроводу-шлейфу от КГС №17, №19 до УППГ-3) и р. Халцыней-Яха (ПК73+06 по газопроводу-шлейфу от КГС №15, №16, №19 до УППГ-3) 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 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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

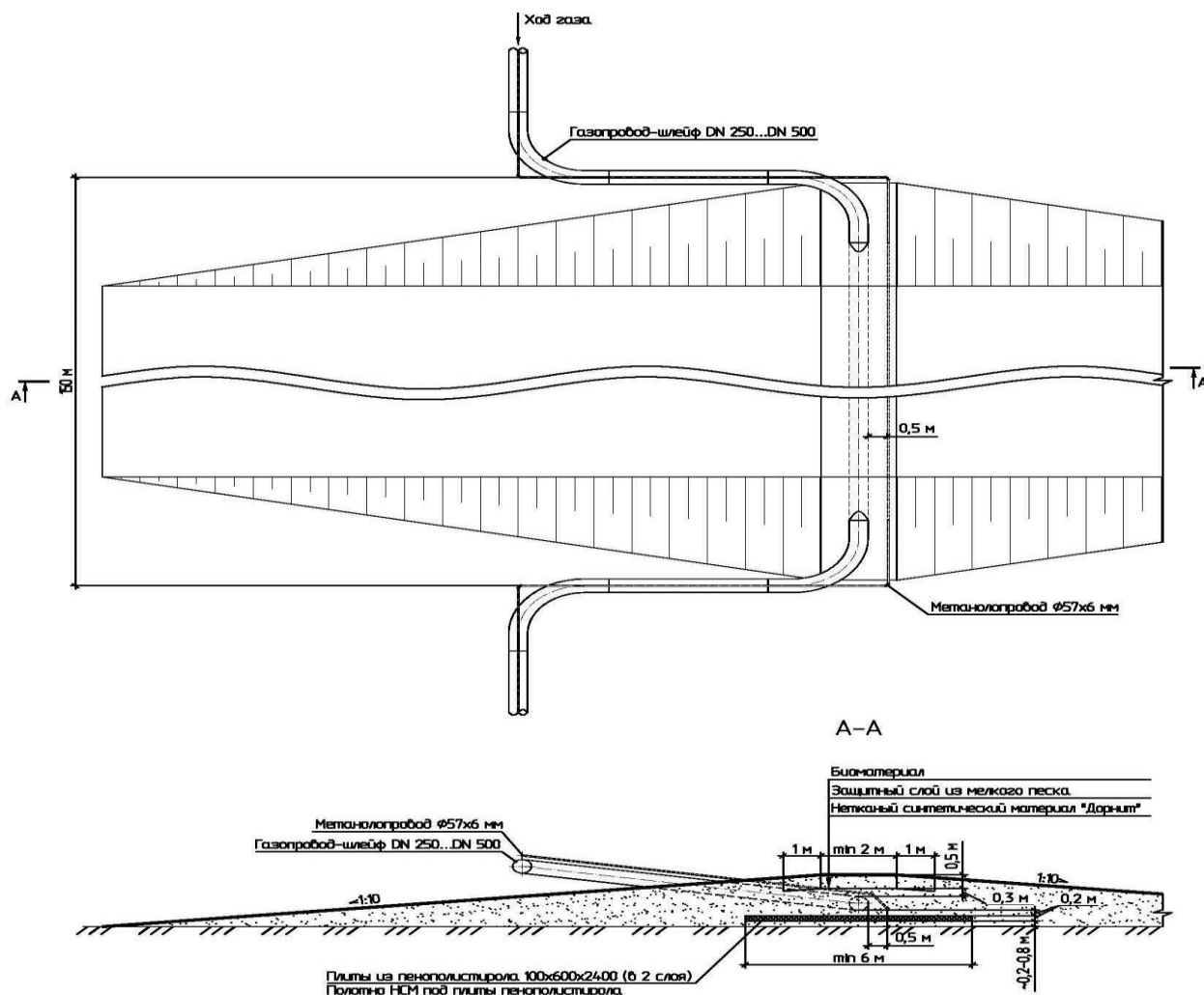


Рисунок 4.3 – Конструкция оленьего перехода

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист
49

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 охранный 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 Р_р 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	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
											50

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).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>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.</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>					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
								51

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

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 - УППГ" 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 Северного купола представлена на рисунке 4.4 (принят год начала эксплуатации - 2026).

При транспорте пластовой смеси от кустов скважин до УППГ 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			52

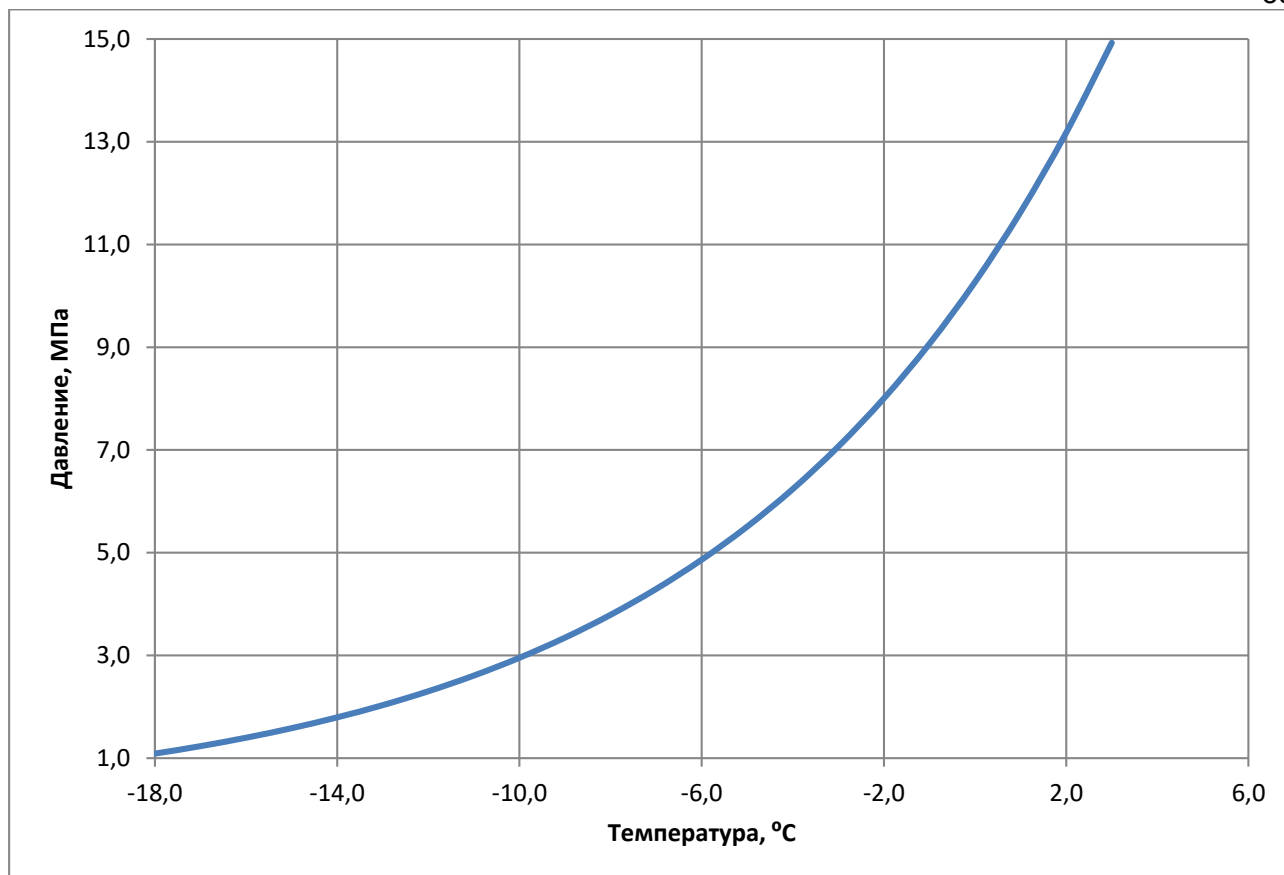


Рисунок 4.4 – Кривая гидратообразования пластовой смеси

Необходимое количество метанола для подачи на устья скважин центральной зоны, количество и концентрация ВМР на УППГ 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, кг/ч	Концентрация ВМР, % масс.
2026 зима		
1181,7 (2,37 г/ст. м ³ газа)	3053,5	27,5
2035 зима		
2334,1 (5,02 г/ст. м ³ газа)	6610,8	28,8

ВМР подается на установку регенерации метанола (УРМ) в составе УППГ. 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).

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-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

53

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 предварительной подготовки газа (УППГ-3)

4.4.1 Пункт переключательной арматуры. Пробкоуловитель

4.4.1.1 Пункт переключающей арматуры (120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-УППГ3-002-ТХ-01...05)

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 пластовой газ на площадку УППГ-3 поступает по 3 коллекторам DN 500, DN 400, DN 300. Предусматривается возможность подключения резервных шлейфов DN 500, DN 400, DN 300 (лупинг).

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. 851-U-200A DN 500, 851-U-200B DN 400, 851-U-200C DN 300 и арматурный блок линии регулирования давления поз. 851-U-300 A,B DN 400, 851-U-300C DN 300. На каждом из коллекторов-шлейфов предусматривается установка охранных кранов с электроприводом на 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 сжигания на УГГ. На основном коллекторе подачи пластовой смеси расположена отсекающая арматура.

Инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				54

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 851-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 ВД.

Для каждого коллектора-шлейфа предусмотрена подача газа на горизонтальную факельную горелку при продувке шлейфа.

Пластовая смесь с коллекторов поступает в сборный коллектор DN 700 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			55

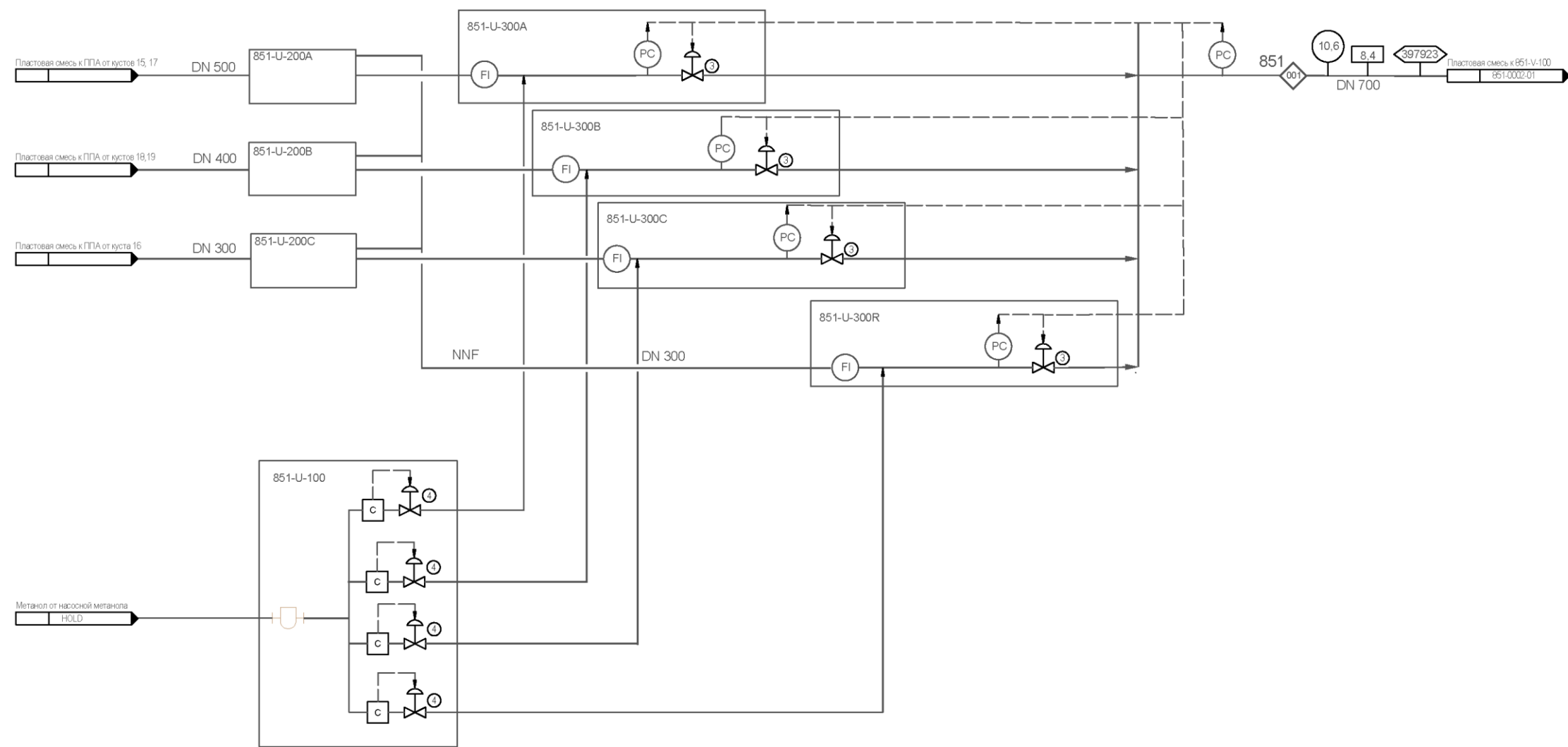


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема пункта переключающей арматуры

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

4.4.1.2 Пункт переключающей арматуры. Пробкоуловитель. Монтажные решения

Пластовый газ поступает на УППГ по 3 коллекторам. На каждом из коллекторов предусмотрены узлы приема СОД (средств очистки и диагностики трубопроводов).

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 превышает 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, засыпанным 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 чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-001-МР-01.

Пункт переключающей арматуры (ППА) расположен на открытой площадке и состоит из трех арматурных блоков, 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 пробкоуловителя. Трубопроводы и арматура в составе блоков подлежит 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-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-002-МР-01.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	57

Всего устанавливается один **пробкоуловитель** перед входом (по технологическому потоку) в корпус сепарации. Пробкоуловитель поставляется блоками с габаритными размерами, позволяющими транспортировку железнодорожным и морским транспортом и представляет собой трубную конструкцию с габаритами в плане 30,5 x 19,9 x 6,2 м. Демонтаж пробкоуловителя выполняется на площадке строительства. Для обеспечения доступа при техническом обслуживании внутрь трубной конструкции предусмотрены люк-лазы. Трубная конструкция устанавливается на строительные конструкции. Пробкоуловитель размещен 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. Дренажных 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-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-003-МР-01.

4.4.1.3 Пробкоуловитель

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-УППГЗ-003-ТХ-01...02)

Улавливание жидкостных пробок от шлейфов осуществляется в пробкоуловителях трубчатой конструкции 851-V-100. Работа пробкоуловителя возможна в двух режимах. Нормальный режим работы предусматривает улавливание капельной жидкости. В пробкоуловителе происходит гравитационное осаждение жидкости при снижении скорости потока в следствии 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 пробкоуловителя приведен в таблице 3.2.

Принципиальная схема пробкоуловителя 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. Общий объем (около 340 м³) пробкоуловителя рассчитан на прием и отвод жидкостной пробки без контакта зеркала жидкости с поступающей пластовой смесью.

Нестабильный конденсат из пробкоуловителей 851-V-100 направляется на установку дегазации конденсата.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист 58
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист 58

На линии отвода конденсата из пробкоуловителя предусмотрен арматурный блок линии отвода жидкого продукта из пробкоуловителя 851-U-500. В арматурный блок входят фильтры жидкостные сетчатые грубой очистки 851-S-501 А, В предназначенные для очистки конденсата от крупных механических включений, фильтры жидкостные тонкой очистки 851-S-503А, В. Для контроля засорения фильтров предусмотрен замер перепада давления по фильтрам. Также в блоке предусмотрен замер расхода НК.

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).

Для сбора дренажей от пробкоуловителя 851-V-100 предусмотрена дренажная емкость 851-V-002 с полупогружным насосом объемом 40 м³, расположенная подземно.

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-ИОС7.3.1.ТЧ			59



Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дат.

Лист
60

4.4.2 Установка сепарации газа
(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-УППГЗ-006-ТХ-01,
ИОС7.3.3.1-3-УППГЗ-006-ТХ-03...08)

120.ЮР.2017-2020-02-

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

Согласно "Техническому 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 – 4 млрд.м³/год, что составляет 12,5 млн.м³/сут. Сепарация газа предусматривается в сепараторе газа с производительностью по пластовой смеси 12,5 млн.н.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 установки сепарации приведен в таблице 3.3.

Принципиальная схема установок сепарации приведена на рис.4.7.

Описание технологической схемы

Газ после пробкоуловителя 851-V-100 поступает в трубное пространство теплообменника 804-E-001, где охлаждается за счет обратного потока отсепарированного газа.

Диапазон рабочих давление теплообменника составляет 11,0...8,0 МПа в трубном и 7,2...7,5 МПа в межтрубном пространствах. Диапазон рабочих температур составляет минус 3...15 °С в трубном и минус 16...15 °С в межтрубном пространствах.

После теплообменника 804-E-001 газ дросселируется на клапане-регуляторе 804-PV-01020 и поступает в сепаратор 804-V-100 в котором при низких температурах отделяется от углеводородного конденсата и ВМР.

Диапазон рабочих давлений сепаратора составляет 7,2...7,5 МПа.

Для предотвращения гидратообразования в оборудовании и трубной обвязке перед клапаном 804-PV-01020 предусмотрена подача ингибитора гидратообразования (метанола) от системы регулируемой подачи метанола 804-U-200.

Очищенный газ из верхней части сепаратора 804-V-100 проходя через межтрубное пространство теплообменника 804-E-001 подогревается о поток сырого газа и направляется в систему измерений количества газа 804-U-700 откуда далее поступает в коллектор подготовленного газа от УППГ-3.

Данная технология позволяет достигнуть необходимой точки росы по воде и углеводородам в подготовленном газе для обеспечения однофазности потока при

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>Диапазон рабочих давлений сепаратора составляет 7,2...7,5 МПа.</p> <p>Для предотвращения гидратообразования в оборудовании и трубной обвязке перед клапаном 804-PV-01020 предусмотрена подача ингибитора гидратообразования (метанола) от системы регулируемой подачи метанола 804-U-200.</p> <p>Очищенный газ из верхней части сепаратора 804-V-100 проходя через межтрубное пространство теплообменника 804-E-001 подогревается о поток сырого газа и направляется в систему измерений количества газа 804-U-700 откуда далее поступает в коллектор подготовленного газа от УППГ-3.</p> <p>Данная технология позволяет достигнуть необходимой точки росы по воде и углеводородам в подготовленном газе для обеспечения однофазности потока при</p>							
		Инв. № подл.						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

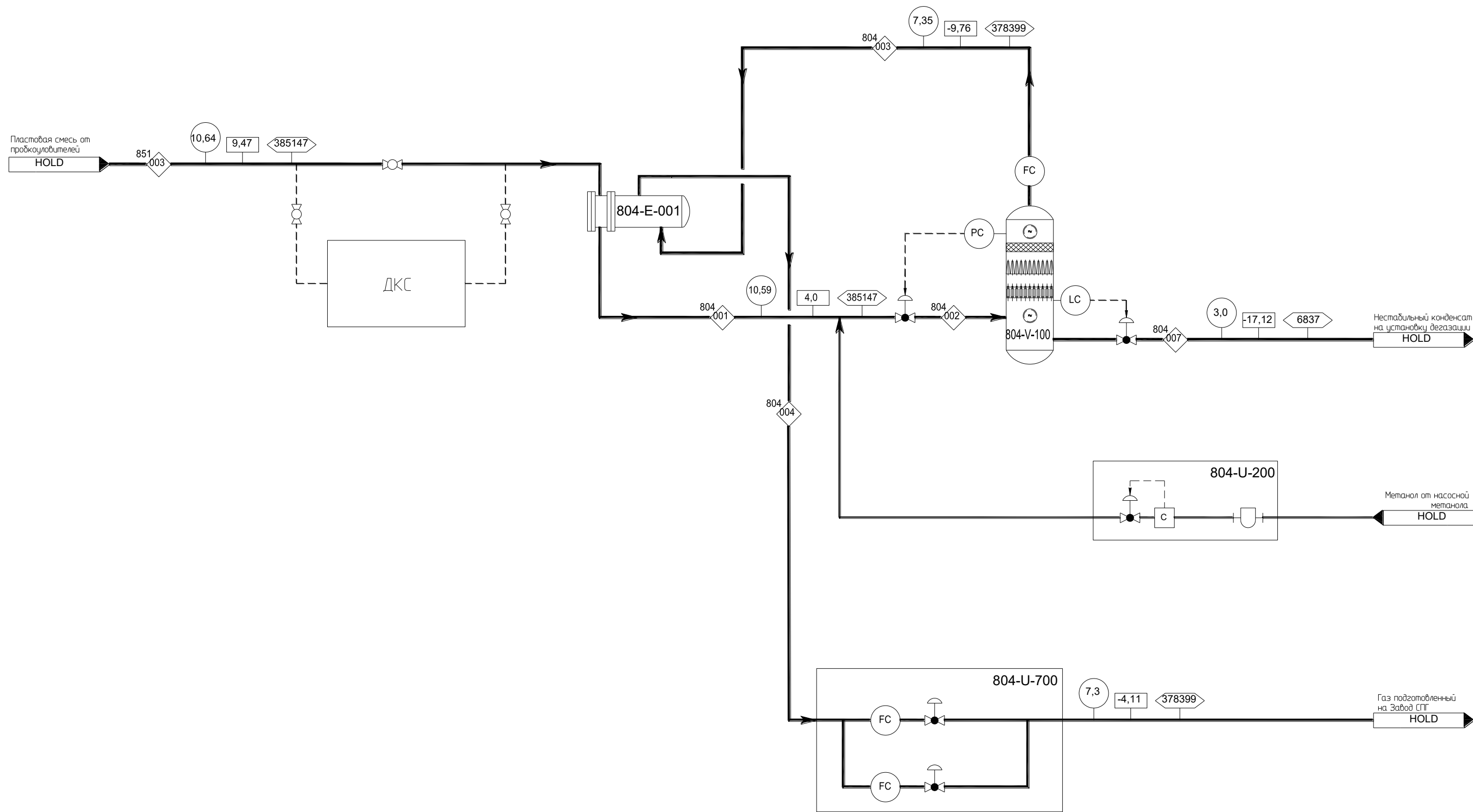


Рисунок 4.7 – Принципиальная схема установки сепарации

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							63

4.4.2.1 Установка сепарации газа. Монтажные решения

Установка располагается на открытой площадке на которой размещен один вертикальный блок сепаратор. Сепаратор размещен в отбортовке высотой 0,15 м. Для возможности обслуживания штуцеров аппарата и его трубопроводной обвязки вокруг сепаратора 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 сепаратора в обогреваемом укрытии.

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

План расположения технологического оборудования представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-006-МР-01.

4.4.3 Установка дегазации конденсата

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-УППГЗ-007-ТХ-01...09)

Назначение установки дегазации конденсата – дегазация жидкой фазы (за счет снижения давления) поступившей от пробкоуловителя и установки сепарации.

Материальный баланс установки дегазации конденсата приведен в таблице 3.4.

Принципиальная схема установки дегазации конденсата приведена на рис.4.8.

Конденсатно-метанольный поток от пробкоуловителей и установки сепарации подается в блок дегазатор – разделитель (поз. 853-V-100).

В дегазаторе – разделителе происходит разделение смеси на нестабильный конденсат, водометанольный раствор и газ дегазации.

Дегазация конденсата проводится при давлении 2,6...2,8 МПа и температуре минус 8...плюс 5,7 °С.

Водометанольный раствор из разделителя 853-V-100 направляется в буферную емкость 853-V-001 и дегазируется до давления 0,3...0,5 МПа. Откуда ВМР подается на установку регенерации метанола либо очистные сооружения. Газ дегазации поступает к Энергоцентру № 2 к ПАЭС. Нестабильный конденсат поступает в буферную емкость 853-V-200. Из буферной емкости под давлением насыщенных паров НК поступает на всас насосов перекачки конденсата 853-P-001А,В для дальнейшей подачи на замерный узел конденсата 853-U-800 и далее в коллектор НК на Завод СПГ.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								64
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В составе установки предусматривается емкость аварийного слива 853-V-300 и емкость дренажная 853-V-003 с полупогружным насосом 853-P-002.

Возврат дренажей от всех технологических установок УППГ выполняется в дренажную емкость 853-V-003, откуда далее жидкий продукт будет направляться в разделитель-дегазатор 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.

Для поддержания технологического давления в буферной емкости 853-V-001 и дренажной емкости 853-V-003, а также для обслуживания насосов 853-P-001А,В предусмотрена факельная система низкого давления.

Технологической схемой предусмотрена разгрузка аппаратов и коммуникаций установки от газа в факельную систему высокого давления при аварийных ситуациях. Аварийный слив жидкости выполняется в емкость аварийного слива 853-V-300.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих средств:

- воздух КИП от компрессорной воздуха КИП для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;
- азот технический от Энергоцентра №2 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 емкости аварийного слива 853-V-300.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			65

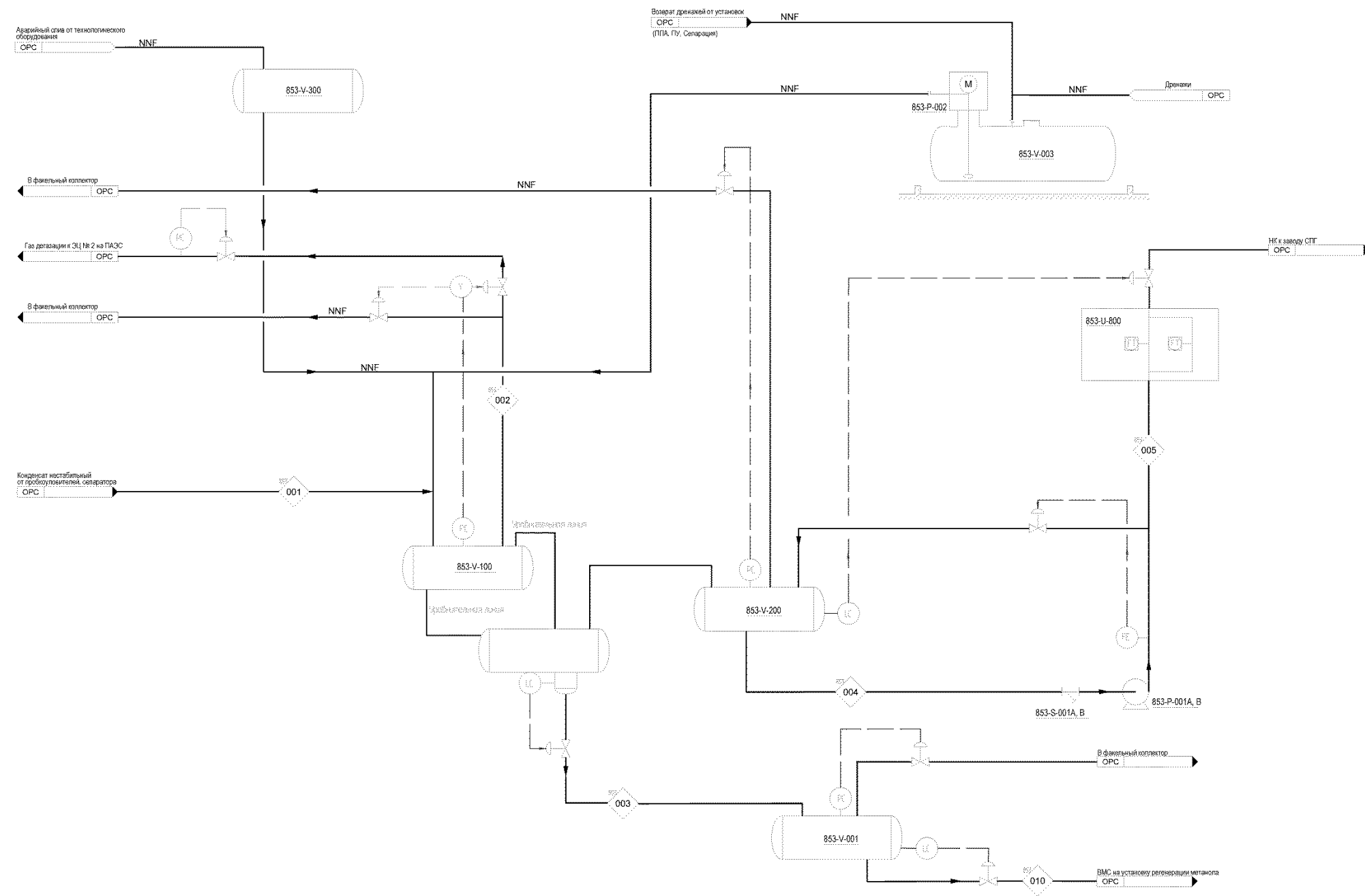


Рисунок 4.8 – Принципиальная схема установки дегазации конденсата

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

Изм.	Коп.уч	Лист	Подок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ					Лист
					66

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. Компонровкой 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-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-007-МР-01.

4.4.4 Установка регенерации метанола

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.2-3-УППГЗ-010-ТХ-01...14)

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

Принципиальная схема одной технологической линии УРМ приведена на рис. 4.9.

Сырьем установки регенерации метанола является водометанольный раствор, поступающая от разделителей "Конденсат-ВМР" установки дегазации конденсата. Продукцией установки является регенерированный метанол с весовой концентрацией не менее 90 %. Побочный продукт – кубовая вода.

Решения по технологии и мощности установки регенерации метанола приняты исходя из выполненных институтом расчетов процессов гидратообразования в трубопроводах системы сбора. Производительность установки составляет 7500 кг в час с

Взам. инв. №		<p>Принципиальная схема одной технологической линии УРМ приведена на рис. 4.9.</p> <p>Сырьем установки регенерации метанола является водометанольный раствор, поступающая от разделителей "Конденсат-ВМП" установки дегазации конденсата. Продукцией установки является регенерированный метанол с весовой концентрацией не менее 90 %. Побочный продукт – кубовая вода.</p> <p>Решения по технологии и мощности установки регенерации метанола приняты исходя из выполненных институтом расчетов процессов гидратообразования в трубопроводах системы сбора. Производительность установки составляет 7500 кг в час с</p>						
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
								67

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 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 за счет возможности рециркуляции верхнего продукта колонны регенерации имеется возможность регенерации части отделившейся пластовой воды с концентрацией не ниже 13% масс. Избыток ненасыщенного раствора сбрасывается в систему канализации.

Установка располагается в отдельном здании. Воздушный конденсатор и АВО кубовой воды располагаются на открытых площадках возле корпуса. Ввод корпуса регенерации метанола предусматривается в 2026 г вместе с остальными установками УППГ-3. Проектом предусмотрены как строительство, так и все необходимые подключения.

Описание технологической схемы

В состав каждой линии входит:

- блок разделителя-дегазатора "ВМР-конденсат" 821-V-100;
- колонна регенерации метанола 821-C-400;
- блок огневого подогревателя 821-F-300 укомплектованный буферной емкостью-теплообменником 821-E-301;
- емкость сбора рефлюкса 821-V-500;
- воздушный конденсатор метанола 821-E-001;
- воздушный холодильник кубовой воды 821-E-002;
- насосное оборудование с фильтрами;
- блок подачи антискаланта 821-U-800.

Насыщенный водный раствор метанола от буферных емкостей установки дегазации конденсата поступает в блок разделителя-дегазатора насыщенного метанола 821-V-100 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).

Газы дегазации поступают в факельную систему низкого давления.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			68

Отделившиеся жидкие углеводороды периодически отводятся в дренажную емкость 821-V-002, откуда откачиваются полупогружным насосом в ёмкость сбора конденсата установки дегазации конденсата.

Насыщенный метанол из разделителя-дегазатора 821-V-100 насосом 821-P-200 под контролем регулятора расхода поступает в емкость со встроенным теплообменником 821-E-301, в которых подогревается до температуры 40-50 °С кубовой водой и далее направляется в ректификационную колонну 821-C-400 в качестве питания.

При этом насыщенный метанол в блоке 821-F-300 проходит импульсную обработку потока для предотвращения солеотложения в колонне и теплообменном оборудовании, с последующей фильтрацией скристаллизированных солей жесткости.

Кипение жидкости обеспечивается за счет сгорания топливного газа в топке огневого подогревателя 821-E-301. В качестве топливного газа используется газ, подготовленный на установке подготовки топливного газа. Регулирование температуры в подогревателе производится регулятором на трубопроводе подачи топливного газа.

Паровая фаза из подогревателя подается в верхнюю часть ректификационной колонны 821-C-400. Давление в колонне составляет от 120 до 170 кПа абс. Температура низа – 114 °С, верха – 74 °С.

Пары метанола выходят из колонны 821-C-400 и поступают на конденсацию и охлаждение в аппарат воздушного охлаждения 821-E-001, откуда жидкая фаза стекает в ёмкость сбора рефлюкса 821-V-500. Метанол из этой ёмкости откачивается одним из насосов блока 821-P-600.

Часть регенерированного метанола с нагнетания насоса 821-P-600 из рефлюксной ёмкости 821-V-500 подаётся в верхнюю часть колонны 821-C-400 в качестве орошения. Другая часть под контролем уровня откачивается в ёмкости хранения метанола. Регулирование температуры верха колонны выполняется клапаном на линии подачи орошения. Для исключения попадания паров метанола в атмосферу в емкость 821-V-500 предусмотрена подача азота.

Кубовая вода с содержанием метанола не более 0,05 % масс. из огневого подогревателя 821-F-301 стекает в емкость-теплообменник 821-E-301, где отдает тепло поступающему насыщенному метанолу, и далее насосами в блоке насосов 821-P-700 откачивается на КОС предварительно охладившись в аппарате воздушного охлаждения 821-E-002.

Для предупреждения образования накипи, а также безразборной чистки случайных отложений предусмотрена подача антискаланта (ингибитора) от блока 821-U-800 в наиболее ответственные участки схемы регенерации метанола. Подача реагента перед блоком подогревателя 821-F-300 призвана защитить трубное пространство теплообменника в составе буферной емкости при подогреве смеси до температур выше

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
										69

40-50°C, а дополнительный узел подачи перед колонной 821-С-400 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.

В период с 2023 до 2026 года предусматривается работа УРМ для переработки ВМР поступающего от технологических установок Завода СПГ.

Оценочный объём поступления ВМР составит до 5 000 кг/ч с концентрацией до 60% масс. Таким образом, предусматривается регенерация ВМР с последующей подачей регенерированного метанола на склад метанола.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										70
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				

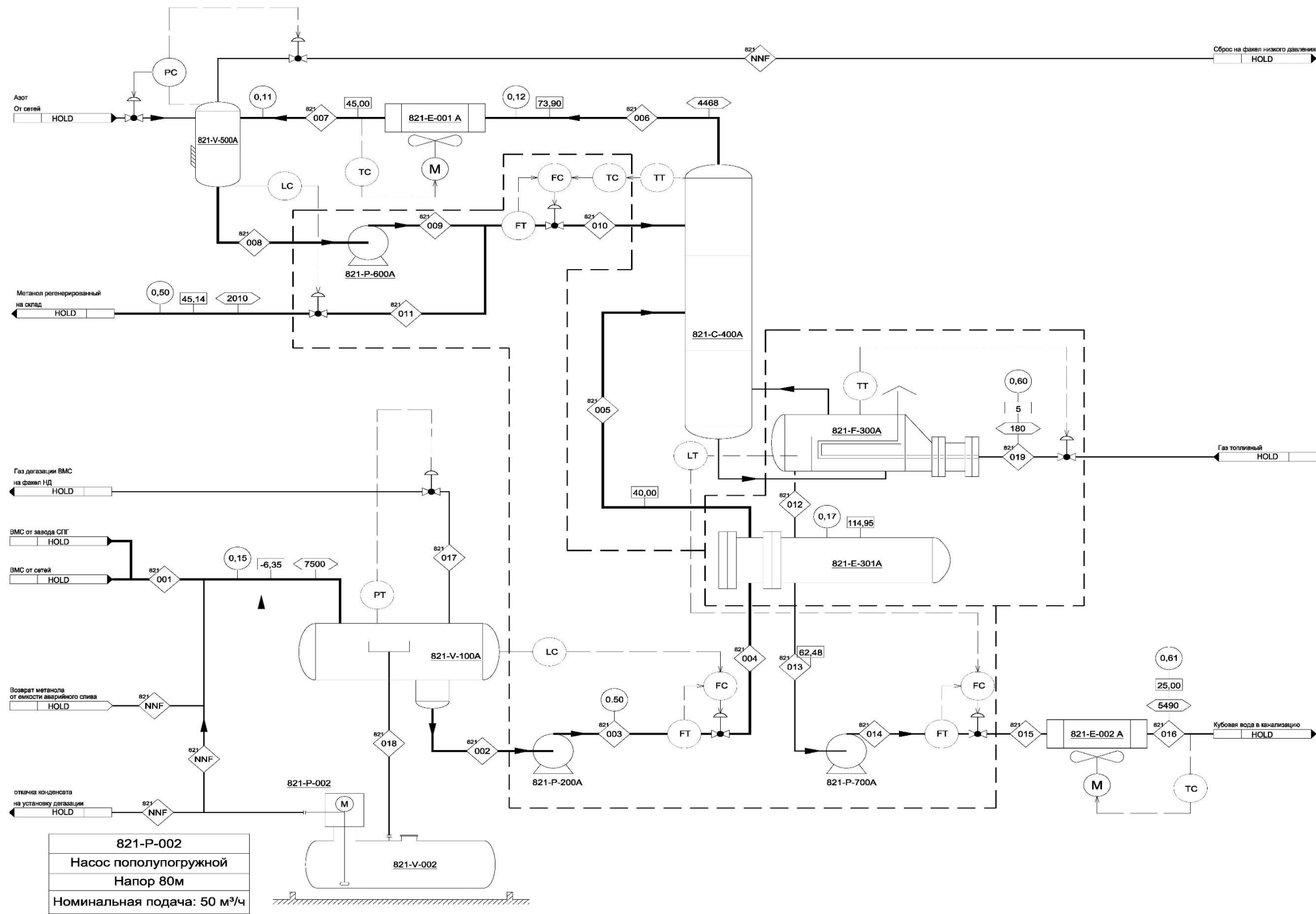


Рисунок 4.9 – Принципиальная схема установки регенерации метанола

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
	71

4.4.4.1 Установка регенерации метанола. Монтажные решения

Блок огневого подогревателя укомплектованный буферной емкостью-теплообменником, насосы, арматурные размещены в отапливаемом и вентилируемом помещении.

Вне здания размещены аппараты воздушного охлаждения надземные емкости, блок разделителя дегазатора, блок колонны регенерации метанола, блок емкости рефлюксной. 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 – АЗ. 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 чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-010-МР-01.

4.4.5 Расходные резервуары метанола

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.2-3-УППГЗ-009-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 820-Т-020А...D (группа 1 по ГОСТ 34347-2017).

Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной приведена на рис.4.10.

Метанол к емкостям поступает от:

- склада метанола;
- установки регенерации метанола УППГ.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							72
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Учитывая поток метанола от установки регенерации, запаса метанола, содержащегося в резервуарах, достаточно для обеспечения оперативного запаса промысла ингибитором гидратообразования в течение 17 дней при максимальном расходе метанола.

Каждый резервуар оборудован вентиляционной трубой с огнепреградителем 820-BRV-00201...00204. 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 820-T-021. Давление в коллекторе азота контролируется приборами по месту и дистанционно. Регулирование давления азотной подушки осуществляется регулирующими клапанами 820-PV-00205A,B, 820-PV-00212A,B.

Операции, производимые в расходных емкостях метанола 820-T-020A...D, включают в себя:

- прием метанола от склада метанола;
- подача метанола на скважины и в технологию (ППА, Сепарация).

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 820-SDV-00207A...D, 820-SDV-00207A...D на выходе из резервуара метанола 820-T-020A...D с последующим остановом насосов 820-P-100A/B. При аварийно-максимальном уровне срабатывает аварийная сигнализация и закрываются краны 820-SDV-00206A...D на входе в резервуары метанола 820-T-020A...D.

Каждый резервуар оборудован дренажными трубопроводами для сброса дренажей в емкость 820-T-021.

Дренажи со всей площадки направляются в дренажную емкость 820-T-021 объемом 8 м³, оборудованную дыхательным клапаном с огнепреградителем 820-BRV-00205.

Емкость снабжена полупогружным насосом 820-P-021, производительностью 50 м³/ч, H = 50 м. На нагнетательном трубопроводе насоса 820-P-021 установлен узел отбора проб. Из емкости 820-T-021 дренажи откачиваются в резервуары метанола 820-T-020A...D либо в автоцистерну.

Дренажная емкость 820-T-021 устанавливается надземно.

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 820-P-021. Предусматривается электрообогрев емкости 820-T-021. Также предусматривается контроль температуры по месту и дистанционно, при отклонениях от заданного режима предусматривается предупредительная сигнализация.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
													73

Дополнительно предусмотрен контроль давления на нагнетательном трубопроводе насоса 820-P-021 по месту и дистанционно.

На наружную установку расходных резервуаров метанола предусматривается подвод азота технического для обеспечения работы азотной подушки на резервуарах 820-T-020A...D, а также продувки оборудования перед ремонтом, воздуха КИП для работы приборов КИПиА.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			74

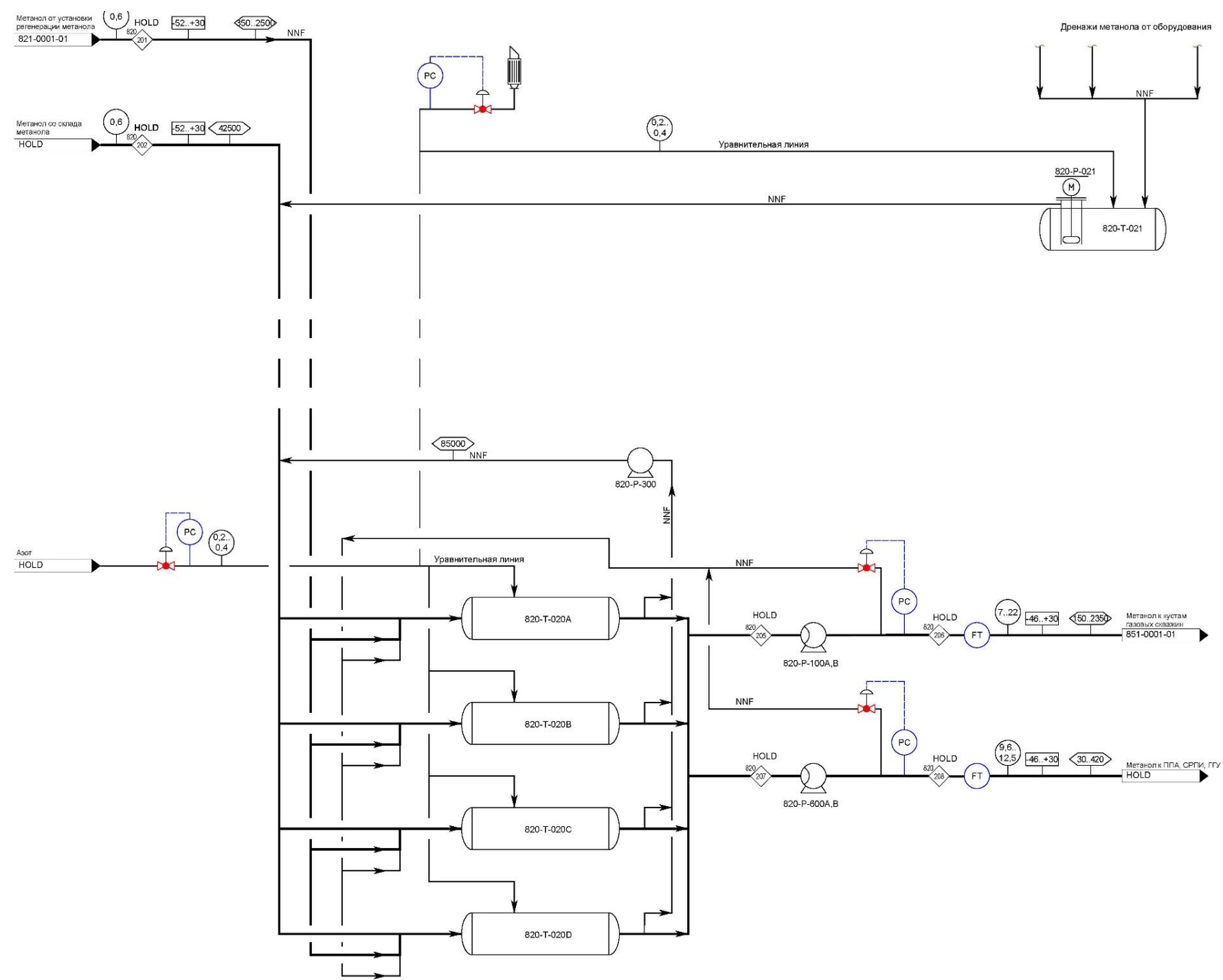


Рисунок 4.10 – Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

4.4.5.1 Расходные резервуары метанола. Монтажные решения

Четыре горизонтальных ёмкости 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 бескавитационной работы насосов.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-009-МР-01.

4.4.6 Насосная метанола

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.2-3-УППГЗ-008-ТХ-01...02)

Для подачи метанола к кустам скважин и потребителям площадки УППГ, выполнению операций по внутрискладской перекачке и ~~и одоризации~~ метанола предусмотрена насосная, в которой расположены:

- два блока герметичных дозировочных электронасосных агрегатов (1 рабочий+1 резервный) для подачи метанола к кустам скважин и в ППА, единичной производительностью 2 м³/час (820-Р-100А/В) и давлением нагнетания Р_н = 24,5 МПа изб;
- два блока герметичных дозировочных электронасосных агрегатов (1 рабочий+1 резервный) для подачи метанола на ППА, на установку сепарации газа, ГФУ (УППГ-3), единичной производительностью 2 м³/час (820-Р-600А/В) и давлением нагнетания Р_н = 16 МПа изб;
- герметичный центробежный насос 820-Р-300, производительностью 100 м³/ч, напором 70 м для внутрискладской перекачки метанола.

На общем коллекторе всаса насосов 820-Р-100А/В, 820-Р-600А/В 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 820-S-100А/В, 820-S-600А/В с контролем перепада давления. При повышении перепада давления до 10 кПа срабатывает предупредительная

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	76

сигнализация. Предусматривается контроль давления на трубопроводе всаса по месту. Так же, на трубопроводе всаса установлены гасители пульсаций 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 гидравлической системы. Гидравлическая система насосов представляет собой рабочую жидкость насоса, которая циркулирует через фильтр и охлаждается с помощью воздушного масляного охладителя. На трубопроводе нагнетания каждого насоса также установлен гаситель пульсации и предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с последующим остановом насоса по высокому давлению.

На нагнетательных коллекторах насосов 820-P-100A/B, 820-P-600A/B предусматривается контроль давления по месту и дистанционно с блокировкой насосов по аварийно-минимальному давлению. На выходе метанола из насосной предусматривается отключающая арматура системы ESD 820-ESV-00214 и 820-ESV-01017.

Замер расхода метанола предусмотрен на коллекторах нагнетания групп блоков насосов 820-P-100A/B и 820-P-600A/B.

Обязка насосов, расходомеров позволяет перед поверкой или ремонтом выполнить дренаж продукта в дренажную емкость 820-T-021.

Для перекачки метанола между резервуарами предусмотрен герметичный центробежный насос 820-P-300.

На трубопроводе всаса насоса 820-P-300 установлена приводная арматура 820-NV-03001. Для улавливания механических примесей установлен сетчатый фильтр 820-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 820-P-300 оборудован датчиками температуры подшипников насоса. При аварийно-максимальной температуре подшипников насоса происходит останов насоса 820-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 820-NV-03002.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.4.6.1 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 – АЗ. 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 План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3-УППГЗ-008-МР-02.

4.4.7 Факельное хозяйство

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-УППГЗ-016-ТХ-01, 02, 04, 05)

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 УППГ-З предусматривается работа двух факельных систем:

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

Принципиальная схема факельного хозяйства приведена на рис.4.11.

Расчетные параметры факельной системы высокого давления $P_{расч} = 1,0$ МПа, $T_{расч} = \text{минус } 60... \text{плюс } 100^{\circ}\text{C}$.

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). 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 производительности установки сепарации.

Изм.	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					78

Учитывая, что процесс подготовки газа и конденсата является линейным не разрывным и параметры факельных сбросов требуют отдельных решений (низкая температура минус 60 °С) 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 804-V-100A...D	804-PRV-11004, 804-PRV-11005	При возникновении пожара	1033,1
Емкость буферная 853-V-200	853-PRV-03001, 853-PRV-03002	При возникновении пожара	6370,9
Емкость 853-V-300	853-PRV-02004, 853-PRV-02005	При возникновении пожара	2876,2
Дегазатор 853-V-100A,B	853-PRV-01010, 853-PRV-01011	При возникновении пожара	216140,4
Пробкоуловитель 851-V-100	851-PRV-00013, 851-PRV-00014	При возникновении пожара	58077

В состав факельной установки высокого давления входит факельный коллектор Ду 900, факельный сепаратор высокого давления 860-V-001, дренажная емкость с полупогружным насосом 860-V-003 объемом 40 м³, факельный ствол 860-F-002 Ду 900 высотой 65 м. Пропускная способность факельной системы рассчитана на производительность одной линии УППГ-3 (12 млн.ст.м³/сут.) в соответствии с обоснованием безопасности опасного производственного объекта п.1.5.1 (№ рег. 59-ОБ-16850-2019). 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 требований обоснования безопасности (ОБ) опасного производственного объекта – раздел 1, таблица 1 (№ рег. 59-ОБ-16850-2019). 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			79

– 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.

В факельную систему низкого давления направляются на сжигание постоянные сбросы от установки регенерации метанола и дренажных емкостей площадки УППГ-3.

В состав факельной установки низкого давления входит факельный коллектор Ду 200, факельный сепаратор низкого давления 860-V-002, дренажная емкость с полупогружным насосом 860-V-005 объемом 12,5 м³, факельный ствол 860-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 821-F-300A,B, таким образом, факельная система НД рассчитана на максимально возможный аварийный сброс. Расчет ограждения факела приведен в приложении Г

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 821-F-300A..B	821-PRV-13016A, 821-PRV-13016B	При возникновении пожара	5500
Разделитель-дегазатор 821-V-100A..B	821-PRV 01001A, 821-PRV 01001B	При возникновении пожара	856,7
Блок емкости рефлюксной 821-V-500	821-PRV-15003A, 821-PRV-15003B	При возникновении пожара	567,3

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								
			Блок регенерации подогревателя 821-F-300A..B	821-PRV-13016A, 821-PRV-13016B	При возникновении пожара	5500				
			Разделитель-дегазатор 821-V-100A..B	821-PRV 01001A, 821-PRV 01001B	При возникновении пожара	856,7				
			Блок емкости рефлюксной 821-V-500	821-PRV-15003A, 821-PRV-15003B	При возникновении пожара	567,3				

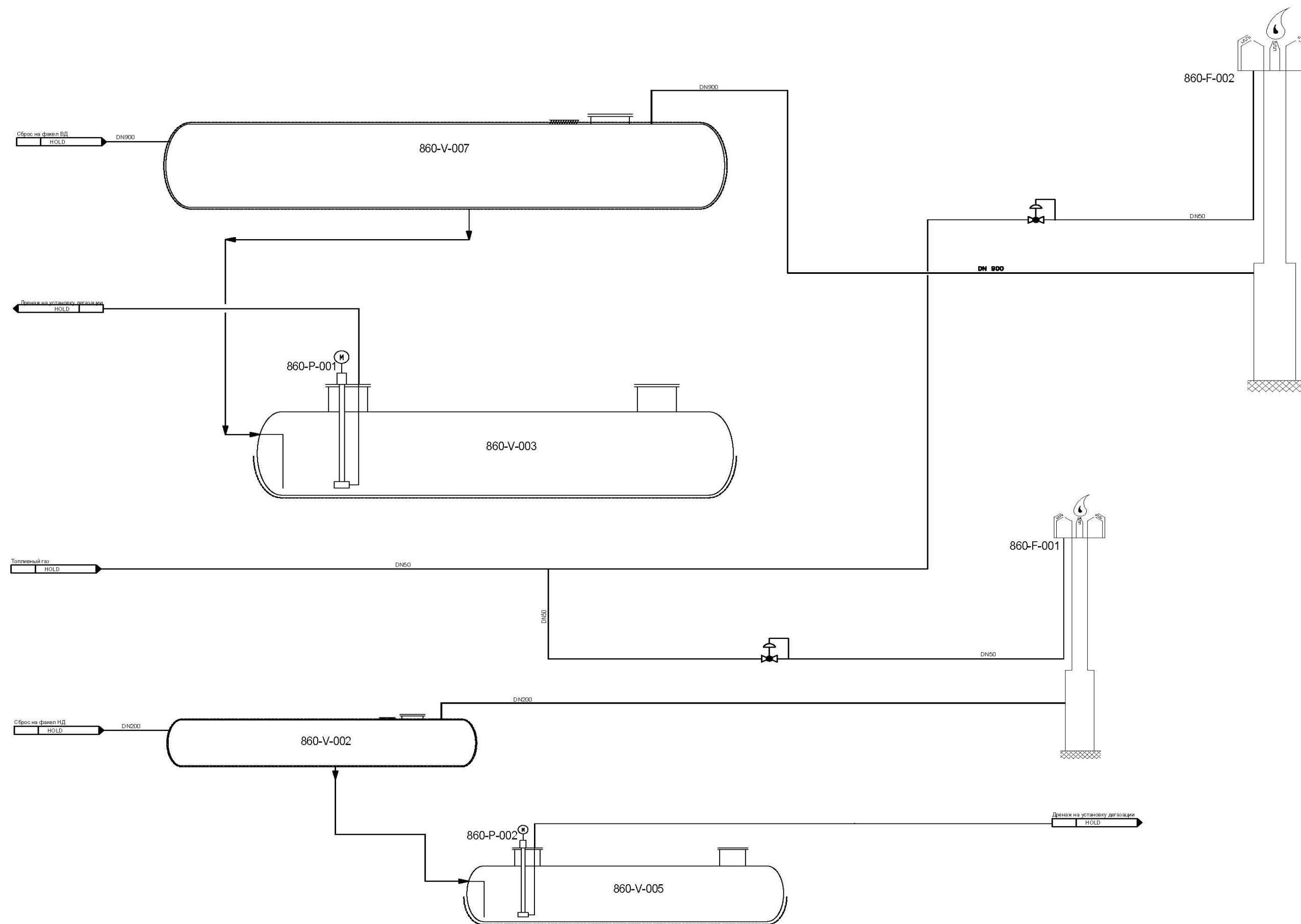


Рисунок 4.11 – Принципиальная схема факельного хозяйства

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дат.

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

81

4.4.7.1 Факельное хозяйство. Монтажные решения

Сбросы от технологических установок осуществляются на факельные установки:

- установка факельная высокого давления (ФВД);
- установка факельная низкого давления (ФНД).

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

В составе факельных установок предусматриваются сепараторы: сепаратор факельный высокого давления и сепаратор факельный низкого давления. Факельные сепараторы и емкости дренажные (с погружным насосом) размещаются на открытой площадке, на территории УППГ. 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 0,15 м.

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-ИОС7.3.3.4-3-УППГЗ-016-МР-01 и 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-016-МР-02.

4.4.7.2 Устройство горизонтальное горелочное

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.1-3-УППГЗ-015-ТХ-01)

Устройство горизонтальное горелочное предназначено для продувки шлейфов от кустов газоконденсатных скважин со сжиганием газа на горизонтальной горелке 860-F-003.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	82

Для редуцирования сжигаемого газа перед горелкой предусмотрен ручной регулятор 860-NV-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 Энергоцентра № 2 с параметрами: рабочее давление 0,4...0,6 МПа, расчетное давление 1,0 МПа, температура 5...20°C.

4.4.7.3 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, в соответствии с требованиями 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-ИОС7.3.3.4-3- УППГЗ-015-МР-01.

[illegible]

4.4.8 Установки вспомогательного технологического назначения

4.4.8.1 Компрессорная воздуха КИП

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.2-3-УППГЗ-013-ТХ-01...02)

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

Блок подготовки 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 приведены на рисунках 4.12 и 4.13

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 870-K-101 (870-K-102), в котором сжимается до 0,8 МПа, и поступает в циклонный сепаратор 870-V-101 (870-V-102). Затем, пройдя фильтр грубой очистки 870-S-101A (870-S-101B), происходит процесс осушки сжатого воздуха в осушителе 870-D-101 (870-D-102). Далее сухой сжатый воздух проходит через фильтр тонкой очистки 870-S-102A (870-S-102B) и далее поступает в ресиверы сжатого воздуха 870-V-001A, 870-V-001B, 870-V-001C, 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 20 м³.

Выполнены оценочные расчеты по потреблению воздуха КИП на управление запорной и регулирующей арматурой. Общий объем потребления воздуха КИП составляет 76 нм³.

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

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>(компрессорами производительностью 300 м³/ч каждый (1 рабочий и 1 резервный)).</p> <p>Для обеспечения хранения часового запаса воздуха предусматривается установка 3 ресиверов единичным объемом 20 м³.</p> <p>Выполнены оценочные расчеты по потреблению воздуха КИП на управление запорной и регулирующей арматурой. Общий объем потребления воздуха КИП составляет 76 нм³.</p> <p>Из расчетов следует, что трех ресиверов воздуха КИП хватит на 3 часа для безаварийной остановки объекта.</p> <p>Для контроля загрязненности воздуха КИП предусмотрены пробоотборные точки на каждом ресивере.</p>					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
								84
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

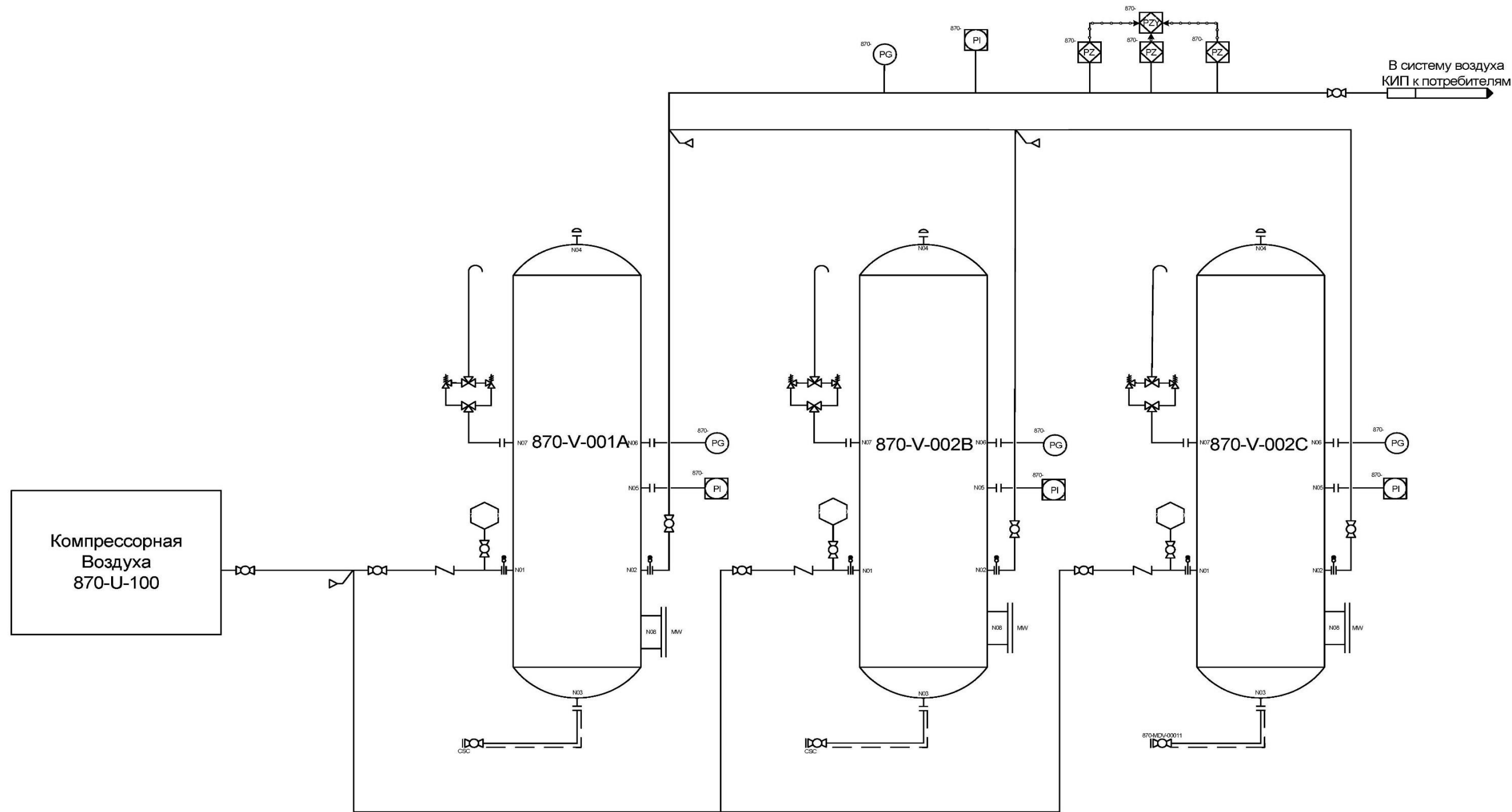


Рисунок 4.12 – Принципиальная схема компрессорной воздуха с ресиверами

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
		85



Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дат.

Лист
86

4.4.8.2 Емкости дизельного топлива

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.2-3-УППГ3-021.3-ТХ-01)

Потребителями дизельного топлива на площадке УППГ-3 являются аварийные дизельные электростанции. Запас дизельного топлива на данной площадке был принят на 3 суток, в связи с доступностью подвоза топлива. Количество АДЭС и запас дизельного топлива приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Количество АДЭС

Наименование площадки	ТЭГ АДЭС
УППГ-3	841-UD-007
	841-UD-008

Суммарный запас дизельного топлива на 3 суток для АДЭС 841-UD-007 и 841-UD-008 составляет 49,76 м³. С учетом того, что площадка Сооружения производственно-противопожарного водоснабжения (СППВ) находится в непосредственной близости с данными АДЭС и вводится в эксплуатацию раньше, было принято решение установить одну емкость объемом 100 м³ на площадке СППВ. Данная емкость полностью обеспечивает запас дизельным топливом АДЭС на данных площадках. Дизельное топливо для потребителей подается самотеком.

4.4.8.3 Монтажные решения

На площадке УППГ предусматривается компрессорная воздуха КИП в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности:

Установка поступает 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 предусматриваются специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п.

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

Планы размещения оборудования блочно-модульной установки представлены на чертеже - 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3-УППГ3-013-МР-01 - Компрессорная воздуха КИП

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								87
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

4.4.9 Сети технологические

Сети технологические являются связующими транспортными линиями между технологическими установками УППГ.

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 пробкоуловителю предусмотрен общий коллектор диаметром 700 мм с расчетным давлением 13,0 МПа.

Для возможности подключения ДКС предусмотрен узел подключения ДКС к коллектору подачи отсепарированного газа.

Нестабильный конденсат поступает на УДК по общему коллектору сбора конденсата от пробкоуловителя и установки сепарации.

Для возврата дренажей в технологический процесс от дренажных емкостей в составе установок УППГ предусмотрена линия возврата дренажей. Некондиционный конденсат от дренажных емкостей по указанной линии направляется на установку дегазации конденсата, в дренажную емкость 853-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.

4.4.9.1 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-ИОС7.3.3.4-3-УППГЗ-0ВС1-МР-01.

4.5 Склад ГСМ

Склад ГСМ предназначен для приема и хранения дизельного топлива (или судового маловязкого топлива), заправки автотранспорта УКПГ и УППГ дизельным топливом, а также для обеспечения топливом аварийных источников энергообеспечения (ДЭС и котельные) на УКПГ, УППГ и на заводе СПГ.

В состав склада ГСМ входят следующие элементы:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Вдоль всего нижнего яруса эстакад предусмотрены проходные площадки обслуживания.</p> <p>План сетей представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3-УППГЗ-0ВС1-МР-01.</p> <p>4.5 Склад ГСМ</p> <p>Склад ГСМ предназначен для приема и хранения дизельного топлива (или судового маловязкого топлива), заправки автотранспорта УКПГ и УППГ дизельным топливом, а также для обеспечения топливом аварийных источников энергообеспечения (ДЭС и котельные) на УКПГ, УППГ и на заводе СПГ.</p> <p>В состав склада ГСМ входят следующие элементы:</p>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
								88

- резервуарный парк;
- насосная перекачки дизельного топлива;
- пункт топливозаправочный;
- стояк для налива дизельного топлива.

Резервуарный парк, автоматизированные системы налива и контейнерное оборудование пункта топливозаправочного размещаются на открытой площадке.

Насосное оборудование расположено в отапливаемом помещении производственного здания насосной перекачки дизельного топлива. В отдельном помещении здания располагается склад масла автомобильного в бочках емкостью 200 л в количестве 158 шт. Для приема и перемещения маслonaполненной тары предусмотрены специальные грузоподъемные средства (кран-балка грузоподъемностью 1 т). Для откачки масла из бочек предусмотрен ручной бочковой насос. Складирование пустой тары предусмотрено на наружной площадке под навесом.

Технологической схемой предусмотрен подвод азота к оборудованию склада ГСМ от мембранной воздухоразделительной установки в составе азотного хозяйства Энергоцентра №2.

4.5.1 Резервуарный парк дизтоплива

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-001-ТХ-02,

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-001-ТХ-03

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-005-ТХ- 02)

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-006-ТХ-04,

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-006-ТХ-05)

Резервуарный парк дизтоплива обеспечивает хранение и запас дизельного топлива для потребителей УКПГ, УППГ и завода СПГ.

Принципиальная схема резервуарного и емкостного оборудования склада ГСМ приведена на рисунках 4.14 и 4.15.

Согласно ТУ на подключение технологического трубопровода дизельного топлива на границе проектирования ЗАО "ГТ Морстрой", доставка арктического дизельного топлива к резервуарному парку предусматривается трубопроводом Ø219х5 от танкера 1 раз в год в период навигации. Максимальная производительность перекачки дизельного топлива с танкера составляет 250 м³/ч. Давление на границе проектирования – не менее 0,7 МПа. Для обеспечения процесса опорожнения данного трубопровода предусмотрен арматурный узел приема поршня № 1. Также предусматривается возможность подачи судового маловязкого топлива от морского порта. Далее, на площадке склада ГСМ, пройдя фильтрацию топлива от механических примесей посредством фильтра сетчатого 839-S-003, а также местный

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Согласно ТУ на подключение технологического трубопровода дизельного топлива на границе проектирования ЗАО "ГТ Морстрой", доставка арктического дизельного топлива к резервуарному парку предусматривается трубопроводом Ø219х5 от танкера 1 раз в год в период навигации. Максимальная производительность перекачки дизельного топлива с танкера составляет 250 м³/ч. Давление на границе проектирования – не менее 0,7 МПа. Для обеспечения процесса опорожнения данного трубопровода предусмотрен арматурный узел приема поршня № 1. Также предусматривается возможность подачи судового маловязкого топлива от морского порта. Далее, на площадке склада ГСМ, пройдя фильтрацию топлива от механических примесей посредством фильтра сетчатого 839-S-003, а также местный</p>					
						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			89

замер его расхода, дизельное топливо или судовое маловязкое топливо поступает в резервуарный парк.

Суммарный объем проектируемого резервуарного парка составляет 20 000 м³: 3 рабочих резервуара номинальным объемом хранения 5000 м³ (839-Т-001, 839-Т-002, 839-Т-003) и 1 аварийный номинальным объемом хранения 5000 м³ (839-Т-004). Резервуары 839-Т-001, 839-Т-002, 839-Т-003, 839-Т-004 предназначены для хранения дизельного топлива, резервуары 839-Т-003, 839-Т-004 дополнительно предназначены для хранения судового маловязкого топлива. Согласно "Руководству по безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов" (п. 142), аварийный резервуар освобожден от нефтепродуктов и предназначен для приема дизельного топлива или судового маловязкого топлива при возможной внутрискладкой перекачке на случай аварии или пожара. Учитывая конструктивные характеристики резервуара, объем заполнения может несколько выше от объема хранения. Склад жидкого топлива в зависимости от его общей вместимости и суммарного объема хранимых нефтепродуктов относится к категории IIIa по СНиП 2.11.03 и СП 4.13130. Уровень ответственности резервуаров в соответствии со ст.4 Федерального закона от 30 декабря 2009г. № 384-ФЗ - повышенный.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			90

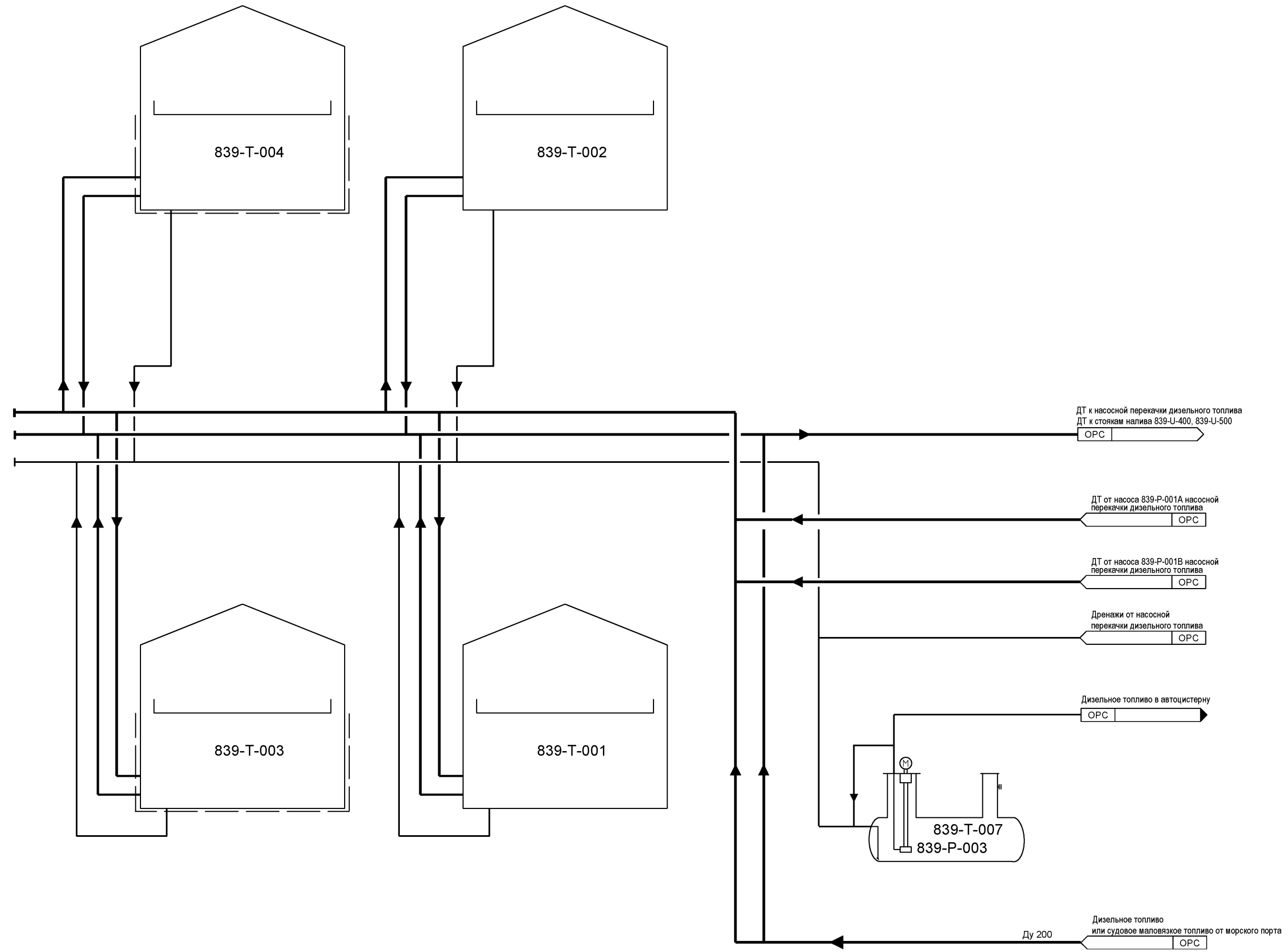


Рисунок 4.14 – Принципиальная схема резервуарного парка и емкостного оборудования склада ГСМ

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
	91

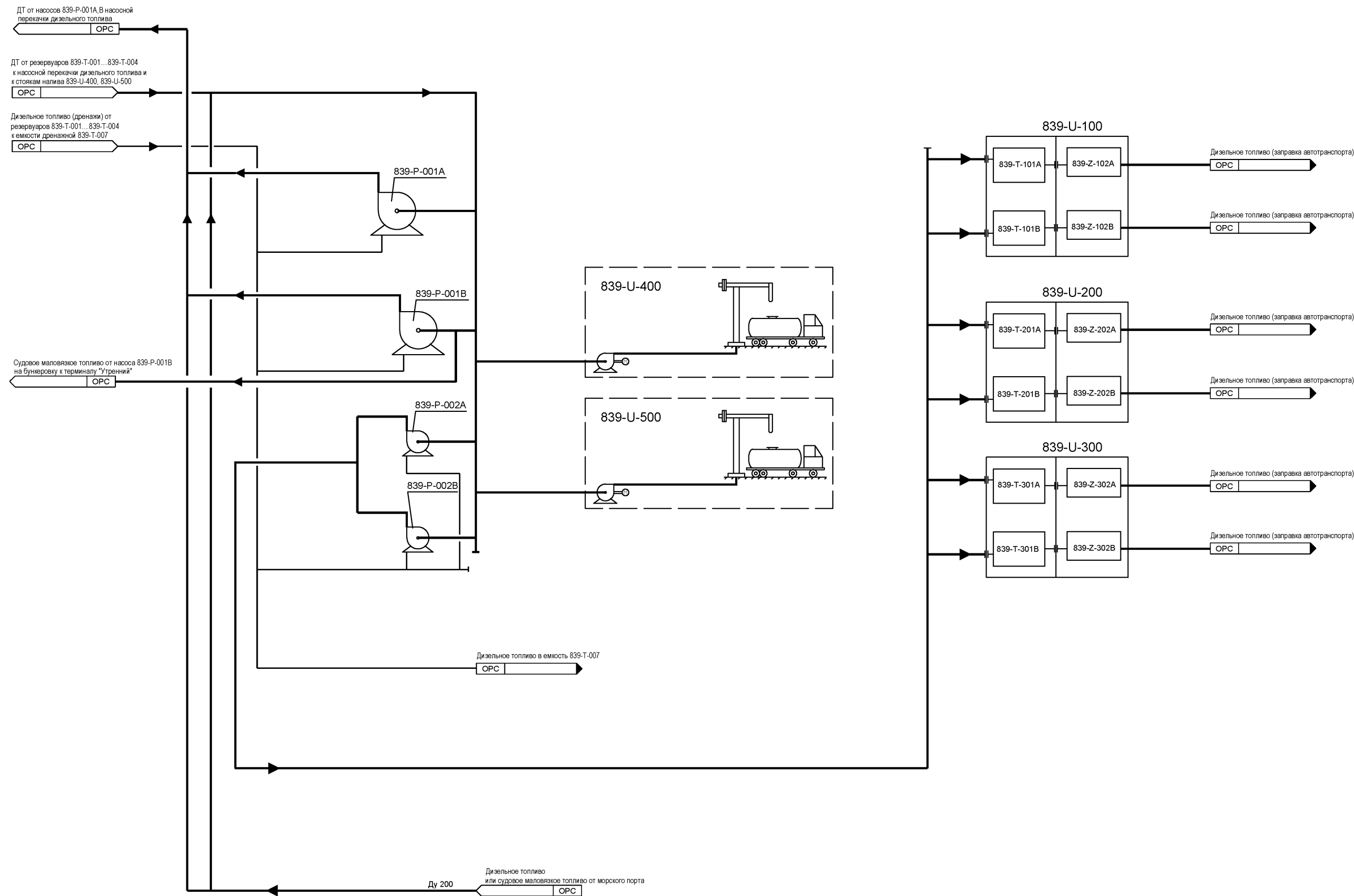


Рисунок 4.15 – Принципиальная схема резервуарного парка ГСМ

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

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

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист
92

Стальные цилиндрические резервуары со стационарной каркасной крышей 839-Т-001 ÷ 839-Т-004, объемом 5000 м³ каждый, укомплектованы плавающим понтоном.

Преимущества использования алюминиевых понтонов для резервуаров РВСП:

- экономический эффект — сокращение потерь нефтепродуктов от испарения (снижение потерь может достигать 95-98%);
- уменьшение загрязнения окружающей среды — понтоны уменьшают площадь испарения и выброс паров в атмосферу;
- алюминиевые понтоны предотвращают образование наружной пожаровзрывоопасной зоны у резервуара;
- экономия средств при монтаже - компактная модульная конструкция устанавливается в резервуаре через люк-лаз без необходимости создания дополнительных проемов.

Уникальная конструкция плавающего понтона позволяет обходиться без регулярного технического обслуживания.

Резервуары установлены на высотной отметке, обеспечивающей работу всех насосов в насосной перекачки дизельного топлива под заливом.

На каждом резервуаре предусматриваются:

- замер и сигнализация уровня с показаниями по месту и на щит оператора;
- максимальный аварийный уровень;
- аварийная предупредительная сигнализация максимального уровня;
- минимальный аварийный уровень;
- аварийная предупредительная сигнализация минимального уровня.
- замер температуры продукта в резервуаре:
- местное измерение;
- средняя температура продукта в резервуаре;
- температура в каждой зоне измерения — дистанционный контроль — 5 точек измерения, высоты установки чувствительных элементов: 1м; 20%; 40%; 60% и 80% от проектного уровня налива резервуара;

На каждом резервуаре внутри обвалования устанавливаются запорные устройства с ручным приводом, которые за границей обвалования продублированы задвижками с дистанционным приводом во взрывозащищенном исполнении.

Резервуары 839-Т-003, 839-Т-004 дополнительно оборудованы электрообогревом.

Дренажи от резервуаров хранения дизельного топлива 839-Т-001 ÷ 839-Т-004 направляются в подземную дренажную емкость 839-Т-007, объемом 63 м³. Емкость оснащена дыхательным клапаном КДМ-150. Обогрев дренажной емкости предусматривается посредством электрического кабеля. Откачка дренажей из дренажной емкости осуществляется погружным насосом 839-Р-003 производительностью 50 м³/ч и давлением 0,5 МПа в автоцистерну.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>На каждом резервуаре внутри обвалования устанавливаются запорные устройства с ручным приводом, которые за границей обвалования продублированы задвижками с дистанционным приводом во взрывозащищенном исполнении.</p> <p>Резервуары 839-Т-003, 839-Т-004 дополнительно оборудованы электрообогревом.</p> <p>Дренажи от резервуаров хранения дизельного топлива 839-Т-001 ÷ 839-Т-004 направляются в подземную дренажную емкость 839-Т-007, объемом 63 м³. Емкость оснащена дыхательным клапаном КДМ-150. Обогрев дренажной емкости предусматривается посредством электрического кабеля. Откачка дренажей из дренажной емкости осуществляется погружным насосом 839-Р-003 производительностью 50 м³/ч и давлением 0,5 МПа в автоцистерну.</p>								
<div>Изм.Кол.учЛист№ док.Подп.Дата</div>									120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
											93

Трубопроводы дизельного топлива, прокладываемые наружно, выполнены с электрообогревом, в теплоизоляции.

4.5.2 Насосная перекачки дизельного топлива (120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-003-ТХ-04...06)

Принципиальная схема насосного оборудования склада ГСМ приведена на рисунке. 4.16. Насосная перекачки дизельного топлива предназначена для:

- подпитки емкостей пункта топливозаправочного;
- внутрискладских перекачек дизельного топлива;
- обеспечения топливом емкостей запаса ДТ для аварийных источников энергообеспечения (ДЭС, котельная) на заводе СПГ и других потребителях.

Дизельное топливо по трубопроводу DN400 из резервуаров 839-Т-001 ÷ 839-Т-004 поступает в насосную перекачки дизельного топлива. На входном коллекторе в насосную установлены фильтры 839-S-001А,В (1 рабочий, 1 резервный). Всасывающие штуцера насосов расположены под заливом по отношению к уровню дизельного топлива в резервуарах.

Для внутрискладской перекачки дизельного топлива предусмотрены два центробежных насоса 839-Р-001А,В (1 рабочий, 1 резервный) производительностью 360 м³/ч и давлением 0,9 МПа.

От трубопровода нагнетания насоса 839-Р-001В предусмотрен трубопровод Ду 250 для подачи судового маловязкого топлива на бункеровку к терминалу "Утренний". Для обеспечения процесса опорожнения данного трубопровода предусмотрен арматурный узел приема поршня № 2.

Для подпитки емкостей пункта топливозаправочного предусмотрены два центробежных насоса для подачи дизтоплива 839-Р-002А,В (1 рабочий, 1 резервный) производительностью 50 м³/ч и давлением нагнетания 0,25 МПа.

Для подпитки дизельным топливом расходных емкостей и баков ДЭС на заводе СПГ, складе ГСМ, складе метанола, КНС, КОВ-3, ЦОД/ЦУС, опорной базы промысла, административной зоны и аварийно-спасательного Центра предусмотрен один центробежный насос 839-Р-004 производительностью 25 м³/ч и давлением нагнетания 0,91...1,4 МПа. Учитывая периодическую работу насоса, резервирование не предусматривается. Подача дизельного топлива к потребителям предусмотрена от трубопровода DN150 с расчетным избыточным давлением 1,6 МПа, прокладка трубопровода выполнена без изоляции и электрообогрева.

Замер дизтоплива предусмотрен на нагнетании насосов 839-Р-002А,В и 839-Р-004.

Обвязка насосов, счетчиков жидкости позволяет перед поверкой или ремонтом выполнить дренаж продукта в дренажную подземную емкость 839-Т-007.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			94

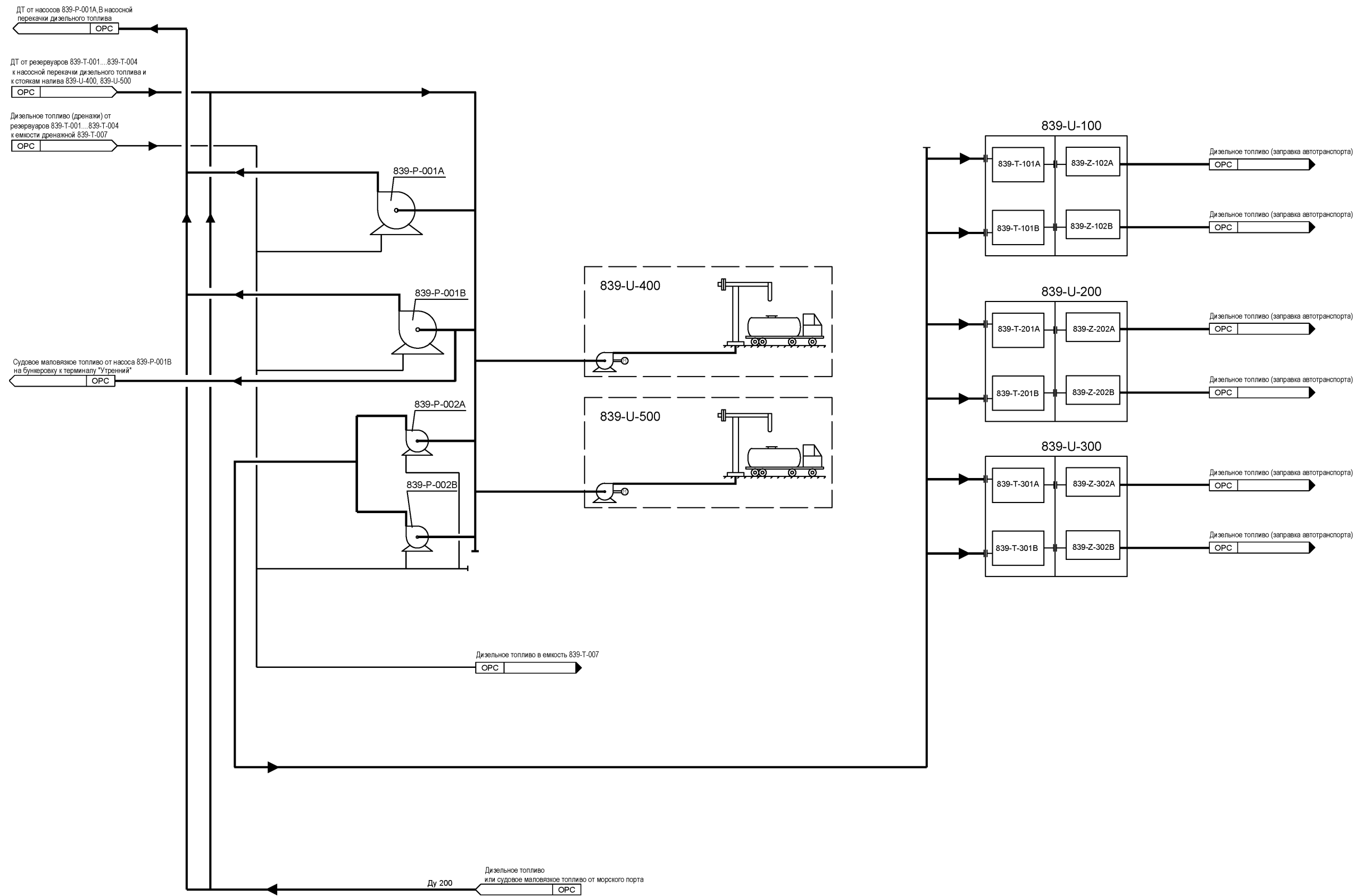


Рисунок 4.16- Принципиальная схема насосного оборудования склада ГСМ

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

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Коп.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		95

Все оборудование резервуарного парка дизтоплива и насосной перекачки дизельного топлива оснащено средствами контроля и автоматизации в соответствии с требованиями нормативных документов. Объем автоматизации обеспечивает пуск, надежную работу во всех режимах функционирования, противоаварийную защиту технологического оборудования и остановку без постоянного присутствия обслуживающего персонала. На площадке резервуарного парка и в помещении насосной осуществляется контроль дозврывоопасной концентрации паров дизтоплива в воздухе.

4.5.3 Пункт топливозаправочный

Пункт топливозаправочный состоит из трех АЗС контейнерного исполнения 839-U-100, 839-U-200, 839-U-300 и контейнерной операторной типа "Север".

Операторная (блок управления) оснащена щитом управления электрооборудованием КАЗС и предназначена для размещения пульта управления топливораздаточными колонками, средств технологической связи, пожарной безопасности, установки электрооборудования, системы автоматики и сигнализации КАЗС.

КАЗС – контейнерная автоматическая заправочная станция, технологическая система которой предназначена для заправки транспортных средств дизельным топливом и характеризуется надземным расположением резервуаров и размещением топливораздаточных колонок в контейнере хранения топлива, выполненном как единое заводское изделие.

В каждом контейнере АЗС размещены две емкости 839-T-101А,В (839-T-201А,В, 839-T-301А,В) объемом 5 м³ каждая и две топливораздаточные колонки 839-Z-101А,В (839-Z-201А,В, 839-Z-301А,В) производительностью 50 л/мин и напором 20 м каждая.

Для обеспечения поддержания требуемого уровня заполнения емкостей, топливо на заправочный пункт поступает от резервуаров склада ГСМ через насосы 839-P-002А,В насосной перекачки дизельного топлива по трубопроводу DN 80 в теплоизоляции с электрообогревом.

Система предотвращения переполнения резервуара согласно СП 156.13130.2014 предусматривает комплекс оборудования, предназначенный для автоматической сигнализации персоналу АЗС о необходимости прекращения операции наполнения резервуара топливом по достижении номинального уровня его наполнения и автоматического прекращения сливо-наливной операции в случае достижения предельного уровня наполнения. При достижении максимального уровня в емкостях 839-T-101А,В, 839-T-201А,В, 839-T-303А,В выполняется закрытие клапанов - отсекающих на трубопроводе подачи ДТ в емкости.

Проектом предусматривается контроль загазованности по парам дизельного топлива и пожара (световая и звуковая сигнализация на открытой площадке при 20% - предупредительная, 50% - аварийная). При наличии подтвержденного аварийного сигнала

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							96

пожара или загазованности предусматривается аварийный останов установки и закрытие клапанов - отсекаелей из помещения операторной.

4.5.4 Стояк для налива дизельного топлива (120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ГСМ-004-ТХ-01 02)

Стойак для налива дизельного топлива представляет собой измерительный комплекс комбинированного верхнего или нижнего автоматизированного дозированного налива автоцистерн светлыми нефтепродуктами и предусматривается для дистанционного управления процессом налива и учёта дизтоплива по заданному объёму при отпуске в автомобильные цистерны.

В составе склада ГСМ проектом предусматривается установка двух стояков для налива дизельного топлива 839-U-400 и 839-U-500.

Перед подачей дизельного топлива от резервуаров к комплексу измерительному предусматривается предварительная фильтрация топлива от твердых частиц посредством фильтра сетчатого 839-S-002A и 839-S-002B.

Автоматизированный комплекс налива оснащен собственным насосом и высокоточным устройством замера расхода, обеспечивает проведение процесса налива дизельного топлива в соответствии с требованиями нормативных документов:

- производственные процессы с применением дизельного топлива полностью герметизированы, исключается возможность контакта работающих с дизельным топливом;
- налив дизельного топлива в транспортные средства производится с помощью герметичных систем.

Комплекс с одним наливным стояком и одним видом наливаемого продукта обеспечивает дистанционное управление наливом автоцистерн, учет отпускаемых продуктов и включает:

- модуль насосный с насосом производительностью не более 90 м³/ч;
- стояк наливной с герметизированным наконечником и системой отвода паров наливаемого продукта;
- систему автоматизации.

Комплекс подключается к коллектору отбора дизельного топлива из резервуаров склада 839-T-001...839-T-004 и автоматически отключается при минимальном уровне продукта в резервуарах склада и максимальном - в автоцистерне. Автоматическое отключение также предусматривается в аварийной ситуации: в случае прекращения потока наливаемого продукта, при нарушении заземления, а также в других случаях, предусмотренных технической документацией изготовителя.

Организованный отвод паровой фазы обеспечивается конструктивными особенностями комплекса, предусмотренными его изготовителем:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
										97

- герметизированный наливной наконечник позволяет отводить пары наливаемого продукта при загрузке автоцистерны;

- узел отвода паров с ответным фланцем оснащен рукавом с огневым предохранителем и обратным клапаном для отвода паров на безопасное расстояние.

Комплекс устанавливается на открытой площадке и используется периодически, по мере необходимости заполнения автоцистерн.

Установка налива дизельного топлива обслуживается оператором налива.

Процесс приема и выдачи топлива полностью автоматизирован.

4.5.5 Склад ГСМ. Монтажные решения

План размещения оборудования на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-З-ГСМ-001-МР-01.

Блоки резервуаров расходных для метанола (4 вертикальных стальных резервуаров объемом 5000 м³ каждый) размещаются в два ряда в одном обваловании. В пределах обвалования резервуары (2х5000 м³) разделены ограждающей стеной высотой 0,8м. Блок емкости дренажной/приемной метанола объемом 63 м³ с насосом размещен подземно, вне обвалования резервуарного парка.

За расчетный объем разлившейся жидкости следует принят объем наибольшего резервуара в группе (п.4.1 ГОСТ Р 53324-2009). Высота обвалования принята не менее чем на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1,0 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м³ (п.4.2 ГОСТ Р 53324-2009).

Учитывая, что строительство будет проходить в два этапа габариты резервуарного парка приняты 78,0 х 72,0 м и объем жидкости в одном резервуаре V=5000 м³, расчетная высота обвалования составляет 0,89 м. Проектной документацией принята высота обвалования 1,2 м. Для полного удержания волны жидкости при квазимгновенном разрушении наземного вертикального резервуара обвалование выполнено с волноотражающим козырьком. Расчеты высоты обвалования групп резервуаров приведён в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Расчеты высоты обвалования групп резервуаров

Расчетный объем разлившейся жидкости, м ³	Площадь обвалования, м ²	Расчетная высота обвалования, м	Принятая высота обвалования, м
5000	5616	0,89	1,2

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							98
Инв. № подл.							120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для перехода через обвалование предусматриваются лестницы-переходы в количестве не менее четырех. На входе и выходе продукта из резервуаров внутри обвалования установлены коренные задвижки с ручным приводом. Задвижки дублируются пневмоприводной арматурой с дистанционным управлением для отключения резервуара в аварийных ситуациях. Пневмоприводная арматура размещается за обвалованием (п. 10.39, "Руководство по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов"). Во фланцевых соединениях арматуры, размещенной в пределах обвалования резервуарного парка, предусмотрены прокладки из негорючего материала. Для предотвращения от всплытия емкость дренажная крепится к строительным опорам. Для защиты от коррозии для подземной емкости предусмотрена усиленная гидроизоляция.

Насосная

Компоновкой 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.

В помещении насосной склада ГСМ предусматриваются бортики высотой 0,15 м и пандусы в дверных проемах в соответствии с п. 4.6 ВНТП 03/170/567-87. Для сбора утечек от насосных агрегатов предусмотрены поддоны, отвод продуктов выполнен в дренажную емкость.

Для опорожнения оборудования станции насосной метанола используется подземная емкость 63 м³, размещенная в районе насосной.

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 – АЗ. Для выполнения периодических осмотров, технических обслуживаний и ремонтов крана предусмотрены ремонтные площадки, которые обеспечивают удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию.

Стояк налива

Налив ДТ в автоцистерны предусматривается через наливной стояк на площадке налива автоцистерн. Стояк для налива и площадка налива выполнены с твердым покрытием, огражденным по периметру бортиком высотой 0,15 м. Над площадкой предусмотрен навес для защиты от атмосферных осадков. Площадка выполнена с учетом рабочей зоны обслуживания стояка налива метанола высотой до 3,1 м с углом поворота стояка на 180 градусов. Налив предусмотрен в один отсек с одной стороны островка. Все виды перемещения элементов наливного стояка по установке его на автоцистерну и возврат в гаражное положение, подъем и опускание переходного трапа производятся вручную. Для удобства работы оператора предусмотрен перекидной трап с поручнями безопасности и входной лестницей заводской поставки.

Изм.	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>						Лист
Изм.	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	99

4.6 Склад метанола

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3-3-СМ-001.1-ТХ-01)

Объем резервуаров метанола принят исходя из вместительности танкера и необходимости обеспечения годового запаса метанола на восполнение потерь.

Также согласно Руководству по безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов" на каждом складе рекомендуется выделять запасной резервуар, освобожденный от нефтепродуктов, на случай аварии или пожара. Вместимость этого резервуара должна быть не меньше вместимости наибольшего резервуара склада.

Подача метанола на склад метанола предусматривается трубопроводом Ø219х5 (ТУ на подключение в приложении А) от танкера 1 раз в год в период навигации, продолжительность хранения метанола на складе метанола составляет 1 год. Максимальная производительность насоса подачи метанола от танкера составляет 250 м³/ч. Давление на границе проектирования – не менее 0,7 МПа. Далее, на площадке склада метанола, пройдя фильтрацию топлива от механических примесей через фильтр сетчатый 820-S-051, а также местный замер расхода, метанол поступает в резервуары метанола.

На складе метанола предусмотрены 3 резервуара (поз. 820-Т-040/041/042) по 5 000 м³ каждый (суммарная вместимость склада метанола составляет 10 000 м³, из них используется 2 резервуара для хранения годовой потребности метанола для всего месторождения (8300 м³) и 1 резервуар аварийный (незаполненный) на случай аварийной ситуации. Коэффициент использования резервуаров составляет 83%. В резервуарах предусматривается хранение метанола, по ГОСТ 2222-95. Поскольку метанол является легковоспламеняющейся жидкостью ($t_{\text{всп}} = 6^\circ\text{C}$), был выбран резервуар со стационарной крышей с понтоном (РВСП) (раздел 5.5 ГОСТ 31385-2016,).

Принципиальная схема резервуаров хранения метанола приведена на рис. 4.7.

Технологической схемой резервуаров хранения метанола предусмотрены следующие технологические операции:

- прием метанола от наливного причала;
- внутрискладская перекачка метанола насосами (поз. 820-Р-040А/В);
- откачка из дренажной емкости (поз. 820-Т-043) полупогружным насосом (поз. 820-Р-043) в резервуары;
- отгрузка метанола в автоцистерны стояком налива 820-У-100.
- подача метанола на площадки УКПГ, УППГ насосами 820-Р-041/042

Для подачи метанола на УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ-3 и операций по внутрискладской перекачке предусмотрена насосная метанола. В насосной установлены два электронасосных агрегата (1 рабочий+1 резервный) подачи метанола на УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ-3, единичной производительностью 50 м³/ч (поз. 820-Р-041/042), два электронасосных агрегата

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							100

(1 рабочий+1 резервный) внутрискладской перекачки, единичной производительностью 360 м³/ч (поз. 820-Р-040А/В).

В случае аварии или пожара, предусмотрена перекачка метанола в аварийный резервуар двумя насосами внутрискладской перекачки (поз. 820-Р-040А/В).

При первичном заполнении от танкера (250 м³/ч) резервуаров метанола скорость подачи среды через приемно-раздаточное устройство DN300 составляет 0,98 м/с, что не превышает 1 м/с (п 6.5.3.6 ГОСТ 31385-2016). Поскольку скорость потока через ПРУ не превышает допустимого значения мероприятия по ограничению скорости не предусматриваются

Для исключения перекоса и заклинивания понтона, скорость движения понтона при заполнении резервуара не должна превышать 2,5 м/ч (п 6.5.3.6 ГОСТ 31385-2016). Скорость движения понтона при заполнении резервуаров в режиме закачки метанола от танкера составляет 0,73 м/ч, в случае аварии при перекачке в аварийный резервуар двумя насосами внутрискладской перекачки – 2,10 м/ч.

Дренажи от резервуарного парка метанола направляются в дренажную емкость (поз. 820-Т-043) оборудованную полупогружным насосом (поз. 820-Р-043).

Для зачистки и отмывки резервуаров предусмотрено применение специально разработанного для этих целей мобильного очистного комплекса МКО-1000 поставки фирмы "Чистый Мир М", г. Москва или аналогичного. Комплекс обеспечивает качественную очистку внутренних поверхностей резервуаров от метанола и мехпримесей и дальнейшее разделение смеси на воду, мехпримеси и метанол. Обводненные мехпримеси (не выше IV кл. опасности) направляются далее на полигон захоронения твердых отходов, а отделенный ВМР возвращается в резервуары хранения метанола. Вода направляется в сантехсооружения.

4.6.1 Склад метанола. Монтажные решения

План размещения оборудования склада метанола представлен на чертеже 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.4-3- СМ-001.1-МР-01.

Блоки резервуаров расходных для метанола (3 вертикальных стальных резервуара объемом 5000 м³ каждый) размещаются в один ряд в одном обваловании. Блок емкости дренажной метанола объемом 63 м³ с насосом размещен подземно, вне обвалования резервуарного парка.

За расчетный объем разлившейся жидкости принят объем наибольшего резервуара в группе (п.4.1 ГОСТ Р 53324-2009). Высота обвалования принята не менее чем на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1,0 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м³ (п.4.2 ГОСТ Р 53324-2009).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Блоки резервуаров расходных для метанола (3 вертикальных стальных резервуара объемом 5000 м³ каждый) размещаются в один ряд в одном обваловании. Блок емкости дренажной метанола объемом 63 м³ с насосом размещен подземно, вне обвалования резервуарного парка.</p> <p>За расчетный объем разлившейся жидкости принят объем наибольшего резервуара в группе (п.4.1 ГОСТ Р 53324-2009). Высота обвалования принята не менее чем на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1,0 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м³ (п.4.2 ГОСТ Р 53324-2009).</p>								
								120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист	
										101	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата						

Учитывая габариты резервуарного парка 113,0 x 35,0 м и объем жидкости в одном резервуаре $V=5000 \text{ м}^3$, расчетная высота обвалования составляет 0,8 м. Проектной документацией принята высота обвалования 1,0 м. Для полного удержания волны жидкости при квазимгновенном разрушении наземного вертикального резервуара обвалование выполнено с волноотражающим козырьком. Расчет высоты обвалования групп резервуаров приведен в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расчет высоты обвалования групп резервуаров

Расчетный объем разлившейся жидкости, м^3	Площадь обвалования, м^2	Расчетная высота обвалования, м	Принятая высота обвалования, м
5000	3955	0,8	1,0

Для перехода через обвалование предусматриваются лестницы-переходы в количестве не менее четырех. На входе и выходе продукта из резервуаров внутри обвалования установлены коренные задвижки с ручным приводом. Задвижки дублируются пневмоприводной арматурой с дистанционным управлением для отключения резервуара в аварийных ситуациях. Пневмоприводная арматура размещается за обвалованием (п. 10.39, "Руководство по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов"). Во фланцевых соединениях арматуры, размещенной в пределах обвалования резервуарного парка, предусмотрены прокладки из негорючего материала. Для предотвращения от всплытия емкость дренажная крепится к строительным опорам. Для защиты от коррозии для подземной емкости предусмотрена усиленная гидроизоляция.

Для обеспечения требуемой долговечности резервуаров - 30 лет используется увеличение толщин основных элементов конструкций (стенки, днища, крыши, понтона) за счет припуска на коррозию. В соответствии СП 28.13330.2012 "СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии", защита металлоконструкций от коррозии осуществляется с использованием лакокрасочных покрытий.

Лакокрасочные и антикоррозионные покрытия обладают необходимой термостойкостью при максимально и минимально возможных расчетных температурах. Внутренние поверхности резервуара с понтоном также покрываются лакокрасочными материалами стойкими к метанолу.

Лакокрасочные материалы должны соответствовать группе IIIa по СП 28.13330.2017.

Подготовка металлической поверхности перед нанесением покрытия проводится в соответствии с ГОСТ 9.402, ИСО 8501-01:2007: степень очистки от окислов 2 (Sa 2,5), степень обезжиривания – 1. Покрытия наносятся в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
													102

Для исключения несанкционированного доступа склад имеет ограждение из металлической сетки.

Для исключения несанкционированного доступа склад имеет ограждение из металлической сетки.

Налив метанола в автоцистерны предусматривается через наливной стояк на площадке налива автоцистерн. Стояк для налива и площадка налива выполнены с твердым покрытием, огражденным по периметру бортиком высотой 0,15 м. Над площадкой предусмотрен навес для защиты от атмосферных осадков. Площадка выполнена с учетом рабочей зоны обслуживания стояка налива метанола высотой до 3,1 м с углом поворота стояка на 180 градусов. Налив предусмотрен в один отсек с одной стороны островка. Все виды перемещения элементов наливного стояка по установке его на автоцистерну и возврат в гаражное положение, подъем и опускание переходного трапа производятся вручную. Для удобства работы оператора предусмотрен перекидной трап с поручнями безопасности и входной лестницей заводской поставки.

Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ. На входе и выходе в здание насосной трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не далее 50 м.

В помещении насосной склада метанола предусматриваются бортики высотой 0,15 м и пандусы в дверных проемах в соответствии с п. 4.6 ВНТП 03/170/567-87. Для сбора утечек от насосных агрегатов предусмотрены поддоны, отвод продуктов выполнен в дренажную емкость.

Для опорожнения оборудования станции насосной метанола используется подземная емкость 63 м³, размещенная в районе насосной.

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 – АЗ. Для выполнения периодических осмотров, технических обслуживаний и ремонтов крана предусмотрены ремонтные площадки, которые обеспечивают удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию.

[illegible]

4.7 Котельные

4.7.1 Емкости дизельного топлива

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ВЖК-012-ТХ-01)

(120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-АСЦ-013-ТХ-01)

На площадках Аварийно-Спасательного Центра и Вахтового Жилого Комплекса предусмотрены котельные. Для бесперебойной работы котельной проектом предусмотрен запас дизельного топлива.

На площадке Вахтового-Жилого Комплекса запас дизельного топлива рассчитан на 3 суток. Дизельное топливо подвозится автотранспортом. Количество котельных и дизельного топлива приведены в таблице 4.17.

Предусмотрена одна расходная емкость дизельного объемом 100 м³ 839-Т-008. Для приема дизельного топлива для нужд котельной предусмотрена приемная емкость объемом 12,5 м³ 839-Т-014 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 839-Р-050. (входит в комплект приемной емкости). Расходная и приемная емкости выполнены с электрообогревом для поддержания заданной температуры дизельного топлива. Расходная емкость расположена 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 емкостей предусмотрено опорожнение в автомобильную цистерну.

Таблица 4.17 – Количество котельных и запас дизельного топлива

Наименование площадки	Кол-во	Запас топлива на 3 суток (м ³)	Емкости дизельного топлива
Вахтовый Жилой Комплекс	1	156	1 емкость 100 м ³

На площадке Аварийно-Спасательного Центра проектом предусмотрен подвод трубопровода дизельного топлива. В соответствии с этим рассчитан запас дизельного на 2 суток. Количество котельных и дизельного топлива приведены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Количество котельных и запас дизельного топлива

Наименование площадки	Кол-во	Запас топлива на 2 суток (м ³)	Емкости дизельного топлива
Аварийно-Спасательный Центр	1	104	1 емкость по 50 м ³

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								104

Резервуар установлен надземно в ограждении. Высота ограждающей стенки рассчитана из условия разлива одного резервуара. Заправку емкости предусматривается осуществлять с помощью автоцистерны с насосом, за исключением тех емкостей, к которым подведен трубопровод дизельного топлива. Для выполнения заправки емкости и слива топлива в автоцистерны предусматривается площадка (с пандусом) для заезда автомобилей.

Резервуар оснащен клапаном дыхательным со встроенным огнепреградителем. На каждом трубопроводе в обвязке резервуара внутри обвалования устанавливаются задвижки с ручным приводом. Для возможности обслуживания указанных арматур предусматриваются площадка обслуживания.

Площадка Аварийно-Спасательного Центра. Расходы дизельного топлива

Расход дизельного топлива на 1 котел мощностью 5 МВт - 450 кг/час

Максимальный расход дизельного топлива - $450 \times 4 = 1800$ 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):

$$V = 24 \text{ час} \times 3 \text{ суток} \times 1800 \text{ кг/час} = 129600 \text{ кг} / (830 \text{ кг/м}^3) = 156 \text{ м}^3$$

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

$$V = 24 \text{ час} \times 2 \text{ суток} \times 1800 \text{ кг/час} = 86400 \text{ кг} / (830 \text{ кг/м}^3) = 104 \text{ м}^3$$

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..

Площадка ВЖК. Расходы дизельного топлива

Расход дизельного топлива на 1 котел мощностью 5 МВт - 450 кг/час

Максимальный расход дизельного топлива - $450 \times 4 = 1800$ кг/час

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

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							105

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

$$V=24 \text{ час} \times 3 \text{ суток} \times 1800 \text{ кг/час} = 129600 \text{ кг} / (830 \text{ кг/м}^3)=156 \text{ м}^3$$

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

$$V=24 \text{ час} \times 2 \text{ суток} \times 1800 \text{ кг/час} = 86400 \text{ кг} / (830 \text{ кг/м}^3)=104 \text{ м}^3$$

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.

4.8 АДЭС

Потребителями дизельного топлива на площадках Опорной Базы Промысла, Административной Зоны, Вахтового Жилого Комплекса, Сооружения Производственно-Противопожарного Водоснабжения в районе УППГ-3, ЦОД/ЦУД, КОВ-3, КОС-3, КНС, ВОС-100, Водозабор 1, Водозабор 2 и Водозабор 3.2 являются аварийные дизельные электростанции. Количество АДЭС и запас дизельного топлива приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Количество АДЭС и запас дизельного топлива

Наименование площадки	ТЭГ АДЭС	Запас топлива на 3 суток (м³)
Опорная База Промысла	841-UD-010	*
Административная Зона	841-UD-011	*
Аварийно-Спасательный Центр	841-UD-012	*
Вахтовый Жилой Комплекс	841-UD-025	40,5
	841-UD-009	***
Сооружения Производственно-Противопожарного Водоснабжения в районе УППГ-3	841-UD-027	32,42
ЦОД/ЦУД	841-UD-017	*
КОВ-3	841-UD-814	*
КОС-3	841-UD-815	40,5
КНС	841-UD-825	*

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Наименование площадки	ТЭГ АДЭС	Запас топлива на 3 суток (м³)
ВОС-100	841-ESS-604	**
Водозабор 1	641-ESS-604	**
Водозабор 2	741-ESS-704	**
Водозабор 3.2	841-ESS-804	**
* - Подвод дизельного топлива от трубопровода дизельного топлива склад ГСМ-Завод СПГ. ** - Дизельное топливо подвозится автоцистернами. *** - Подвод дизельного топлива от емкостей дизельного топлива для нужд котельной.		

На площадках Вахтового Жилого Комплекса, Опорной Базы Промысла, Административной зоны, Аварийно-Спасательного Центра, КОВ-3, КНС, ЦОД/ЦУД предусмотрены аварийные дизельные электростанции (АДЭС) и котельная (площадка АСЦ, ВЖК). Для обеспечения дизельным топливом данных потребителей запроектированы трубопроводы дизельного топлива DN150 PN 1,6 МПа, в связи с чем емкости для запаса дизельного топлива не предусмотрены. Трубопроводы дизельного топлива запроектированы без теплоизоляции, способ прокладки надземный на сантехнической эстакаде. Также надземно запроектирован трубопровод дизельного топлива Ø219х5 от причала терминала «Утренний» до склада ГСМ. Проектирование трубопровод дизельного топлива, а также метаноопровода Ø219х5 от причала терминала «Утренний» до склада метанола, выполнено в соответствии с ГОСТ Р 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные».

Так как запас дизельного топлива для АДЭС на площадках Вахтового Жилого Комплекса (841-UD-025) и КОС-3 составляет по 40,5 м³, предусмотрены емкости объемом по 50 м³ 841-Т-012 и 841-Т-010 соответственно. Подвод дизельного топлива к АДЭС 841-UD-009 осуществляется от емкостей дизельного топлива для нужд котельных

На площадке Сооружения Производственно-Противопожарного Водоснабжения в районе УППГ-3 запас дизельного топлива для АДЭС составляет 32,42 м³. Предусмотрена емкость объемом по 100 м³ 841-Т-016.

На площадках ВОС-100, Водозабор 1, Водозабор 2, Водозабор 3.2 емкости для запаса дизельного топлива не предусмотрены так как АДЭС заправляются от автоцистерны.

Обязка емкости дизельного топлива на площадке ВЖК приведена на схеме 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-ВЖК-009-ТХ-01.

Обязка емкости дизельного топлива на площадке Сооружения Производственно-Противопожарного Водоснабжения в районе УППГ-3 аналогична обязке емкости дизельного топлива на площадке ВЖК.

Схема подвода дизельного топлива к АДЭС на площадке АСЦ приведена на схеме 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.3-АСЦ-013-ТХ-01. На площадках Опорной Базы

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			107

Промысла, Административной Зоны, ЦОД/ЦУС, КОВ-3, КНС схема подвода дизельного топлива аналогична схеме подвода дизельного топлива к АДЭС на площадке АСЦ.

Резервуары установлены надземно в ограждении. Высота ограждающей стенки рассчитана из условия разлива одного резервуара. Заправку емкостей предусматривается осуществлять с помощью автоцистерны с насосом, за исключением тех емкостей, к которым подведен трубопровод дизельного топлива. 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 задвижки с ручным приводом. Для возможности обслуживания указанных арматур предусматриваются площадки обслуживания.

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

4.9 Компрессорная станция (перспектива)

После падения давления отсепарированного газа на выходе из установки сепарации до значений менее 7,3 МПа предусматривается подключение КС для обеспечения требуемого давления на границе с Заводом СПГ.

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, давление на выходе из ДКС составляет 7,6...7,75 МПа.

Скомпримированный 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 в трубопровод к Заводу СПГ.

Предусматривается применение агрегатов мощностью 16 МВт.

Общие характеристики КС приведены в таблице 4.20.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			108

Таблица 4.20 – Общие характеристики КС

Годы	Давление на входе, МПа (абс.)	Давление на выходе из КС, МПа (абс.)	Степень сжатия (Е)	N, МВт	Количество ГПА, всего (раб.+рез.)	Количество ступеней сжатия
2035	5,40	7,60	1,48	8,45	1+1	Работа ГПА в 1 ступень сжатия
2036	5,30	7,60	1,50	8,94	1+1	
2037	5,10	7,60	1,57	9,87	1+1	
2038	4,90	7,60	1,63	10,89	1+1	
2039	4,50	7,60	1,78	13,13	1+1	
2040	3,05	7,60	2,67	24,59	2+1	
2041	2,70	7,60	3,04	28,51	2+1	
2042	2,40	7,60	3,44	31,83	3	
2043	2,30	7,60	3,60	29,05	2+1	
2044	2,10	7,60	3,97	27,81	2+1	
2045	2,10	7,60	3,97	24,17	2+1	
2046	2,10	7,60	3,97	21,21	2+1	
2047	2,00	7,60	4,19	19,78	2+1	
2048	2,00	7,60	4,19	17,44	2+1	
2049	2,00	7,60	4,19	14,67	1+1	
2050	2,00	7,60	4,19	13,01	1+1	

4.10 Аналитический контроль производства

В целях получения продукции высокого качества, регулирования и оптимизации технологических режимов установок УППГ 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 основного производства приведен в таблице 4.21.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								109
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

112

Таблица 4.21 – Объем лабораторного контроля оборудования УППГ-3

№ 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 отсепарированный, природный газ	Трубопровод газа после 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
2.	Подготовленный конденсат от разделителя-дегазатора	Трубопровод конденсата от разделителя-дегазатора 853-V-100	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/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, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

110

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

113

№ 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 нефтепродукто в	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, Хроматографич еский	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
3.	Нестабильный конденсат	Трубопровод конденсата от разделителя-дегазатора 821-V-100	Массовая доля воды, %, не более	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	ГОСТ 2477-65, Кулонометриче ское 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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

111

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

114

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			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
			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 нефтепродукто в	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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

112

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

115

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
4.	BMP	Трубопровод на выходе из блока разделителя-дегазатора 853-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
5.	Конденсат подготовленный	Трубопровод от буферной емкости 853-V-200	Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	не норм., определение обязательно	—	ГОСТ Р 52087- 03 П. 8.2. Криостатически й	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
6.	BMP	Трубопровод от разделителя дегазатора 821-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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

113

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

116

№ п/п	Анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Норма или технический показатель	Частота контроля	Методы испытания или ГОСТ	Проводит анализ	Отбирает пробу
			Плотность, г/см ³	не норм., определение обязательно	По требованию	ГОСТ 2222-95	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			pH	от 6,5 до 8,5	По требованию	методика лаборатории	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
7.	Метанол	Трубопровод от рефлюксной емкости 821-V-500	Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раза в сутки	СТП, Хроматографи- ческий	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
			Массовая доля метанола, , не менее	90	один раз в смену	ГОСТ25712.3, Хроматографи- ческий и аналитический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
8.	Кубовая вода	Трубопровод от огневого подогревателя 821- 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
9.	Воздух КИП	Компрессорная воздуха КИП. Ресиверы воздуха КИП	Содержание свободной воды и щелочи	отсутствие	4 раза 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, влажномер типа "Байкал-3"	лаборант	оператор в присутствии лаборанта
10.	Атмосферный воздух	Площадка УППГ	Массовое содержание углеводородов, мг/м ³ , не более	300,0	1 раз в смену	Аналитический, прибор СГГ-4М	лаборант	лаборант

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

114

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

117

№ 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
11.	Дренажи	Трубопровод от дренажной емкости 851-V-002, 860-V-003, 860-V-005, 804-V-005, 853-V-003, 821-V-002, 821-V-001	Компонентный состав	не норм., определение обязательно	не реже 2 раз в сутки	СТП, Хроматографический	лаборант	оператор в присутствии лаборанта

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

115

4.11 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 4.20. Аварийная эвакуация продукта из оборудования осуществляется следующими способами:

- из газопроводов-шлейфов – газовая фаза сбрасывается через кран 851-BDV-00100 установленном на общем коллекторе в факельную систему ВД.
- из пробкоуловителя – газовая фаза сбрасывается через кран 851-BDV-00103А в факельную систему ВД.
- из блоков сепаратора 804-V-100 – газовая фаза сбрасывается через краны 804-804-BDV-00115 в факельную систему ВД.
- из блока разделителя-дегазатора 853-V-100 – жидкие углеводороды сбрасываются через клапаны 853-BOV-00428, 853-BOV-00430 в емкость аварийного слива 853-V-300. Газовая фаза через клапан 853-BDV-00426 сбрасывается на факел ВД.
- из буферной емкости 853-V-200 – жидкие углеводороды сбрасываются через клапан 853-BOV-00812 в емкость аварийного слива 853-V-300. Газовая фаза через клапан 853-BDV-00810 сбрасывается на факел.

Категории взрывоопасности технологических блоков приведены в таблице 4.22.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			116

Таблица 4.22 – Категории взрывоопасности технологических блоков

Номер блока	Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
ППА				
1.	Пункт переключающей арматуры	-	851-ESV-05102A, 851-ESV-05102B, 851-ESV-05102C, 851-ESV-05102	I
Пробкоуловитель				
2.	Блок пробкоуловителя 851-V-100	851-V-100, 851-S-501A, 851-S-501B, 851-S-503A, 851-S-503B	851-ESV-00102, 851-ESV-00104, 851-ESV-00105	I
Установка сепарации				
3.	Блок сепаратора 804-V-100 с теплообменником 804-E-001	804-V-100 804-E-001 804-U-700 804-U-200	804-ESV-01002 804-SDV-00116 804-ESV-01005 804-ESV-01003 804-SDV-01004 804-ESV-01007	I
УДК				
4.	Блок разделителя-дегазатора 853-V-100	853-V-100	853-ESV-00001, 853-ESV-00002, 853-ESV-00003, 853-SDV-00427, 853-ESV-00433, 853-SDV-00429, 853-SDV-00431	I
5.	Блок емкости буферной 853-V-200	853-V-200	853-SDV-00811, 853-ESV-00006	I
УРМ				
6.	Блок разделителя-дегазатора 821-V-100	821-V-100	821-SDV-00008 821-SDV-00009 821-SDV-00001	III
7.	Блок емкости рефлюксной 821-V-500	821-F-300 821-C-400 821-V-500	821-SDV-01641 821-SDV-01642 821-SDV-00005	III
Расходные резервуары метанола				
8.	Блок резервуара	820-T-020A	820-SDV-01006A; 820-SDV-01011A; 820-SDV-01024A; 820-SDV-01007A; 820-SDV-01008A.	III
9.	Блок резервуара	820-T-020B	820-SDV-01006B; 820-SDV-01011B; 820-SDV-01024B; 820-SDV-01007B; 820-SDV-01008B.	III

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							117

Номер блока	Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
10.	Блок резервуара	820-T-020C	820-SDV-01006C; 820-SDV-01011C; 820-SDV-01024C; 820-SDV-01007C; 820-SDV-01008C.	III
11.	Блок резервуара	820-T-020D	820-SDV-01006D; 820-SDV-01011D; 820-SDV-01024D; 820-SDV-01007D; 820-SDV-01008D.	III
12.	Входные коммуникации	-	820-ESV-01001; 820-ESV-01002; 820-ESV-01003;	III
13.	Насос 820-P-300	-	820-ESV-01021; 820-ESV-01022.	III
14.	Насосы 820-P-100A/B	-	820-ESV-01020; 820-ESV-01014.	III
15.	Насосы 820-P-600A/B	-	820-ESV-01017	III

4.12 Перечень основного технологического оборудования

В настоящем подразделе приведена информация о технологическом оборудовании, которое предусмотрено настоящим проектом.

В таблице 4.23 приведены позиции аппаратов для разработки технических проектов в соответствии с приложенными опросными листами.

Таблица 4.23 – Перечень разрабатываемого оборудования

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики
УППГ-3			
Пробкоуловитель			
851-V-100	Пробкоуловитель (трубная конструкция)	1	V=340 м³; Ррасч.=13,0 МПа Тр=минус 52...+65 °С
851-V-002	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=40 м³	1	V=40 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+65°С
851-S-001A, 851-S-001B	Фильтр жидкостный	2	Рр=13,0 МПа; Тр= минус 52...+65°С
851-S-002A, 851-S-002B	Фильтр жидкостный	2	Рр=13,0 МПа; Тр= минус 52...+65°С
Установка сепарации			
804-V-100	Сепаратор блочного исполнения	1	Q=12,5 млн.ст.м³/сут.; Рр=13,0 МПа; Тр= минус 52...+65°С

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата			

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

118

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики
804-V-005	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=12,5 м³	1	V=12,5 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+65°C
804-E-001	Теплообменник "газ-газ"	1	N= 2,2 МВт; Рр=13,0 МПа; Тр= минус 52...+100°C
804-U-200	Система регулируемой подачи метанола	1	Q=до 120 л/ч; Рр=13,0 МПа' Тр= минус 52...+65 °C
804-U-700	Система измерений количества газа	1	Q=0,5...15,0 млн.ст.м³/сут.; Рр=10,0 МПа; Тр= минус 52...+65°C
УДК			
853-P-001A, 853-P-001B	Насос подачи конденсата	2	H=250 м; Q =100 м³/ч
853-V-200	Блок емкости буферной	1	V=100 м³; Рр=4,0 МПа Тр= минус 52...+65 °C
853-V-300	Блок емкости аварийного слива	1	V=100 м³; Рр=4,0 МПа Тр= минус 52...+65 °C
853-V-100	Блок разделителя-дегазатора	1	Рр= 4,0 МПа; Тр= минус 52...+65°C
853-V-003	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=40 м³	1	V=40 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+65 °C
853-V-001	Емкость буферная	1	V=100 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+65 °C
853-U-800	Замерный узел конденсата	1	Q=1 400...14 000 кг/ч; Рр=6,3 МПа' Тр= минус 52...+65 °C
Компрессорная воздуха КИП			
870-V-001A, 870-V-001B, 870-V-001C	Ресивер воздуха КИП	3	V=20 м³; Ррасч=1,0 МПа
870-U-100	Компрессорная воздуха КИП	1	Q=300 м³/ч; Ррасч=1,0 МПа
Факельное хозяйство			
860-V-007	Факельный сепаратор ВД	1	Q=12 млн.ст.м³/сут.; Рр=1,0 МПа; Тр= минус 60...+100°C
860-F-001	Факел НД	1	Q=11000 ст.м³/сут.; Рр=0,6 МПа; Тр= минус 52...+100°C
860-F-002	Факел ВД	1	Q=12 млн.ст.м³/сут.; Рр=1,0 МПа; Тр= минус 60...+100°C
860-V-002	Факельный сепаратор НД	1	Q=11000 ст.м³/сут.; Рр=0,6 МПа; Тр= минус 52...+100°C
860-V-003	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=40 м³	1	V=40 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 60...+100°C

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата
Изм. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата			

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

119

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики
860-V-005	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=12,5 м³	1	V=12,5 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 52...+65°C
860-F-003	Устройство горизонтальное горелочное	1	Q=1,0 млн.ст.м³/сут.; Рр=6,3 МПа; Тр= минус 52...+65°C
УРМ			
821-V-100	Разделитель дегазатор блочного исполнения	2	Q=7500 кг/ч Ррасч=0,6 МПа
821-P-201, 821-P-202	Блок насоса подачи ВМР на регенерацию	4	H=40 м Q=7500 кг/ч
821-F-300A	Блок огневого подогревателя колонны регенерации метанола с емкостью-теплообменником	2	Ррасч=0,2 МПа Тр= 150°C G=2365...7767 кг/ч
821-E-301	Буферная емкость с теплообменным пучком	2	Ррасч=0,2 МПа
821-C-400	Колонна регенерации метанола блочного исполнения	2	Ррасч=0,2 МПа
821-V-500A	Блок емкости рефлюксной	2	Ррасч=0,2 МПа; V=8 м³
821-P-601, 821-P-602	Блок насоса орошения колонны регенерации метанола	4	H=60 м Q=5846 кг/ч
821-P-701, 821-P-702A	Блок насоса откачки кубовой воды	4	H=60 м Q=5280 кг/ч
821-V-001	Емкость дренажная с полупогружным насосом V=40 м³	1	V=40 м³; Рр=1,0 МПа Тр= минус 57...+65 °C
821-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
821-E-001A 821-E-001B	Аппарат воздушного охлаждения метанола	2	Рр=0,6 МПа; Тр= минус 52...+100°C
821-E-002A 821-E-002B	Аппарат воздушного охлаждения кубовой воды	2	Рр=0,6 МПа; Тр= минус 52...+100°C
Расходные резервуары метанола			
820-T-020A 820-T-020B 820-T-020C 820-T-020D	Резервуар метанола	4	V = 100 м³ Р _{расч} = 0,05 МПа Т _{расч} = минус 52 ... + 65 °C
820-T-021	Дренажная емкость метанола	1	V = 8 м³ Р _{расч} = 0,05 МПа Т _{расч} = минус 52 ... + 65 °C
820-P-021	Полупогружной насос дренажной емкости метанола 820-T-021	1	H = 50 м Q = 50 м³/ч
Насосная метанола			
820-P-100A 820-P-100B	Блок насоса подачи метанола	2	H = 3200 м Q = 2 м³/ч
820-P-600A 820-P-600B	Блок насоса подачи метанола	2	H = 2100 м Q = 2 м³/ч
820-P-300	Блок насоса внутрискладской перекачки	1	H = 70 м Q = 100 м³/ч
Склад ГСМ			
Резервуарный парк			

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

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

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

120

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики
839-T-001, 839-T-002 839-T-003 839-T-004	Резервуар дизельного топлива с понтонном	4	V=5000 м ³ ; Pp=0,002 МПа; Tp= минус 52...+90 °C
839-T-007	Емкость подземная дренажная	1	V=63 м ³ ; Pp=0,07 МПа; Tp= минус 52...+90 °C
839-P-003	Полупогружной насос дренажной емкости	1	Q=50 м ³ /час; H=50 м
839-S-003	Фильтр жидкостный	1	Pp=1,6 МПа; Tp= минус 52...+65 °C
Насосная перекачки дизельного топлива			
839-S-001A 839-S-001B	Фильтр жидкостный	2	Pp=1,6 МПа; Tp= минус 52...+30 °C
839-P-001A 839-P-001B	Насос для внутрискладских перекачек	2	Q=360 м ³ /час; H=100 м
839-P-002A 839-P-002B	Насос для подачи дизельного топлива	2	Q=50 м ³ /час; H=26 м
839-P-004	Насос для подачи дизельного топлива на завод СПГ	1	Q=25 м ³ /час; H=200 м
Пункт топливозаправочный			
839-U-100 839-U-200 839-U-300	Контейнерная АЗС	3	V=3 x10 м ³
839-T-101A 839-T-101B 839-T-201A 839-T-201B 839-T-301A 839-T-301B	Емкость для хранения дизельного топлива	6	V=5 м ³
839-Z-102A 839-Z-102B 839-Z-202A 839-Z-202B 839-Z-302A 839-Z-302B	Топливораздаточная колонка	6	Q=50 л/мин; H=20 м
Стояк для налива дизельного топлива			
839-U-400 839-U-500	Комплекс измерительный комбинированного верхнего или нижнего налива в автоцистерны		Q=90 м ³ /час; H=25 м
839-S-002A 839-S-002B	Фильтр жидкостный	2	Pp=1,6 МПа; Tp= минус 52...+30 °C
Склад метанола			
Резервуарный парк			
820-T-040 820-T-041 820-T-042	Резервуар для хранения метанола	3	V = 5000 м ³ ; P _{расч} = 0,002 МПа; T _{расч} = минус-52 ... + 90 °C
820-T-043	Емкость подземная дренажная	1	V=63 м ³ ; P _{расч} = 0,07 МПа; T _{расч} = минус 52 ... + 90 °C
820-P-043	Полупогружной насос дренажной емкости	1	Q = 50 м ³ /ч; H = 50 м
820-S-003	Фильтр жидкостный	1	P _{расч} = 1,6 МПа; T _{расч} = минус 52 ... + 65 °C
Насосная метанола			

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

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

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

121

Позиция оборудования	Наименование	Количество	Характеристики
820-S-040A 820-S-040B	Фильтр жидкостный	2	$P_{расч} = 1,6 \text{ МПа};$ $T_{расч} = \text{минус } 52 \dots + 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$
820-P-040A 820-P-040B	Насос для внутрискладских перекачек метанола	2	$Q = 360 \text{ м}^3/\text{ч};$ $H = 100 \text{ м}$
820-S-041 820-S-042	Фильтр жидкостный	2	$P_{расч} = 1,6 \text{ МПа};$ $T_{расч} = \text{минус } 52 \dots + 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$
820-P-041 820-P-042	Насос подачи метанола на УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ-3	2	$Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч};$ $H = 260 \text{ м}$
Стояк для налива метанола			
820-U-100	Комплекс измерительный комбинированного верхнего или нижнего налива в автоцистерны	1	$Q = 90 \text{ м}^3/\text{ч};$ $H = 25 \text{ м}$
820-S-005	Фильтр жидкостный	1	$P_{расч} = 1,6 \text{ МПа};$ $T_{расч} = \text{минус } 52 \dots + 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$

4.13 Категорирование технологических трубопроводов

В настоящем разделе приведена информация о назначенных категориях технологических трубопроводов. Категорирование трубопроводов обвязки скважин и трубопроводов технологических установок в составе УППГ-3 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 4.24.

Таблица 4.24 – Категории, группы или классы трубопроводов.

Наименование трубопровода	$P_{расч}$, МПа	$T_{расч}$, $^{\circ}\text{C}$	Категория, группа или класс трубопровода	Давление испытания ($P_{испыт}$), МПа
Пластовая смесь				
Трубопроводы пластовой смеси	21,0	минус 52... 65	I Б(а)	30,0
Трубопроводы пластовой смеси	13,0	минус 52...65	I Б(а)	18,6
Трубопроводы пластовой смеси	1,0	минус 70...65	I Б(а)	1,43
Газ природный, газ дегазации				
Трубопроводы природного газа	13,0	минус 52...100	I Б(а)	18,6
Газ дегазации	4,0	минус 52... 65	I Б(а)	5,8
Газ подготовленный, газ топливный				
Трубопровод подготовленного газа	10,0	минус 52...65	I Б(а)	14,3
Трубопровод топливного газа	1,0	минус 52...65	I Б(а)	1,43
Конденсат нестабильный, конденсат подготовленный				
Трубопроводы нестабильного конденсата	13,0	минус 52...65	I Б(б)	18,6
Трубопроводы нестабильного конденсата	4,0	минус 52...65	I Б(б)	5,8

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата
Интв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата			

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

122

Наименование трубопровода	$P_{расч}$, МПа	$T_{расч}$, °C	Категория, группа или класс трубопровода	Давление испытания ($P_{испыт}$), МПа
Трубопроводы подготовленного конденсата	6,3	минус 52...65	I Б(б)	9,0
ВМР и метанол				
Трубопроводы метанола	24,5	минус 52...65	I А(б)	35,8
Трубопроводы метанола	1,6	минус 52... 65	I А(б)	2,3
Трубопроводы метанола	1,0	минус 52... 65	I А(б)	1,43
Трубопроводы метанола	0,6	минус 52... 65	I А(б)	0,9
Трубопроводы паров метанола	0,6	минус 52... 65	I А(б)	0,9
Трубопровод ВМР	4,0	минус 52... 65	I А(б)	5,8
Трубопроводы ВМР	0,6	минус 52... 65	I А(б)	0,9
Дренаж технологический				
Трубопровод дренажа технологического	13,0	минус 52...65	I Б(б)	18,6
Трубопровод дренажа технологического	1,0	минус 52...65	I Б(б)	1,43
Трубопровод дренажа технологического	1,0	минус 70...65	I Б(б)	1,43
Трубопроводы дренажей метанола (ВМР)	1,0	минус 52...65	I А(б)	1,43
Трубопроводы дренажей метанола (ВМР)	0,6	минус 52...65	I А(б)	1,43
Факельные сбросы ВД				
Трубопроводы факельной системы высокого давления	1,0	минус 60...100	I Б(а)	1,43
Факельные сбросы НД				
Трубопроводы факельной системы низкого давления	1,0	минус 52...100	I Б(а)	1,43
Свечевые сбросы				
Трубопровод сброса на свечу	1,0	минус 52...65	I В	1,43
Трубопровод сброса на свечу	0,6	минус 52...65	I В	0,9
Трубопровод сброса на свечу	0,2	минус 52...65	I В	0,3
Вспомогательные вещества				
Трубопроводы воздуха КИП	1,0	минус 52...65	III В	1,43
Трубопроводы азота	1,0	минус 52...65	III В	1,43
Трубопроводы дизельного топлива	1,6	минус 52 ...+65	I Б(б)	2,3
Кубовая вода				
Трубопроводы кубовой воды	0,6	минус 52...+100	III В	0,9
Трубопроводы кубовой воды	0,2	минус 52...+150	III В	0,3

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата
Инд. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата			

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

123

- 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.

- 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 УППГ-3 прокладываются надземно. Для прокладки технологических коммуникаций, необходимых для связи между оборудованием и технологическими секциями, предусматривается устройство одно и многоярусных эстакад, выполняемых на несгораемых металлических конструкциях. Ширина эстакад выбрана с учетом нормативного расстояния

Формат А4

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.

4.14.1 Характеристика трубопроводов. Детали трубопроводов

Выбор труб и расчет толщин стенок трубопроводов и соединительных деталей осуществлен с учетом требуемой пропускной способности трубопроводов и условий работы

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>уклоном не менее 0,002 в сторону дренажных емкостей. допускается прокладка дренажных трубопроводов без уклона при условии обеспечения отсутствия прогибов, препятствующих дренированию жидкости.</p> <p>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.</p> <p>4.14.1 Характеристика трубопроводов. Детали трубопроводов</p> <p>Выбор труб и расчет толщин стенок трубопроводов и соединительных деталей осуществлен с учетом требуемой пропускной способности трубопроводов и условий работы</p>

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						Лист
						125

(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-ЗР-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 кованой заготовки.

Срок эксплуатации технологических трубопроводов не менее 30 лет. Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения в установленном порядке.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			126

Расчет толщины стенки труб выполнен по формуле (7.1) ГОСТ 32388-2013:

$$S_R = \frac{|p| \times D_a}{2\varphi_y \times [\sigma] + |p|}.$$

Значение номинального допустимого напряжения $[\sigma]$ определяется по формуле (5.1) 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 4.25.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$S = S_R + C1 + C2 .$ 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 4.25.					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
								127

Таблица 4.25 – 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

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

128

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	δ	δпринятая
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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

129

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	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,108	0,12333	3
1,6	100	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,15	0,171292	3
1,6	100	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,192	0,219253	3
1,6	100	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,27	0,308325	3
1,6	100	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,342	0,390545	3
1,6	100	89	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,534	0,609798	3
1,6	100	108	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,647	0,73998	3
1,6	100	159	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,953	1,089415	4
1,6	100	219	12Х18Н10Т	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	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,267	0,305577	3
4	100	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,371	0,424413	3
4	100	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,475	0,543248	3
4	100	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,668	0,763943	3
4	100	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,847	0,967661	3
4	100	89	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,322	1,510909	3
4	100	108	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,604	1,833462	3
4	100	159	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	2,362	2,699264	4
4	100	219	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	3,253	3,717854	5

10	100	18	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,654	0,747292	3
10	100	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	0,908	1,037905	3
10	100	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,162	1,328519	3
10	100	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,921	133	1,635	1,868229	3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата
------	--------	------	--------	------	------

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

130

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
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

4.14.2 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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>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.</p> <p>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.</p>						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата	
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ									Лист
									131

Вся фланцевая арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами из низколегированной стали, крепежом и прокладками. Размеры фланцев и их уплотнительных поверхностей принимаются по ГОСТ 33259-2015. Типы уплотнительных поверхностей фланцевых соединений приняты согласно Приложению Р ГОСТ 32569-2013.

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°C (воздух КИП, азот, 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 °C не ниже 39,2 Дж/см², KCV при температуре минус 60°C не ниже 24,5 Дж/см².

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							132

Выбор арматуры выполняется с учетом рабочего давления, максимальных и минимальных температур в процессе эксплуатации, на основании номенклатурных каталогов трубопроводной арматуры российских производителей, и должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 56001-2014.

Трубопроводная арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,6 м от уровня пола площадки, с которой производят управление.

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.

Арматура поставляется с защитным покрытием от атмосферных воздействий.

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.

Все виды покрытий наносит на арматуру в заводских условиях предприятие изготовитель.

Вся ЗРА обеспечивает работоспособность при максимально возможных расчетных температурах эксплуатации.

Характеристики транспортируемых сред позволяют, в основном, осуществить поставку запорной арматуры Российскими заводами-изготовителями.

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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										133

- 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.

4.14.3 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 Intershiel 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 "Акрис эпокс" (грунтовка) + эмаль "Акрис эпокс С" (грунт-эмаль) + Эмаль "Акрис-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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						134
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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.

4.14.4 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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						135
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 площадке 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.

Взам. инв. №		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.							
Подп. и дата		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.							
Инв. № подл.								120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
									136
		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата		

При выполнении изоляционных и строительных работ необходимо проводить контроль состояния защитного покрытия технологических трубопроводов в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

4.14.5 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.

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							137

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 испытываемый 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										138

Специальная инструкция на очистку полости и схемы на испытание составляются строительно-монтажной организацией.

Трубопроводы групп А, Б(а), Б(б) дополнительно подвергаются пневматическому испытанию на герметичность давлением, равным рабочему. При этом, результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными в случае, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час для трубопроводов группы А и 0,2 % за час для трубопроводов группы Б (а), Б (б). Это относится к трубопроводам с внутренним диаметром до 250 мм включительно. При испытании трубопроводов большего диаметра нормы падения давления в них определить согласно ГОСТ 325569-2013.

В верхних точках трубопроводов для удаления воздуха при заполнении их водой устанавливается запорная арматура соответствующих диаметров.

В нижних точках трубопроводов для удаления воды после проведения гидравлических испытаний устанавливается запорная арматура соответствующих диаметров.

После проведения гидравлических испытаний и слива воды из системы производится осушка внутренних стенок трубопроводов.

В соответствии с п. 5.2. СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» - оборудование, поступающее на строительную площадку полностью собранным и испытанным на предприятии-изготовителе, индивидуальным испытаниям на прочность и герметичность дополнительно не подвергается.

Для контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов и их элементов необходимо проводить их периодическую ревизию. Ревизию технологических трубопроводов и их элементов следует проводить в соответствии с разделом 14 ГОСТ 32569-2013.

Оборудование, трубопроводы и кожухи изоляции заземляются.

Все монтажные и ремонтные работы на территории площадки выполняются при помощи передвижных грузоподъемных средств.

Для опирания трубопроводов на строительную опору предусмотрены опоры по ОСТ 36-146-88 из стали 09Г2С. На изолируемых трубопроводах опоры устанавливаются непосредственно на оцинкованную оболочку заводской теплоизоляции. Неподвижные опоры предусмотрены заводского изготовления с учетом допускаемых вертикальных, осевых нагрузок и при монтаже привариваются к строительной опоре сплошным швом после укладки всего трубопровода на опоры.

Все технические устройства, применяемые на объекте, должны иметь документы, подтверждающие их соответствие требованиям статьи 7 Федерального закона 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21 июля 1997 г. и статьи 20 Федерального закона 184-ФЗ "О техническом регулировании" от 27 декабря 2002г.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										139

4.14.6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

На объекте принят необходимый уровень механизации, связанный с выполнением грузоподъемных операций при ремонтных работах, для монтажа, демонтажа и обслуживания технологического оборудования и трубопроводной арматуры массой более 50 кг, размещенных в зданиях производственного назначения, блочно-модульных установках и на открытых площадках.

Подъемно-транспортное оборудование подобрано в зависимости от конструктивных размеров зданий, габаритов и массы демонтируемого оборудования, а также с учетом номенклатуры выпускаемого заводами подъемно-транспортного оборудования. Предусматривается, что демонтаж будет производиться либо оборудования в целом, либо составными узлами.

Грузоподъемность кранов и талей выбрана с учетом грузозахватных приспособлений по максимальной массе, ожидаемой в процессе обслуживания и ремонта оборудования (п.4.6 ГОСТ 12.3.009-76).

Грузоподъемное оборудование предусмотрено во взрывобезопасном исполнении.

Меры по обеспечению промышленной безопасности при монтаже и эксплуатации указанных грузоподъемных механизмов (ГПМ) приняты в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения":

- 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
										140

- 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 запирания 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-ИОС7.3.1.ТЧ			141

5 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ

5.1 Структура управления предприятием

В настоящем разделе рассматриваются вопросы управления и численности эксплуатационного персонала Северного купола (УППГ-3) 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 УППГ-3 войдет в зону обслуживания ООО "Арктик СПГ-2" и включает в себя следующие основные объекты:

- 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 медицинское 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.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых

Инв. №	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										142
				120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 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).

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							143

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 Северного купола (УППГ -3) 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 Северного 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. процессо в	Всего (с учетом подмен ы)	1 вахта		2 вахта	
			день	ночь	день	ночь
Начальник УППГ /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	4	2	-	2	-
Оператор по добыче нефти и газа (технология)	1б,2г	5	2	1	1	1
Оператор по добыче нефти и газа (УРМ)	1б, 2г	5	1	1	2	1
Слесарь по ремонту технологических установок	1в	4	2	-	2	-
Слесарь- сантехник	1б,2г	4	2	-	2	-
Слесарь КИПиА	1б	6	2	1	2	1
Машинист насосных установок	1б	4	1	1	1	1
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	2г	4	1	1	1	1
Машинист двигателей внутреннего сгорания (ДЭС)	1в	1	1	-	-	-
Уборщик производственных и служебных помещений	1б	2	1	-	1	-

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							144

Итого		47	19	5	18	5
Служба безопасности						
Дежурный на КПП	1а	16	4	4	4	4
Группа быстрого реагирования	1а	8	2	2	2	2
Итого		24	6	6	6	6
Всего		71	25	11	24	11

Наименование профессий работников соответствует "Общероссийскому классификатору профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов" ОК 016-94.

Распределение персонала по функциям управления носит рекомендательный характер, так как в соответствии с нормативными материалами руководитель предприятия имеет право перераспределять численность персонала по функциям управления в пределах нормативной численности.

Количество рабочих мест обслуживающего персонала соответствует количеству применяемого оборудования, зонам обслуживания и численности персонала максимальной смены одной вахты.

Количество рабочих мест для проектируемых объектов Северного купола Салмановского НГКМ составляет 25 рабочих места.

5.5 Организация и оснащение рабочих мест

Рабочие места для обслуживающего персонала Северного 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,

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист	
								145
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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.

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-ИОС7.3.1.ТЧ			146

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-ИОС7.3.1.ТЧ				147

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 Северного 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;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						148
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- 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 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>- герметически закрывающиеся двери обеспечивают лёгкий доступ для обслуживания элементов внутри блоков;</p> <p>- 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;</p> <p>- применено оборудование и аппараты, имеющие соответствующие сертификаты;</p> <p>- в газоопасных производственных помещениях и технологических зонах установлены датчики газоанализаторов, связанные с системами пуска аварийной вентиляции, звуковой сигнализации и передачи сигналов в помещения управления;</p> <p>- 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;</p> <p>- 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;</p> <p>- 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;</p> <p>- 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;</p> <p>- количество, ширина и расположение эвакуационных выходов из помещений, с этажей и из зданий соответствуют требованиям и СП 56.13330.2011, и обеспечивают своевременную и беспрепятственную эвакуацию, а также защиту людей на путях эвакуации от воздействия опасных факторов пожара;</p> <p>- предусмотрен комплекс решений и мероприятий по противопожарному водоснабжению, системам автоматической противопожарной защите объектов, молниезащите, обеспечению первичными средствами пожаротушения;</p> <p>- для всех объектов и оборудования предусмотрено электроснабжение, соответствующей категории согласно ПУЭ;</p>
<p align="center">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>									
<p align="right">Лист 149</p>									

- 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".

6.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД

Наименование и нормы бесплатной выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты для персонала обслуживающего объекты УППГ-3, КГС и газосборной сети представлены в таблице 6.2.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							150

	Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи (штуки, комплекты, пары)
1.	Начальник УКГП/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 противoshумные или	до износа
		Вкладыши противoshумные	до износа
		Очки защитные	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		Зимой дополнительно:	
		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
		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

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

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		151

		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
		Зимой дополнительно:	
		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
		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

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

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

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

152

		Рукавицы брезентовые или	36 пар
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
		Наушники противoshумные	до износа
		Очки защитные	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		Зимой дополнительно:	
		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
		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
		Валенки	по поясам
		Галоши на валенки	1 пара на 2 года
4.	Машинист двигателей внутреннего сгорания; слесарь-ремонтник	Костюм хлопчатобумажный антистатический с маслостойкой пропиткой	1
		Белье нательное хлопчатобумажное	2 комплекта
		Головной убор летний (кепи или бейсболка)	1
		Рукавицы комбинированные или	36 пар
		Перчатки с защитным покрытием	до износа
		Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
		Ботинки или сапоги кожаные	1 пара
		Наушники противoshумные	до износа
		Очки защитные	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		Зимой дополнительно:	
		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	1 комплект

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-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

153

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата	

		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 хлопчатобумажное	2 комплекта
		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 против шумных	до износа
		Очки защитные	до износа
		Респиратор	до износа
		Каска защитная	1 на 2 года
		Зимой дополнительно:	
		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	1 пара на 3 года

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-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

155

		особом поясах	
		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 костюма брезентового может выдаваться:	
		Полукомбинезон хлопчатобумажный	1
		Куртка хлопчатобумажная	1
		вместо сапог резиновых могут выдаваться:	
		Ботинки кожаные	1 пара
		Постоянно занятым на наружных работах зимой дополнительно:	
		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.	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
9.		При работе по уборке помещений административных зданий:	
		Халат хлопчатобумажный или	1
		Костюм хлопчатобумажный	1
		Перчатки хлопчатобумажные	4 пары
		Перчатки резиновые	4 пары
	Начальник УКГП/зам. начальника	Костюм хлопчатобумажный антистатический с маслостойкой 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

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		156

		Сапоги или ботинки кожаные	1 пара
		Сапоги резиновые или	1 пара
		Сапоги болотные	1 пара
		Рукавицы комбинированные или	12 пар

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 Северного 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 Северного 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			157

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.).

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 УППГ-3 предусмотрено на территории проектируемого 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
													159

Для обеспечения общественного питания персонала Обустройства Салмановского НГКМ (в том числе и персонала Северного 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 выносной таре. Комнаты приема пищи оборудованные соответствующим образом предусмотрены в зданиях СЭБ и КПП на площадке УППГ-3.

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.

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 УППГ-3, кустов скважин и газосборной сети.

Необходимо отметить, что в технологических процессах на УППГ-3 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 химических веществ в операторских не превышает предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

Инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				160

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 Северного 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 УППГ-3 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							161
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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 часовой 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.

В случае необходимости проведения работ в непосредственной близости от корпуса технологического оборудования с повышенным уровнем шумоизлучения работники обязаны использовать средства защиты органов слуха человека (противошумные наушники, противошумовые антифоны, шлемофоны, противошумные вкладыши).

Вибрация общая и локальная

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										162

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. 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										163

- 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 СЭБ 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 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.

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							164

Критерии и классификация условий труда" соответствует классу условий труда работающих по показателям микроклимата 3.1.

Однако, при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов Северного 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 Северного 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;
- 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			165

Наружное освещение площадок УППГ-3 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 УППГ-3, системе сбора газа и кустах скважин отсутствуют.

Аэроионный состав воздуха

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;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div style="text-align: right; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</div>						Лист
															166

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 оценка условий труда работников, обслуживающих объекты УППГ-3 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 (экстремальны й)
				3.1	3.2	3.3	4.3	
		1	2					4
Химический			☐					
Биологический		☐						
Аэрозоли ПФД			☐					
Акусти ческие	шум		☐					
	инфразвук	☐						
	ультразвук воздушный	☐						
Вибра ция	общая		☐					
	локальная		☐					
Ультразвук контактный		☐						
Неионизирующие излучения			☐					
Ионизирующие излучения		☐						
Микроклимат			☐					

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

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							167
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		

Освещение		<input checked="" type="checkbox"/>					
Тяжесть труда		<input checked="" type="checkbox"/>					
Напряженность труда		<input checked="" type="checkbox"/>					
Общая оценка условий труда		<input checked="" type="checkbox"/>					

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									168
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			

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-ИОС7.3.1.ТЧ			169

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-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							170

- 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-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							171

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);

проходы и проезды в ограждаемые локальные зоны объекта;

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							172
Инв. № подл.							120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 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-ИОС7.3.1.ТЧ						173
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.

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							174
Инв. № подл.							120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 внутримплощадных 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 проходных, досмотровых зонах, на периметрах объектов - в аппаратных КПП, помещениях телекоммуникационного оборудования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			175

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 5.7.3.3.6 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.6.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			176

8 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

8.1 Описание объекта транспортной инфраструктуры

Объектом транспортной инфраструктуры является мост на ПК 18+68 автомобильной дороги № 10 к КГС №18 (р. Лэруй-Яха):

- полная длина – 50.27 м;
- продольная схема – 2х22 (м);
- габарит – 7,5 м;
- отверстие – 36 м.

Подробное описание объекта ОТИ приведено в томе 2.3.5 120.ЮР.2017-2020-02-ПЗУ3.5

В соответствии п. 4 "Требования по обеспечению транспортной безопасности объектов транспортной инфраструктуры по видам транспорта на этапе их проектирования и строительства" утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 23 января 2016 г. №29 и в соответствии с письмом Министерства транспорта Российской Федерации от 06.05.2019 №09-29/15812 о согласовании предварительного категорирования объект ОТИ относится к IV категории.

8.2 Мероприятия по обеспечению транспортной безопасности объекта транспортной инфраструктуры

Для защиты объекта транспортной инфраструктуры IV категории от актов незаконного вмешательства предусматривается:

Организация проведения внешнего визуального осмотра зоны транспортной безопасности объекта транспортной инфраструктуры и критического элемента объекта транспортной инфраструктуры и его границ обслуживающим персоналом (не реже одного раза в 24 часа), выявлять нарушителей, совершение или подготовку к совершению актов незаконного вмешательства.

Дополнительных технических средств по обеспечению транспортной безопасности объекта транспортной инфраструктуры не предусматривается.

Схема перемещения на ОТИ пассажиров, грузов, багажа и иных материальных объектов и схема ОТИ с указанием предполагаемых границ зоны ИБ ОТИ и ее частей приведены на чертежах 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.6-3-K18-00M1-ТБ-01 и 120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.3.6-3-K18-00M1-ТБ-02.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							177
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- 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

В состав проектируемого комплекса входят следующие объекты:

- Кустовые площадки газоконденсатных скважин №№15, 16, 17, 18, 19 (5 шт.) с фондом скважин;
- Газосборная сеть от кустов скважин;
- Метанолопроводы к кустам скважин;
- ВЛ к кустовым площадкам;
- Кабели ВОЛС к кустовым площадкам;
- Площадка УППГ-3;
- Газопроводы от УППГ-3 до врезки в газопроводы от УКПГ-1 и УКПГ-2;
- Конденсатопроводы от УППГ-3 до врезки в газопроводы от УКПГ-1 и УКПГ-2;
- Метанолопровод от склада метанола до УППГ-3;
- Склад ГСМ;
- Склад метанола;

Согласно проекту разработки предполагается обустройство 5 кустовых площадок газоконденсатных скважин на Северном куполе. Для каждого куста газоконденсатных скважин от входных сооружений предусматривается метаноопровод.

Взам. инв. №		Подп. и дата																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
--------------	--	--------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

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 (УППГ-3).

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 УППГ-3 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).

На УППГ-3 предусматриваются следующие технологические установки:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										179

- пункт переключающей арматуры;
- пробкоуловитель;
- установка сепарации газа;
- установка дегазации конденсата с компрессорной газовой дегазации;
- установка регенерации метанола;
- резервуары хранения метанола с насосной;
- факельная система;
- азотное хозяйство.

При зачистке и промывке дренажных емкостей образуются отходы, которые классифицируются как *Эмульсия нефтесодержащая при очистке и осушке природного газа и/или газового конденсата, Вода, загрязненная метанолом, при мойке емкостей для его хранения.*

При техническом обслуживании узлов подачи метанола производится замена фильтров с образованием отходов *Фильтры тонкой очистки бумажные отработанные, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%).*

Установка сепарации

Установка сепарации предназначена для отделения от пластового газа капельной жидкости – углеводородного конденсата и водометанольной смеси. При зачистке сепараторов при проведении подготовки оборудования к обслуживанию и ремонту образуется шлам очистки оборудования для сепарации природного газа отходы продуктов зачистки, который классифицируются как *Отходы очистки природного газа от механических примесей.*

Установка дегазации конденсата

Назначение установки дегазации конденсата – дегазация жидкой фазы (за счет снижения давления) поступившей от пробкоуловителя и сепараторов.

Жидкая фаза от пробкоуловителей, установки сепарации 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 на Энергоцентр № 2.

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.*

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
										180

Для снабжения воздухом КИП предусмотрена установка блочной **компрессорной воздуха**.

При техническом обслуживании компрессорных установок которых образуются отходы: *Фильтры сепараторные очистки сжатого воздуха компрессорных установок 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.*

Склад ГСМ предназначен для приема и хранения арктического дизельного и бункеровочного (для нужд терминала Утреннего) топлива, заправки автотранспорта Салмановского НГКМ дизельным топливом, а также для обеспечения топливом аварийных источников энергообеспечения (ДЭС и котельные) на заводе СПГ и на площадках.

В состав склада ГСМ входят следующие элементы:

- резервуары арктического дизельного топлива № 1, 2 (V=5000м3) – 4 шт.;
- резервуар бункеровочного дизельного топлива № 3 (V=5000м3);
- резервуар резервный пустой № 4 (V=5000м3) на случай аварии или пожара;
- насосная перекачки дизельного топлива, насосная склад масел;
- пункт топливозаправочный для дизельного топлива (3 шт.);
- стояк для налива дизельного топлива (2шт);
- дренажная емкость с полупогружным насосом;
- автоматизированная электростанция АДЭС 1200.

При зачистке емкостей и системы обогрева технологического оборудования при подготовки оборудования к обслуживанию и ремонту ожидается образование шлама, который классифицируются как *Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов*, отходами при хранении дизтоплива являются *Остатки дизельного топлива, утратившие потребительские свойства*. При замене шлангов и рукавов заправочного пункта планируется образование отходов *Шланги и рукава из вулканизированной резины, утратившие потребительские свойства, незагрязненные.*

Периодически проводятся ремонтные работы: для обеспечения целостности антикоррозионного покрытия используются лакокрасочные материалы и инструменты, после использования которых образуются отходы:

- *Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %);*
- *Инструменты лакокрасочные (кисти, валики), загрязненные лакокрасочными материалами (5 % и более).*

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						181
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- Насосная станция;
- Резервуары запаса исходной воды;
- Резервуары хозяйственно-бытового запаса воды;
- Емкости промывных сточных вод;
- Емкость сбора бытовых сточных вод;
- Трансформаторная подстанция;
- Резервуары производственно-противопожарного запаса воды;
- Станция очистки и подготовки воды;
- Насосная станция водоснабжения;
- Емкости сбора производственных сточных вод.

Для всех объектов комплекса предусматриваются две отдельные системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевая;
- производственно-противопожарная.

Для очистки воды на Северном куполе будет установлена станция КОВ-3 - 3600 м³/сут. (МФУ-ВП-3600-К).

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);
- 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, классифицирующейся как *Тара полиэтиленовая, загрязненная неорганическими нерастворимыми или малорастворимыми минеральными веществами, Упаковка из бумаги и/или картона, загрязненная оксидами щелочноземельных металлов.*

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</p>	Лист
										183

В результате обезвоживания шлама на декантере образуется фугат (осветленная вода) и кек (обезвоженный шлам), классифицирующийся как *Осадок при подготовке питьевой воды обработкой коагулянтom на основе сульфата алюминия и флокулянтom на основе акриламида обезвоженный*.

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 АСЦ вода питьевого качества проходит дополнительную подготовку на пурифайерах, установленных в зданиях пожарного депо.

Отходы, образующиеся при эксплуатации пурифайеров классифицируются как:

- 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.

Взам. инв. №		Подп. и дата		<p><i>фильтрующие элементы мембранные на основе полимерных мембран, утратившие потребительские свойства;</i></p> <p>- <i>фильтры угольные (картриджи), отработанные при водоподготовке;</i></p> <p>- <i>лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства.</i></p> <p>Канализационные очистные сооружения</p> <p>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.</p>						Лист
				<div>120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ</div>						
Инв. № подл.				Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	

В составе КОС Северного купола предлагаются следующие сооружения:

- Установка очистки бытовых сточных вод производительностью 1000 м³/сут (с резервированием производительности – 1200 м³/сут).
- Установка очистки производственно-дождевых сточных вод производительностью в номинальном режиме 3000 м³/сут, в форсированном режиме - 3600 м³/сут.;
- Установка очистки химически загрязненных сточных вод производительностью в номинальном режиме составляет 2000 м³/сут, в форсированном режиме - 2400 м³/сут.

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.

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 обезвреживании 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 основным техническим и физико-механическим показателям Технических условий продукт (материал) «ИЛ АКТИВНЫЙ ИЗБЫТОЧНЫЙ 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

Изм.	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				185

										189	
№№	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				
	ых, не содержащих галогены										
11	Остатки дизельного топлива, утратившие потребительские свойства	4 06 910 01 10 3	3	Склад ГСМ	Хранение дизтоплива	жидкое в жидком (эмульсия)	Дизельное топливо - 99%; вода- 1%				
19	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	3	Резервуары хранения топлива	Зачистка емкостей, коллекторов и системы обогрева при проведении подготовки оборудования к обслуживанию и ремонтам	прочие дисперсные системы	нефтепродукты - 50 - 75%, песок - 10 - 30%, также может содержать: вода, железа оксид, марганца оксид				
22	Фильтры очистки масла электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более)	9 18 612 01 52 3	3	АДЭС	Замена фильтров очистки масла	изделия из нескольких материалов	металл черный - 40 - 50%, полимер - 10 - 15%, нефтепродукты > 15% также может содержать: бумага, песок.				
23	Фильтры очистки топлива электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более)	9 18 613 01 52 3	3	АДЭС	Замена фильтров очистки топлива	изделия из нескольких материалов	металл черный - 50 - 60%, полимер - 10 - 15%, нефтепродукты > 15% также может содержать: бумага, песок				
27	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	3	Проливы ГСМ	Снятие грунта	прочие дисперсные системы	Грунт<85,0%, нефтепродукты >15,0%				
29	Отходы очистки природного газа от механических примесей	2 12 203 11 39 4	4	Узлы приема очистных поршней, оборудованные ППА, пробкоуловители, основное технологическое оборудование и коллектора установок: сепарации газа, НТС с ТДА, дегазации конденсата с компрессорной газовой дегазации.	Зачистка емкостей, коллекторов и систем	прочие дисперсные системы	нефтепродукты, мехпримеси				
35	Упаковка из бумаги и/или картона, загрязненная оксидами	4 05 911 06 60 4	4	КОС	Разупаковка химреагентов	изделия из волокон	Бумага (целлюлоза) - 71,00%; кальция оксид (по кальцию) - 13,00%; магния оксид (по магнию) - 9,00%; бария оксид (по				

190									
№№	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		
	щелочноземельных металлов						бария) - 7,00%		
38	Тара полиэтиленовая, загрязненная неорганическими или малорастворимыми минеральными веществами	4 38 112 01 51 4	4	КОС, ВОС	Разупаковка химреагентов	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		
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%		
49	Тара из черных металлов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	4 68 111 02 51 4	4	Склад ГСМ	Высвобождение тары	изделие из одного материала	Сталь - 90; нефтепродукты –10		
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 отработанный при водоподготовке	7 10 212 31 49 4	4	Станция очистки и подготовки воды	Замена фильтрующей загрузки	прочие сыпучие материалы	Антрацит - 92%; вода - 5%; взвешенные вещества - 3%		
67	Фильтрующие элементы из полипропилена, отработанные при водоподготовке	7 10 213 21 51 4	4	Станция очистки и подготовки воды	Замена картриджных фильтров	изделие из одного материала	Полипропилен - 66,0%; железа оксиды - 12,0%; вода - 22,0%		
68	Осадок при подготовке питьевой воды обработкой коагулянтном на основе сульфата алюминия и флокулянтном на основе акриламида обезвоженный	7 10 233 12 29 4	4	Станция очистки и подготовки воды	Реагентная очистка воды с последующим обезвоживанием шлама	Прочие формы твердых веществ	Вода 11.2 Кремния диоксид кристаллический 54.790 Кальций 0.005 Магний 0.00305 Натрий 15.078 Железо металлическое 2.50745 Сульфаты 0.002 Хлориды 0.1384 Натрий гидрокарбонат 0.052		
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ									
Лист									
188									

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	
Изм.	Кол.уч
Лист	№ док.
Подп	Дата

										191
№№	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			
								Кальция карбонат 0.003 Алюминий 11.3649 Калий 4.8562		
69	Мусор с защитных решеток хозяйственно-бытовой и смешанной канализации малоопасный	7 22 101 01 71 4	4	КНС бытовых стоков № 1, 2	Удаление мусора	смесь твердых материалов (включая волокна)		Влажность 61,8 Пищевые отходы 8,82 Механические примеси 12,46 Целлюлоза 5,58 Волокно (текстиль) 4,56 Полимерные материалы 6,78		
70	Ил избыточный биологических очистных сооружений хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод	7 22 200 01 39 4	4	очистные сооружения х/б стоков	Очистка хозяйственно-бытовых стоков	прочие дисперсные системы		вода - 25 - 30%, органические вещества (природного происхождения) - 15 - 20%, диоксид кремния - 40 - 50%, нефтепродукты < 15% также может содержать: ПАВ, алюминий оксид, железо, магний оксид, кальций оксид, титан оксид, марганец оксид		
71	Осадок с песколовок при очистке хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод малоопасный	7 22 102 01 39 4	4	очистные сооружения х/б стоков	Очистка хозяйственно-бытовых стоков	прочие дисперсные системы		Вода - 80%; диоксид кремния - 20%; нефтепродукты		
83	Вода, загрязненная метанолом, при мойке емкостей для его хранения	9 13 225 11 31 4	4	Фонд скважин	Мойка емкостей хранения метанола	Жидкое в жидком (эмульсия)		Вода, метанол		
84	Фильтры кассетные очистки всасываемого воздуха воздушных компрессоров отработанные	9 18 302 61 52 4	4	КОСЗ/КОС45 0	Обслуживание компрессоров	изделие из нескольких материалов		Железо - 12,790%; марганец - 0,031%; мышьяк - 0,00001%; цинк - 0,565%; хром - 0,004%; кальций - 0,265%; зола (зольность) - 11,110%; целлюлоза - 47,60%; пластизол - 22,200%; прочие - 5,435%		
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 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%		
88	фильтры воздушные электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%)	9 18 611 02 52 4	4	АДЭС	Замена фильтров 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	2 91 261 77 39 5	5	Фонд скважин	Буровые работы	прочие дисперсные системы		Буровой раствор, взвешенные вещества		
										Лист
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ										189
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
	смеси практически неопасные						
106	Шланги и рукава из вулканизированной резины, утратившие потребительские свойства, незагрязненные	4 31 110 02 51 5	5	Автотранспортный цех, Склад ГСМ топливораздаточный пункт	ТО и ТР автотранспорта и спецтехники, замена резинотехнических изделий	изделие из одного материала	Каучук - 95%; ткань - 1,5%; сталь - 3,5%

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-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

190

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
ПОС	Периметральная охранная сигнализация

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

						120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп	Дата		191

ППА	Пункт переключающей арматуры
ПУ	Пробуоуловитель
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
САУ	Системой автоматизированного управления
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СИЗОД	Средства индивидуальной защиты органов дыхания
СКДП	Система контроля действий персонала
СКУД	Система контроля и управления доступом
СОД	Средства очистки и диагностики трубопроводов
СОО	Система охранного освещения
СОТ	Система охранная телевизионная
СПГ	Сжиженный природный газ
СПС	Система постовой связи
СРПИ	Система регулируемой подачи ингибитора
ССООИ	Система сбора, обработки и отображения информации
СТУ	Специальные технические условия
СЭ	Система электропитания технических средств охраны
СЭБ	Служебно-эксплуатационный блок
СЭРБ	Служебно-эксплуатационный ремонтный блок
ТДА	Турбодетандерный агрегат
ТЗ	Техническое задание
ТЛ	Технологическая линия
ТСО	Технические средства охраны
ТТ	Технические требования
ТЭГ	Технологический номер
УДК	Установка дегазации конденсата
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
УНТС	Установка низкотемпературной сепарации
УППГ	Установка предварительной подготовки газа
УРМ	Установка регенерации метанола
ФА	Фонтанная арматура
ЦПО	Центральный пост охраны
ЦОД	Центр обработки данных

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							192

11 ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 3.1 – Блок-схема УППГ-3.....	19
Рисунок 4.1 – Варианты крепления трубопроводов	42
Рисунок 4.2 – Схема П-образного компенсатора	42
Рисунок 4.3 – Конструкция оленьего перехода	49
Рисунок 4.4 – Кривая гидратообразования пластовой смеси	53
Рисунок 4.5 – Принципиальная схема пункта переключающей арматуры.....	56
Рисунок 4.6 – Принципиальная схема пробкоуловителя.....	60
Рисунок 4.7 – Принципиальная схема установки сепарации	63
Рисунок 4.8 – Принципиальная схема установки дегазации конденсата	66
Рисунок 4.9 – Принципиальная схема установки регенерации метанола.....	71
Рисунок 4.10 – Принципиальная схема резервуаров метанола с насосной	75
Рисунок 4.11 – Принципиальная схема факельного хозяйства	81
Рисунок 4.12 – Принципиальная схема компрессорной воздуха с ресиверами	85
Рисунок 4.13 – Принципиальная схема компрессорной воздуха	86
Рисунок 4.14 – Принципиальная схема резервуарного парка и емкостного оборудования склада ГСМ.....	91
Рисунок 4.15 – Принципиальная схема резервуарного парка ГСМ	92
Рисунок 4.16- Принципиальная схема насосного оборудования склада ГСМ.....	95

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			193

12 ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3.1 – Сводный материальный баланс	20
Таблица 3.2 – Материальный баланс ПУ	20
Таблица 3.3 – Материальный баланс установки сепарации	21
Таблица 3.4 – Материальный баланс УДК	21
Таблица 3.5 – Параметры воздуха КИП	22
Таблица 3.6 – Параметры азота	22
Таблица 3.7 – Свойства метанола (ГОСТ 2222-95).....	23
Таблица 3.8 - Характеристика синтетических цеолитов	24
Таблица 3.9 – Расходные показатели установок УППГ-3	25
Таблица 3.10 – Расходные показатели вспомогательных ресурсов на технологических установках на период полного развития	26
Таблица 3.11 – Расходные показатели установок УППГ-3 (в год) для периода 2023...2026 годы	26
Таблица 3.12 – Расходные показатели вспомогательных ресурсов на технологических установках на период 2023...2026 годы	26
Таблица 4.1 – Распределение скважин по кустам.....	27
Таблица 4.2 – Диаметры трубопроводов.....	36
Таблица 4.3 – Характеристика основных труб.....	38
Таблица 4.4 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб	38
Таблица 4.5 – Данные по толщине теплоизоляции для газопроводов-шлейфов	41
Таблица 4.6 – Результаты расчетов компенсаторов.....	44
Таблица 4.7 – Шаг расстановки компенсаторов для различных вариантов конструкции	44
Таблица 4.8 – Результаты расчетов компенсаторов на метанолопроводе.....	45
Таблица 4.9 – Погонная нагрузка	45
Таблица 4.10 – Шаг расстановки опор.....	46
Таблица 4.11 – Количество необходимого метанола и концентрация образующейся ВМР.....	53
Таблица 4.12 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел ВД	79
Таблица 4.13 – Расход сбросов от ППК в составе установок на факел НД.	80
Таблица 4.14 – Количество АДЭС.....	87

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист 194
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп	Дата		

Таблица 4.15 – Расчеты высоты обвалования групп резервуаров	197
Таблица 4.16 – Расчет высоты обвалования групп резервуаров.....	98
Таблица 4.17 – Количество котельных и запас дизельного топлива	102
Таблица 4.18 – Количество котельных и запас дизельного топлива	104
Таблица 4.19 – Количество АДЭС и запас дизельного топлива.....	104
Таблица 4.20 – Общие характеристики КС	106
Таблица 4.21 – Объем лабораторного контроля оборудования УППГ-3.....	109
Таблица 4.22 – Категории взрывоопасности технологических блоков	110
Таблица 4.23 – Перечень разрабатываемого оборудования	117
Таблица 4.24 – Категории, группы или классы трубопроводов.	118
Таблица 4.25 – Результаты расчетов толщины стенки труб	122
Таблица 5.1 – Профессионально квалификационный состав Центрального купола Салмановского НГКМ.	128
Таблица 6.1 – Класс опасности веществ по характеру воздействия на организм человека	144
Таблица 6.2 – Перечень СИЗ основного производственного персонала	148
Таблица 6.3 – Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности.....	151
Таблица 9.1 - Перечень, состав, физико-химические характеристики отходов, образующихся на этапе эксплуатации объектов обустройства Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения.....	167
	186

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									195
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ			

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 15 декабря 2020 года N 536;

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"

ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;

Взам. инв. №		зазорам и минимальным воспламеняющим токам; ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах ГОСТ 30852.10-2002 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь "i" ГОСТ 30852.1-2002 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка" ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;						
		Подп. и дата		Изм. №	подл.			
Изм.	Кол.уч							Лист
120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ								Лист
								196

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 Р 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

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 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»;

ГОСТ 17433-80 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности;

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
													197

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 15 декабря 2020 года N 534 «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 28 мая 2021 №815 «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"»;

Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями; ПУЭ

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;

СП 77.13330.2016 " Системы автоматизации";

СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СП 76.13330.2016;

СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	постановление «О мерах по устранению нарушения 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;																							
			СП 77.13330.2016 " Системы автоматизации"; СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СП 76.13330.2016; СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»;																							
<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-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата																					
								198																		

СП 1.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы;
СП 2.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты;

СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям;

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

СП 16.13330.2017 Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*;

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия;

СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85;

СП 29.13330.2011 Полы. Актуализированная редакция СНиП 2.03.13-88;

СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;

СП 56.13330.2011 Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001;

СП 70.13330.2012 Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01-87;

СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003;

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;

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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	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;						
								120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
									199
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп	Дата				

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;

СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция;

СНиП 23-01-99*

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ №534 от 15.12.2020);

Руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", Ростехнадзор (приказ № 784 от 27.12.2012);

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 № 461 от 26.11.2020);

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" (приказ № 531 от 15.12.2020);

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

Постановление Правительства РФ от 16.02.2008. №87 "О составе разделов проектной документации и требования к ее содержанию"

Изм. №	подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						200
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

АРКТИК СПГ 2



Проект 5300

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на подключение технологических трубопроводов дизельного топлива и метанола
для объекта: «Обустройство Салмановского (Утреннего) НГКМ». Склад ГСМ, Склад
метанола

Проект	Стадия	Разраб	Технол.уст	Дисц	Тип док.	Док №	Лист №
Номер документа: <input type="text"/>							
Заказчик	ООО «Арктик СПГ 2»		Исполнитель	ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»			
Дисциплина	МР (Трубопроводная арматура и клапаны)		Тип документа	DTS (Опросный лист)			
Класс документа	1		Класс доступа	Информация ограниченного доступа			
Номер документа Разработчика:							
Ред	Цель выпуска	Описание ревизии	Дата	Разработал	Проверил:	Утвердил:	
01R	IFR	Выпущен для рассмотрения	07.03.2019	Мирошниченко 	Якиминин 	Каштанов 	
02R	IFR	Выпущен для рассмотрения	20.07.2022	Мирошниченко 	Якиминин 	Каштанов 	

Настоящий документ содержит конфиденциальную информацию и предназначен для использования сотрудниками и компаниями, уполномоченными на это Компанией. Авторские права на этот документ принадлежат Компании. Все права сохраняются за владельцем авторского права. Содержание настоящей контролируемой копии документа не может изменяться без официального утверждения лица, ответственного за документ.

Подтверждение актуальности текущей редакции является ответственностью лиц, пользующихся настоящим документом. Электронная система управления документацией Компании является единственным одобренным Компанией источником для подтверждения актуальности текущей редакции документов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ

Лист

201

Источником дизельного топлива для площадки ГСМ и метанола для площадки склада метанола является Причал.

В точке подключения предусмотреть ручную отключающую арматуру.

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°C.

Требования к запорной арматуре выполнить в соответствии с ГОСТ Р 56001-2014 "Трубопроводная арматура для объектов газовой промышленности. Общие технические условия". Класс герметичности арматуры для взрывопожароопасных сред - класс "А" по ГОСТ 9455-2015.

1. Дизельное топливо на площадку склада ГСМ

Диаметр трубопровода, мм	219 x 5;
Материал трубопровода	09Г2С;
Параметры продукта в точке подключения:	
- давление рабочее, МПа (изб.):	0,7;
- давление расчетное, МПа (изб):	1,6;
- температура рабочая, °С:	минус 52...+65;
- температура расчетная, °С:	минус 52...+65;

2. Метанол на площадку склада метанола

Диаметр трубопровода, мм	219 x 5;
Материал трубопровода	09Г2С;
Параметры продукта в точке подключения:	
- давление рабочее, МПа (изб.):	0,7;
- давление расчетное, МПа (изб):	1,6;
- температура рабочая, °С:	минус 52...+65;
- температура расчетная, °С:	минус 52...+65;

Срок действия технических условий — 3 года

Заместитель начальника производственно-технического отдела
Управления по эксплуатации месторождений
ООО "Арктик СПГ 2»


А.В. Шевченко
27.02.2022

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ	Лист
							202

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:

- | | |
|--|---|
| 1. Количество обрасываемого газа, кг/час:
$G := 380000$ | 7. Диаметр факельного ствола, м:
$D := 0.9$ |
| 2. Показатель адиабаты газа:
$k := 1.3$ | 8. Высота факела, м:
$H := 65$ |
| 3. Средняя молекулярная масса газа:
$M := 18.6$ | 9. Прямая солнечная радиация, кВт/м²:
$q_c := 1.056$ |
| 4. Температура обрасываемого газа, К:
$T := 159$ | 10. Максимальная скорость ветра, м/сек:
$W_T := 5.0$ |
| 5. Теплотворная способность газа, ккал/кг:
$q := 11400$ | 11. Предельно-допустимая плотность теплового потока, кВт/м²:
$q_{п.д.} := 4.2$ |
| 6. Плотность газа, кг/м³:
$\rho := 0.83$ | 12. Высота защищаемого объекта, м:
$h := 1.8$ |

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 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 обрасываемого 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 обрасываемом газе, м/сек:

$$W_{зв} := 91.5 \cdot \sqrt{k \cdot \frac{T}{M}} \quad W_{зв} = 305.025$$

3. Число Маха в обрасываемом газе:

$$Ma := \frac{W_r}{W_{зв}} \quad Ma = 0.656$$

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

										Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				203

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	$\frac{H}{D} = 72.222$
Z/D	32	37	39	40	44	47	48	

$$Z := \text{if}(\text{Max} < 0.2, 5 \cdot D, 48 \cdot D) \quad [\text{см. Приложение 6, ПБ-03-591-03}] \quad Z = 43.2$$

$$W_B := \text{if}[(H + Z) < 60, W_T \cdot [0.9 + 0.01 \cdot (H + Z)], W_T \cdot [1.34 + 0.002 \cdot (H + Z)]] \quad W_B = 7.782$$

5. Угол отклонения пламени и его тригонометрические функции:

$$\alpha := \text{atan}\left(\frac{W_B}{W_T}\right) \quad \alpha = 0.039$$

6. Количество тепла, выделяемое пламенем, кВт:

$$Q := 1.16 \cdot G \cdot \frac{q}{1000} \quad Q = 5025120$$

7. Коэффициент излучения пламени:

$$\varepsilon := 0.048 \cdot \sqrt{M} \quad \varepsilon = 0.207$$

8. Предельно-допустимая плотность от пламени, кВт/м²:

$$q_{\text{п.д.п.}} := q_{\text{п.д.}} - q_c \quad q_{\text{п.д.п.}} = 3.144$$

9. Минимальное расстояние от ствола факела до ограждения при ветровой нагрузке, м:

$$X_{\text{min.в.}} := \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot Q}{4 \cdot \pi \cdot q_{\text{п.д.п.}}} - (H - h + Z \cdot \cos(\alpha))^2} + Z \cdot \sin(\alpha) \quad X_{\text{min.в.}} = 124.22$$

10. Минимальное расстояние от ствола факела до ограждения без ветровой нагрузки (штиль), м:

$$X_{\text{min.шт.}} := \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot Q}{4 \cdot \pi \cdot q_{\text{п.д.п.}}} - (H - h + Z)^2} \quad X_{\text{min.шт.}} = 122.512$$

Таким образом, минимальное расстояние от ствола факела до ограждения принимаем, м:

$$X_{\text{min}} := \text{round}(\text{if}(\text{Max} < 0.2, X_{\text{min.в.}}, X_{\text{min.шт.}})) \quad X_{\text{min}} = 123$$


Вывод: Принято расстояние до ограждения 123 м для выполнения условия плотности теплового потока на ограждении не более 4,2 кВт/м²

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				204

**ПРИЛОЖЕНИЕ В (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ). ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ
ГАЗОСБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ-ШЛЕЙФОВ ОТ КУСТОВ СКВАЖИН ДО УППГ-3**

Куст	Дебит газа млн,ст,м³/ сут	PN на выходе из куста, МПа абс,	T 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	T на вх, УКПГ, °C
2026											
15	-	-	-	250	-	500	-	-	-	-	-
17	-	-	-	300	-	500	-	-	-	-	-
18	-	-	-	250	-	400	-	-	-	-	-
19	-	-	-	350	-	400	-	-	-	-	-
16	0,3	11,6	9,5	300	-	300	0,27			11,6	22,47
2027											
15	3,2	12,5	29,3	250	-	500	1,54			10,5	15,5
17	-	-	-	300	-	500	1,54			10,5	15,5
18	4,7	12,6	26,3	250	-	400	3,66			10,5	15,96
19	-	-	-	350	-	400	3,66			10,5	15,96
16	1,9	11,3	23,2	300	-	300	300	2,45		11,0	13,15
2028											
15	1,9	11,6	17,4	250	11,2	500	2,07	-	-	11,1	11,04
17	2,9	12,9	23,2	300	11,2	500	2,07	-	-	11,1	11,04
18	3,0	11,9	15,9	250	11,5	400	4,56	-	-	10,4	8,77
19	3,6	12,9	17,0	350	11,5	400	4,56	-	-	10,4	8,77
16	1,4	11,0	17,4	300	-	-	1,79	-	-	10,8	5,58
2030											
15	1,8	10,9	19,4	250	10,5	500	1,93	-	-	10,3	9,12
17	2,4	10,7	21,1	300	10,5	500	1,93	-	-	10,3	9,12
18	2,5	11,1	15,3	250	10,9	400	4,24	-	-	10,1	7,62
19	3,3	11,9	17,9	350	10,9	400	4,24	-	-	10,1	7,62
16	1,3	10,2	18,7	300	-	-	1,87	-	-	10,1	5,9
2033											
15	2,1	10,8	23,7	250	9,3	500	1,54	-	-	9,2	10,62
17	2,3	9,6	21,2	300	9,3	500	1,54	-	-	9,2	10,62
18	1,5	10,6	15,6	250	10,5	400	2,33	-	-	9,7	10,96
19	3,7	10,7	21,3	350	10,5	400	2,33	-	-	9,7	10,96
16	1,5	9,4	22,6	300	-	-	2,32	-	-	9,2	9,92
2035											
15	2,110	9,6	23,2	250	8,2	500	2,60	-	-	8,0	9,55
17	2,149	8,4	19,1	300	8,2	500	2,60	-	-	8,0	9,55
18	1,636	9,6	14,8	250	9,4	400	4,88	-	-	8,5	10,38
19	3,874	9,7	22,4	350	9,4	400	4,88	-	-	8,5	10,38
16	1,569	8,4	21,8	300	-	-	2,79	-	-	8,2	9,73
2038											
15	1,985	7,7	21,4	250	6,2	500	3,29	-	-	6,0	7,34
17	1,993	6,4	17,3	300	6,2	500	3,29	-	-	6,0	7,34
18	2,030	7,7	21,9	250	7,5	400	6,09	-	-	6,4	11,62
19	3,227	7,7	21,8	350	7,5	400	6,09	-	-	6,4	11,62
16	1,667	6,4	22,5	300	-	-	4,01	-	-	6,1	10,78

8.1

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата												
8	1	Зам.	П74-24		21.06.24	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ						Лист		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							205		

15	1,985	7,7	21,4	250	6,2	500	3,29	-	-	6,0	7,34
17	1,993	6,4	17,3	300							
18	2,030	7,7	21,9	250	7,5	400	6,09	-	-	6,4	11,62
19	3,227	7,7	21,8	350							
16	1,667	6,4	22,5	300	-	-	4,01	-	-	6,1	10,78

Участок: Факел НД Салмановского НГКМ
Факел: 660-F-001
Методика: Руководство по безопасности факельных систем

1. Количество сбрасываемого газа, кг/час:
 $G := 857$
2. Показатель адиабаты газа:
 $k := 1.12$
3. Средняя молекулярная масса газа:
 $M := 70$
4. Температура сбрасываемого газа, К:
 $T := 358$
5. Теплотворная способность газа, ккал/кг:
 $q := 4700$
6. Плотность газа, кг/м³:
 $\rho := 3.13$
7. Диаметр факельного ствола, м:
 $D := 0.2$
8. Высота факела, м:
 $H := 20$
9. Прямая солнечная радиация, кВт/м²:
 $q_c := 1.056$
10. Максимальная скорость ветра, м/сек:
 $W_T := 5.0$
11. Предельно-допустимая плотность теплового потока, кВт/м²:
 $q_{п.д.} := 1.4$
12. Высота защищаемого объекта, м:
 $h := 1.8$

- 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

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:

$$W_{3B} := 91.5 \cdot \sqrt{k \cdot \frac{T}{M}} \quad W_{3B} = 218.989$$

3. Число Маха в обрасываемом газе:

$$\text{Max} := \frac{W_r}{W_{3B}} \quad \text{Max} = 0.011$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>2. Скорость звука в сбрасываемом газе, м/сек:</p> $W_{3B} := 91.5 \cdot \sqrt{k \cdot \frac{T}{M}} \quad W_{3B} = 218.989$ <p>3. Число Маха в сбрасываемом газе:</p> $\text{Мах} := \frac{W_r}{W_{3B}} \quad \text{Мах} = 0.011$					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ		Лист 206

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]

$Z = 1$

$W_B := \text{if}[(H + Z) < 60, W_{T \cdot} \cdot [0.9 + 0.01 \cdot (H + Z)], W_{T \cdot} \cdot [1.34 + 0.002 \cdot (H + Z)]]$

$W_B = 5.55$

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	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ				207

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

120.ЮР.2017-2020-02-ИОС7.3.1.ТЧ 10D

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
Количество листов	

Приложение к письму № 1644-21/1 от 12.09. 2017г.

Исходная информация по сырьевому газу и конденсату для технологического проектирования Завода СПГ и СГК 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.