



АО "ИНСТИТУТ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Свидетельство № П-2014-013 от 29.05.2014г.

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

**ОБУСТРОЙСТВО ЯРО-ЯХИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
КУСТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН №У05, №У09.
КОРРЕКТИРОВКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

658/2023-00-000-ТХ

Том 6

2024

Инд. № подл.		Подпись и дата		Взам. инв. №		Вып.	0	№ док.	
--------------	--	----------------	--	--------------	--	------	---	--------	--



АО "ИНСТИТУТ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Свидетельство № П-2014-013 от 29.05.2014г.

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

**ОБУСТРОЙСТВО ЯРО-ЯХИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
КУСТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН №У05, №У09.
КОРРЕКТИРОВКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

658/2023-00-000-ТХ

Том 6

Главный инженер

А.А. Зорин

Главный инженер проекта

А.А. Мельников

2024

* 2 8 2 6 3 6 4 4 1 0 1 *

Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

Содержание

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	4
1.1	Местоположение объекта и общие сведения о районе размещения проектируемых объектов.....	6
2	ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ	10
2.1	Плановая производительность проектируемых объектов.....	10
2.2	Очередность ввода мощностей	10
2.3	Номенклатура продукции	11
2.4	Обвязка кустов скважин	11
2.5	Предупреждение гидратообразования и углекислотной коррозии	12
2.5.1	Предупреждение гидратообразования	12
2.5.2	Защита от углекислотной коррозии.....	13
3	ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	16
4	ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	17
5	ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ.....	18
5.1	Основные показатели разработки.....	18
5.2	Описание источников поступления сырья. Состав и характеристика рабочих сред, обращающихся в системах.....	25
6	ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	32
7	ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....	33
7.1	Описание схемы технологической обвязки кустов скважин	33
7.2	Конструктивные решения обвязки кустов скважин	40
7.3	Характеристика трубопроводов обвязки кустов скважин.....	44
7.4	Арматура обвязки кустов скважин	53
7.5	Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция	56

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ						
Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.	Разработал	Пысин		05.01.24	Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка Раздел 6 «Технологические решения» Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
					Проверил	Шагабудинова		05.01.24		П	1	119
					Нач. отд.	Шагабудинова		05.01.24		АО "Институт "Нефтегазпроект" г.Тюмень		
					Н. контр.	Кугно		05.01.24				
					ГИП	Мельников		17.01.24				

8 **ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....60**

9 **ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ.....61**

10 **СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА.....81**

10.1 Структура управления производством.....81

10.2 Вахтовый метод организации работ. Режим труда и отдыха.....82

10.3 Профессионально-квалификационный состав работников. Количество рабочих мест83

10.4 Организация и оснащение рабочих мест85

11 **ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ.....89**

11.1 Общие положения89

11.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда90

11.3 Бытовое обслуживание трудящихся.....91

11.4 Оценка вредных факторов производственного процесса и их влияния на условия труда персонала92

12 **ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА99**

12.1 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД.....99

13 **ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ104**

14 **РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ105**

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

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ		Лист
								2

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Проектная документация разработана в соответствии с Заданием на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту "Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка", утвержденным генеральным директором АО "АРКТИКГАЗ" П.А. Порхун в 2023г.

Технологические решения по объектам добычи и транспорта газа разработаны в соответствии с действующими нормами и правилами:

- Федеральный закон Российской Федерации «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в редакции от 11.06.2021);
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 № 444 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009 г. "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений".
- ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»;
- Федеральный закон от 27 декабря 2002 года N 184-ФЗ "О техническом регулировании";
- Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 30 апреля 2021 года);
- №87 Постановление Правительства РФ «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» от 16.02.2008 (в ред. 15.07.2021);
- 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»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
												4

- СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003»;
- СП 131.13330.2020 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»;
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;
- Руководство по безопасности факельных систем. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 декабря 2021 г. N 450;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.2.061-81 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»;
- ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
- 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 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

В объем проектирования входит расширение куста №5 на 1 скважину и расширение куста №9 на 1 скважину.

Режим работы предприятия – круглосуточный, круглогодичный, 365 дней в год.

Согласно приложению 2 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97, № 116-ФЗ класс опасности объекта – II.

Идентификация зданий и сооружений в соответствии со ст.4 ФЗ № 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» проектируемого объекта:

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- назначение – добыча продукции скважин №Y0507 (куст №Y05), №Y0901 (куст №Y09.) и транспорт её до существующих объектов подготовки;

- согласно СП 14.13330.2011 на исследуемой территории расчётная интенсивность сейсмических сотрясений 5 и менее баллов по шкале MSK-64, район производства работ относится к области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями;

- кусты №5, №9 – опасные производственные объекты, взрывопожароопасные, согласно статье 2 Федерального закона №116-ФЗ от 21.07.1997г.;

- помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;

- проектируемые сооружения в соответствии со ст.4 п.8 ФЗ № 384 не относятся к объектам повышенной опасности (Градостроительный кодекс, статья 48.1). Также проектируемые сооружения в соответствии со ст.4 п.10 ФЗ №384 не относятся к объектам пониженной ответственности. Поэтому, в соответствии со ст.4 п.9 ФЗ №384, принят нормальный уровень ответственности.

1.1 Местоположение объекта и общие сведения о районе размещения проектируемых объектов

В административном отношении проектируемый объект расположен в Тюменской области, Ямало-Ненецкий Автономный округ, Пуровский район, Яро-Яхинский лицензионный участок.

Куст газовых скважин №Y05 расположен в 44.5 км на северо-восток от пгт. Уренгой, в 57.6 км на юго-запад от п. Новозаполярный, в 79.5 км на юго-восток от с. Самбург.

Куст газовых скважин №Y09 расположен в 33.1 км на северо-восток от пгт. Уренгой, в 35.7 км на северо-восток от мкр. Лимбьяха, в 68.7 км на юго-восток от п. Новозаполярный.

Дорожная сеть на территории месторождения представлена внутрипромысловыми автомобильными дорогами с твердым покрытием и грунтовыми дорогами – вдольтрассовыми проездами IV –V категории.

Наиболее важными факторами формирования климата является западный перенос воздушных масс и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам.

Характерной чертой климата рассматриваемого района является преобладание циклонического типа погоды в течение всего года и в переходные периоды.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В районе изысканий в холодный период (декабрь-февраль) и за год в данном районе преобладают ветры южной четверти, в теплый период (июнь-август) северной четверти.

Средняя годовая скорость ветра составляет 3,7 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в августе, наибольшие в мае. Максимальная скорость и порыв ветра могут превышать 40 м/с.

Характерной чертой климата рассматриваемого района является преобладание циклонического типа погоды в течение всего года и в переходные периоды.

Для рассматриваемой территории характерны суровая продолжительная зима, сравнительно короткое умеренно теплое лето, поздние весенние и ранние осенние заморозки, короткие переходные сезоны – весна и осень.

Средняя многолетняя сумма осадков составляет 497 мм, из которой 138 мм в период с ноября по март и 359 мм в период с апреля по октябрь. Наибольшее месячное количество осадков приходится на август и составляет 67 мм, наименьшее количество приходится на февраль и равно 20 мм. Жидкие осадки составляют порядка 52,5 %, твердые около 36,9 % и смешанные – 10,6 % общего количества осадков.

В рассматриваемом районе среднее число дней с устойчивым снежным покровом 228. Снеготаяние обычно начинается в последней декаде мая. Сход снежного покрова происходит неравномерно. Раньше всего он исчезает на открытых возвышенных местах и склонах южной экспозиции. Дата схода снежного покрова приходится на конец мая. Максимальная высота снежного покрова наблюдается чаще всего в конце марта – начале апреля. Средняя декадная высота снежного покрова из наибольших за зиму по постоянной рейке составляет 85 см, максимальная 132 см, минимальная 38 см.

Среднее годовое значение относительной влажности воздуха составляет 77 %.

В соответствии с распределением зон действия метеостанций описываемая территория относится к зоне действия метеорологической станции Уренгой, по материалам наблюдений которой составлена климатическая характеристика, приведенная в таблице 1.1.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Таблица 1.1 - Краткая климатическая характеристика района строительства

Район эксплуатации		Северо-западная часть Пуровского района ЯНАО Тюменской области	
Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330	Климатический район		I
	Климатический подрайон		ИД
Расчетная зимняя температура окружающего воздуха с обеспеченностью 0,92 согласно СП 131.13330	Наиболее холодной пятидневки, °С		минус 48
	Наиболее холодных суток, °С		минус 51
Абсолютная температура окружающего воздуха	Абсолютная минимальная, °С		минус 56,3
	Абсолютная максимальная, °С		плюс 34,8
Район и расчетное значение веса снегового покрова по СП 20.13330			V район, 2,5 кПа
Район и нормативное значение ветрового давления по СП 20.13330			III район, 0,38 кПа
Зона влажности согласно СП 131.13330			Нормальная
Атмосфера по содержанию на открытом воздухе коррозионно- активных агентов по ГОСТ 15150			II-Промышленная
Сейсмичность района строительства по СП 14.13330, не более, баллов			5

В соответствии со схемой геоморфологического районирования, изучаемая территория изысканий располагается на юго-западе полого снижающейся к Карскому морю абразионно-аккумулятивной равнине севера Западно-Сибирской равнины.

Большей частью поверхность террасы заболочена и заозерена. На заболоченных участках широко развиты бугры пучения. Аллювиальные отложения представлены песками и суглинками.

Согласно физико-географическому районированию Тюменской области район изысканий расположен в пределах лесной равнинной широтно-зональной области Пур-Тазовской провинции, которая представляет собой расчлененную, заболоченную равнину, осложненную современной гидросетью с наличием многолетней мерзлоты.

№ док.							
Вып.	0						
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							8

Гидрография района изыскания относится к правобережью бассейна среднего течения р. Пур и представлена ближайшими поверхностными водотоками постоянного стока верховья бассейна р. Тьдэотта (р. Большая Ярьяха, р. Толгьяха и ручьём б/н №1), левобережья бассейна среднего течения р. Нгарка Хадытаяха (р. Ивайтосё и ручьём б/н №2), а также водоемами (внутриболотными озерами б/н №1. №2 и №3) и ложбиной стока, которые расположены вокруг проектируемых объектов.

Участок проектируемых сооружений куста скважин №У05 располагается на распланированной территории действующей кустовой площадки. Территория площадки спланирована, осложнена наличием производственных сооружений, в восточной части расположены искусственные ямы с водой.

Территория площадки куста скважин №У09 спланирована, осложнена наличием производственных сооружений. Территория по проектируемой трассе шлейф-газопровода не застроена, частично залесена (лиственница). Большая часть изыскиваемой территории расположена на болоте, покрыта мхом.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.</

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ

2.1 Плановая производительность проектируемых объектов

Производительность и характеристика скважин Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Перечень и характеристики проектируемых скважин

№ скважины	Пласт	Количество струн в скважине	Давление устьевое, МПа	Давление после регулятора, МПа	Температура устьевая, град. С	Дебит одной скважины, тыс.м ³ /сут
Y0507	БУ ₁₇ ¹⁻¹	1	24,3...1,82	14,5 – 1,82	47,50...4,60	429,4...40,6
Y0901	БУ ₁₇ ¹⁻¹	1	24,3...1,82	14,5 – 1,82	41,9...23,80	559,7...101,4

2.2 Очередность ввода мощностей

Согласно заданию на проектирование расширение кустов №Y05 и №Y09 предусмотрено с учетом этапов строительства, см. таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Этапы строительства

№ этапа	Наименование объектов
1	Инженерная подготовка куста скважин Y05 под газовую скважину Y0507 (расширение)
2	Обвязка газовой скважины Y0507 куста скважин Y05
3	Обвязка газовой скважины Y0901 куста скважин Y09
	Технологические сооружения для газовой инфраструктуры куста скважин Y09
4	Газопровод-шлейф от куста скважин Y09 до точки врезки

На кустовых коллекторах предусматривается установка запорной арматуры, что обеспечивает поэтапное подключения скважин без остановки процесса добычи.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2.3 Номенклатура продукции

Кусты скважин №У05 и №У09 Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения предназначены для добычи газа валанжинских (пласт БУ₁₇¹⁻¹) залежей.

2.4 Обязка кустов скважин

Проектные решения по обязке кустов скважин Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения, выполненные с учетом прогнозных показателей работы скважин, Задания на выполнение проектно-изыскательских работ, используют арматурных блоков заводского исполнения АБ-1С PN25,0 МПа.

В составе арматурных блоков на выкидной линии DN100 предусматривается оборудование, обеспечивающее регулирование давления пластовой смеси, поддержание заданного дебита скважин, регулируемую подачу ингибитора гидратообразования в выкидную линию скважин, постоянный мониторинг параметров работы скважины и автоматическое отключение скважины от кустового коллектора в аварийных ситуациях.

Арматурные блоки обязки скважин располагаются на расстоянии 9 м от устья скважин в соответствии с требованиями ФНиП от 15 декабря 2020 года N 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Приложение № 3.

Учитывая статическое давление в скважинах пластов БУ₁₇¹⁻¹ для снижения металлоемкости системы сбора, предусматривается снижение давления в арматурных блоках обязки скважин до 14,5 МПа, при этом защита трубопроводов обеспечивается за счет установки блоков предохранительных клапанов на общем кустовом коллекторе. В состав блоков входит по 2 шт. предохранительных клапанов с переключающими устройствами, исключающими возможность одновременного закрытия (согласно п. 5.9 ГОСТ 12.2.085-2017).

Расчеты пропускной способности предохранительных клапанов для куста №У09 приведены в Приложении А.

Сброс пластового газа при срабатывании предохранительного клапана предусматривается на горизонтальную факельную установку (АГГ1-АМ) с дистанционным розжигом и контролем пламени дежурной горелки, и сжиганием в факельном амбаре.

Отвод газа при продувках скважин, освобождении трубопроводов также предусматривается на горизонтальную факельную установку с устройством земляного амбара.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Расстояние между устьями скважин 40 м. Проектируемые скважины располагаются в один ряд с существующими.

В области промышленной безопасности в части расстояний между устьями эксплуатационных скважин подтверждается расчетом радиусов растепления грунтов вокруг устья скважин. Расчет представлен в Томе 1.

Количество скважин в кустах удовлетворяет требованиям п. 6.1.21 СП 231.1311500.2015, суммарный дебит куста не превышает 5,0 млн.м3/сут.

На кустовых коллекторах каждого куста для обеспечения возможности отключения от системы сбора согласно требованиям п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015 предусматривается установка приводной арматуры с дистанционным и автоматическим управлением.

Кусты скважин эксплуатационных оснащаются системой контроля загазованности и системой телемеханики, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин куста, см. Том 5.7.2 «Автоматизация».

Описание решений по системе электроснабжения приведено в Томе 5.1 «Система электроснабжения» 658/2023 -00-000-ИОС1.

Детальное описание схемы технологической обвязки кустов скважин приведено в разделе 7.1.

2.5 Предупреждение гидратообразования и углекислотной коррозии

2.5.1 Предупреждение гидратообразования

При разработке большинства газовых и газоконденсатных месторождений возникают проблемы, связанные с образованием гидратов. Образование гидратов обусловлено насыщением газа парами воды, присутствием воды в жидком состоянии (пластовые воды) и зависит от состава природного газа и его термобарических параметров. При этом объемная скорость накопления гидратов зависит от скорости изменения влагосодержания газа с изменением давления и температуры.

Учитывая необходимость снижения давления на устье скважин до рабочего давления 14,5 МПа в газопроводе-шлейфе, а также снижение давления и температуры по длине газопроводов-шлейфов, определена возможность образования гидратов в системе "забой – устье скважин – система сбора – УКПГ".

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Кроме того, гидраты могут образовываться:

- при выводе шлейфов на режим, при пуске и после длительных простоев;
- до вывода шлейфов на полную производительность при сравнительно небольших скоростях движения пластовой смеси;
- при нарушении целостности изоляции (снижении температуры газа в шлейфе ниже температуры гидратообразования).

Наиболее вероятные места образования гидратов и парафиногидратных отложений:

- в местах резкого изменения скорости газового потока;
- в местах врезок шлейфов в шлейф-коллектор;
- на запорной арматуре.

Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации скважин, газосборной сети предусматривается подача ингибитора гидратообразования на устье скважин. В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол (92 ÷ 95 % масс.). Метанол представляет собой бесцветную легко воспламеняющуюся ядовитую жидкость с запахом, напоминающим винный спирт, растворяется в воде в любых соотношениях. Показатели качества метанола, подаваемого на кусты газовых скважин приведены в таблице 5.2.5.

Подача метанола на кусты скважин предусматривается по метанолопроводам DN50, PN25,0 МПа с площадки УКПГ. Для индивидуального регулирования расхода ингибитора на каждую скважину в обвязке предусматриваются системы подачи ингибитора (СПИ).

2.5.2 Защита от углекислотной коррозии

Интенсивность коррозионных процессов на внутренней поверхности газопровода зависит от наличия в транспортируемом газе агрессивных компонентов (углекислоты, меркаптанов) и пластовой воды, выносимой потоком из пласта, а также от температурного и гидродинамического режима течения газожидкостной смеси.

В составе пластовой смеси залежей БУ₁₇¹⁻¹ содержится до 0,193 % мольн. СО₂. В присутствии влаги, содержащейся в пластовой смеси, возможно развитие углекислотной коррозии. Скорость коррозии зависит от парциального давления двуокиси углерода в пластовой смеси. При парциальном давлении двуокиси углерода менее 0,02 МПа не наблюдается значительных коррозионных поражений углеродистых сталей, а при

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							13

парциальном давлении более 0,2 МПа наблюдается сильная коррозия. Углекислотная коррозия протекает неравномерно и представляет собой общую коррозию с образованием язв и питтингов.

Основными причинами возникновения повреждений внутренней поверхности газопровода-шлейфа являются:

- наличие в пластовой смеси агрессивных компонентов (диоксид углерода);
- высокое давление пластовой смеси;
- наличие в составе пластовой смеси минерализованных вод;
- повышенная температура пластовой смеси;
- попадание воздуха во внутренние полости трубопроводов и арматуры при проведении плановых ремонтов, а также отложение на нижних образующих трубопроводов и арматур остатков агрессивных химических компонентов, попадающих туда после проведения работ по химической обработке, освоению и глушению скважин.

Ввиду отсутствия в общегосударственных нормативах методов по оценке степени агрессивности сред, в проектной документации используются положения внутреннего стандарта ПАО "Газпром" (СТО Газпром 9.3-011-2011, изм. 1).

Агрессивность добываемой пластовой смеси оценивается величиной парциального давления диоксида углерода, которое рассчитывается по формуле:

$$P_{CO_2} = \frac{P \cdot C_{CO_2}}{100}$$

где P – рабочее давление, МПа;

C_{CO2} – содержание диоксида углерода в газе в процентах (мольн.).

Подставив исходные значения максимального давления 14,5 МПа в газопроводе-шлейфе, содержание диоксида углерода 0,716% мольн. в формулу, получаем соответствующие значения его парциального давления 0,104 МПа в газопроводе-шлейфе. Рассчитанное значение парциального давления диоксида углерода в совокупности с такими дополнительными коррозионно-опасными факторами, как повышенная температура (на устье скважин до +47,5 °С), высокая минерализация воды (до 18,9 г/л) позволяют оценить

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							14

4 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

На кустах №У05 и №У09 предусматривается замер расхода газа каждой скважины в составе арматурных блоков.

Установка ГФУ предусматривается на кустовой площадке №У09 и согласно постановлению правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. №870 не относится к объектам систем газоснабжения и газораспределения.

Показания приборов учета по системе телемеханики кустов скважин передаются в систему АСУ ТП УКПГ.

Технические решения по контролю и учету газа разработаны с учетом требований Федерального закона "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности" №261-ФЗ (с изм. от 08.05.2010 г.).

В рамках данного проекта мероприятия по учету электрической энергии не предусматриваются.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается следующими техническими решениями:

- контроль работы системы электроснабжения осуществляется с помощью существующих систем телемеханики.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							17

5 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

5.1 Основные показатели разработки

Исходными данными для проектирования и выполнения технологических расчетов являются индивидуальные показатели работы скважин по годам эксплуатации, компонентно-фракционный состав и свойства газа по разрабатываемому пласту БУ₁₇¹⁻¹, предоставленные Заказчиком.

В рамках данного проекта предусматривается расширение на 1 скважину куста скважин №У05, расширение на 1 скважину куста скважин №У09. Распределение скважин по обустраиваемым кустам представлено в таблице 5.1.1.

Все скважины, обвязка устья которых предусматривает настоящий проект обустройства, являются новыми и не находились ранее в эксплуатации. Строительство скважин выполняется по отдельному проекту бурения, решения которого не входят в состав проекта обустройства. Границей начала проектирования настоящей документации являются ответные фланцы фонтанной арматуры скважин.

Таблица 5.1.1- Распределение скважин по обустраиваемым кустам

Куст / количество скважин в кусте	№ скважины в кусте	Пласт	Примечание
У05/7	У0521 нефтяная		Проект 1825-РН5-ТХ
	У0522 нефтяная		
	У0523 нефтяная		
	У0504 газовая	БУ ₁₇ ¹⁻¹	
	У0505 газовая	БУ ₁₇ ¹⁻¹	
	У0506 газовая	БУ ₁₇ ¹⁻¹	
	У0507 газовая	БУ ₁₇ ¹⁻¹	
У09/3	У0921 нефтяная		Проект 1825-РН9-ТХ
	У0922 нефтяная		
	У0901 газовая	БУ ₁₇ ¹⁻¹	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ				Лист
															18

Показатели работы проектируемых скважин Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения по годам эксплуатации представлены в таблицах 5.1.2, 5.1.3.

Таблица 5.1.2 - Производительность обустраиваемого куста, скважина №У0507

Год	Среднесуточная добыча С4- тыс. м3/сут	Среднесуточная добыча С5+ м3/сут	Среднесуточная добыча воды м3/сут	Устьевое давление, бар (абс.)	Температура на устье скважины, °С
2024	429,4	60,6	9,7	55,7	47,5
2025	212,1	28,9	5,7	49,7	34,7
2026	153,6	20,8	4,2	49,5	28,8
2027	131,7	17,4	3,6	43,9	26,0
2028	119,6	15,2	3,3	36,3	24,3
2029	110,4	13,6	3,1	28,8	22,8
2030	99,1	11,9	2,9	25,5	20,9
2031	89,0	10,5	2,6	24,4	18,9
2032	81,2	9,4	2,5	23,5	17,3
2033	74,3	8,5	2,3	22,5	15,6
2034	68,0	7,7	2,2	21,9	14,0
2035	62,6	7,0	2,1	21,3	12,5
2036	57,8	6,4	2,0	20,9	11,1
2037	53,5	5,9	1,9	20,5	9,7
2038	49,4	5,4	1,8	20,1	8,2
2039	45,8	5,0	1,7	19,8	6,9
2040	42,7	4,6	1,7	19,4	5,6
2041	40,6	4,4	1,6	19,4	4,6

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											19
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Таблица 5.1.3 - Производительность обустраиваемого куста, скважина №У0901

Год	Среднесуточная добыча С4- тыс. м3/сут	Среднесуточная добыча С5+ м3/сут	Среднесуточная добыча воды м3/сут	Устьевое давление, бар (абс.)	Температура на устье скважины, °С
2024	559,7	91,1	90,8	51,5	41,9
2025	511,0	75,0	23,5	45,0	40,9
2026	431,5	58,2	16,7	36,2	39,2
2027	373,3	47,9	14,1	33,4	37,6
2028	328,4	40,6	12,4	31,4	36,3
2029	292,3	35,2	11,4	29,9	35,0
2030	261,3	30,9	10,6	28,9	33,8
2031	234,7	27,3	10,0	28,2	32,7
2032	212,2	24,5	9,5	27,7	31,6
2033	192,4	22,0	9,0	27,4	30,6
2034	177,8	20,2	8,8	25,8	29,8
2035	167,2	19,0	8,7	23,1	29,1
2036	157,6	17,8	8,6	20,6	28,5
2037	148,5	16,8	8,6	18,3	27,9
2038	137,5	15,6	8,5	17,2	27,1
2039	127,3	14,5	8,3	16,9	26,2
2040	118,0	13,5	8,2	16,5	25,4
2041	109,4	12,6	8,1	16,3	24,6
2042	101,4	11,7	8,0	16,1	23,8

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Объемы добычи проектируемых кустов скважин Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения представлены в таблицах 5.1.4, 5.1.5.

Лист

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

20

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

Таблица 5.1.4 - Объемы добычи кустов скважин куста №5

Совокупный добываемый флюид (СДФ)		01.01.2023	01.01.2024	01.01.2025	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031	01.01.2032	01.01.2033	01.01.2034	01.01.2035	01.01.2036	01.01.2037	01.01.2038	01.01.2039	01.01.2040	01.01.2041	01.01.2042	01.01.2043	01.01.2044	01.01.2045	01.01.2046	01.01.2047	01.01.2048
Добыча газа, млн.м ³	млн.м ³	716,0 5725	698,2 26	622,5 5629	538,4 8456	476,6 0665	425,3 9897	382,7 9305	344,3 018	312,1 4898	286,2 8357	263,1 1049	245,6 9274	228,9 2826	214,9 4082	198,9 6573 3	186,2 0363 9	176,6 6878 4	164,7 3346 5	152,0 0739 1	138,6 7521 2	131,6 1647 9	124,4 2012 3	112,6 1923 6	110,9 0242 6	91,29 8545 8	95,54 4346 4
Добыча конденсата, млн.м ³	млн.м ³	0,074 3785	0,070 6187	0,060 5534	0,051 2272	0,044 6906	0,039 5051	0,035 3162	0,031 6235	0,028 5823	0,026 1625	0,024 0035	0,022 3937	0,020 8642	0,019 6214	0,018 1134 4	0,016 9662 9	0,016 1477 7	0,015 0733 3	0,014 0459	0,012 9268 3	0,012 3292 6	0,011 6878 6	0,010 5916 6	0,010 5270 4	0,008 6571 6	0,009 1157 6
КГФ СДФ	см ³ /м ³	103,8 7225	101,1 4024	97,26 5759	95,13 2164	93,76 8359	92,86 6028	92,25 9159	91,84 8231	91,56 6084	91,38 6659	91,22 981	91,14 5251	91,13 8631	91,28 7614	91,03 7988 2	91,11 6836 8	91,40 1369 5	91,50 1349 6	92,40 2772 6	93,21 6622 7	93,67 5622 1	93,93 8699 2	94,04 8370 7	94,92 1596 1	94,82 2564 3	95,40 8690 2
Добыча СДФ	тонн	6178 40,49	6005 83,76	5340 40,74	4611 37,06	4078 57,38	3638 51,79	3273 58,29	2944 02,69	2668 51,15	2450 31,48	2252 04,36	2103 31,09	1959 80,08	1840 82,24	1703 56,13 3	1594 84,85 7	1514 20,76	1412 28,40 3	1306 18,25 8	1193 85,41 6	1133 84,31	1072 24,90 5	9706 5,746 3	9570 0,864 5	7875 2,299	8248 1,372 9
Добыча СДФ	млн.м ³	728,4 4663	710,2 5153	632,9 3906	547,2 6759	484,3 8467	432,3 0834	388,9 7727	349,7 9846	317,0 8185	290,7 9436	267,2 4864	249,5 7702	232,5 2452	218,3 6843	202,1 4670 8	189,1 9896 8	179,5 3332 6	167,4 1010 7	154,5 1973 4	140,9 9838 2	133,8 3787 8	126,5 2734 2	114,5 1149	112,8 0061 3	92,83 3973 1	97,18 6611 4
ММ СДФ		20,32 5353	20,26 4248	20,22 034	20,19 3447	20,17 9033	20,17 0407	20,16 8942	20,17 0083	20,16 8876	20,19 3706	20,19 4878	20,19 6612	20,19 8659	20,20 23	20,19 6254	20,20 1314 2	20,21 2384 2	20,21 7006 5	20,25 7695 4	20,29 0933 7	20,30 1918 3	20,30 8294	20,31 3198 6	20,33 1197 2	20,32 8962 2	20,33 7938 7
Плотность СДФ в стандартных условиях	кг/м ³	0,848 1617	0,845 5931	0,843 7475	0,842 6172	0,842 0113	0,841 6488	0,841 5872	0,841 6352	0,841 5844	0,842 6281	0,842 6773	0,842 7502	0,842 8362	0,842 9893	0,842 7351 4	0,842 9478 2	0,843 4131 1	0,843 6073 9	0,845 3176 5	0,846 7148	0,847 1765 4	0,847 4445 4	0,847 6507 1	0,848 4073 1	0,848 3133 5	0,848 6907
Потенциал С5+в в СДФ	г/м ³	70,24 7826	68,78 195	65,95 1054	64,12 3655	62,83 8961	62,07 0954	61,62 1635	61,43 4458	61,34 7582	61,11 6532	60,98 1761	60,85 0773	60,72 0422	60,65 4015	60,34 7867 1	60,29 4488	60,37 2147 6	60,39 7730 5	60,63 2853	60,88 906	61,12 9739 9	61,27 4632 7	61,47 5423 6	61,88 2049 3	62,09 7579 7	62,22 2563
Z СДФ		0,996 2188	0,996 2409	0,996 2566	0,996 2663	0,996 2715	0,996 2746	0,996 2751	0,996 2747	0,996 2751	0,996 2662	0,996 2658	0,996 2652	0,996 2644	0,996 2631	0,996 2652 9	0,996 2634 8	0,996 2595	0,996 2578 4	0,996 2432 2	0,996 2312 5	0,996 2272 9	0,996 2249 9	0,996 2232 2	0,996 2167 3	0,996 2175 3	0,996 2142 9
Доля "сухого" газа N2-C4	мас.с %	91,71 7637	91,86 5833	92,18 3556	92,38 9942	92,53 7041	92,62 5077	92,67 7926	92,70 0583	92,71 0466	92,74 6915	92,76 3332	92,77 9501	92,79 5703	92,80 4889	92,83 9047	92,84 7186 2	92,84 1924 4	92,84 0540 4	92,82 7210 8	92,80 8787 5	92,78 4297 3	92,76 9481 7	92,74 7552 4	92,70 6091 9	92,67 9877 1	92,66 8405 2
Доля "сухого" газа N2-C4	мол. %	98,19 1553	98,23 8662	98,29 224	98,32 7923	98,35 1325	98,36 4493	98,37 0684	98,37 2056	98,37 2444	98,36 8738	98,36 9955	98,37 0325	98,37 1199	98,37 0358	98,37 7071 1	98,37 5991 1	98,37 0804 9	98,36 8707 9	98,35 4675 9	98,34 2382 3	98,33 4854 3	98,33 0478 8	98,32 6069 2	98,31 3155	98,31 0692 2	98,30 5232 4
Добыча С5+	тонн	5117 1,792	4885 2,485	4174 2,998	3509 2,798	3043 8,229	2683 3,791	2396 9,416	2148 9,679	1945 2,205	1777 2,343	1629 7,293	1518 6,955	1411 8,987	1324 4,922	1219 9,122 7	1140 7,654 9	1083 8,812 5	1011 1,190 5	9368, 9723	8585, 2589 3	8181, 4746 6	7752, 9163 9	7039, 6423 7	6980, 3331 1	5764, 7650 4	6047, 2000 5
Добыча "сухого" газа N2-C4	м ³	7152 7305 5	6977 4160 0	6221 2997 4	5381 1685 5	4763 9873 7	4252 3791 2	3826 3960 4	3441 0393 9	3119 2116 5	2860 5073 8	2628 9236 6	2455 0972 9	2287 3715 4	2148 0980 6	1988 6601 1	1861 2636 0	1766 0837 8	1646 7915 9	1519 7738 3	1386 6116 8	1316 0928 2	1244 1494 1	1125 9464 7	1108 9784 2	9126 5721, 5	9553 9524, 2

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

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

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Лист

21

Совокупный добываемый флюид (СДФ)		01.01 .2049	01.01 .2050	01.01 .2051	01.01 .2052	01.01 .2053	01.01 .2054	01.01 .2055	01.01 .2056	01.01 .2057	01.01 .2058	01.01 .2059	01.01 .2060	01.01 .2061	01.01 .2062	01.01 .2063	01.01 .2064	01.01 .2065	01.01 .2066	01.01 .2067	01.01 .2068	01.01 .2069	01.01 .2070
Добыча газа, млн.м ³	млн .м ³	88,36 9476 1	79,49 2302 5	71,99 6363 6	77,09 9026 9	61,61 4799 1	70,83 1117 2	54,83 4236 8	60,64 5439 7	56,37 8781 8	51,44 6965 9	58,21 1664 4	47,65 5963 8	49,83 3945 4	50,06 6234 6	44,26 5787	45,58 7429 3	45,72 9307 6	40,27 7550 4	45,26 8882 6	40,79 1874 2	40,77 7298 2	39,44 8064 7
Добыча конденсата, млн.м ³	млн .м ³	0,008 4728 2	0,007 7628 1	0,006 9552 4	0,007 5193	0,006 1203 7	0,006 9706 7	0,005 4969 3	0,006 0476 3	0,005 7244 4	0,005 1778 4	0,005 8905 4	0,004 8970 6	0,005 0461 9	0,005 1138	0,004 5981 5	0,004 6850 5	0,004 7126 2	0,004 2308	0,004 7073 3	0,004 2509 8	0,004 3112 8	0,004 1704 1
КГФ СДФ	см ³ / м ³	95,87 9540 8	97,65 4853 7	96,60 5398 9	97,52 7768 5	99,33 2736 9	98,41 2596 5	100,2 4627 5	99,72 1088 5	101,5 3537	100,6 4432 2	101,1 9168 3	102,7 5858 8	101,2 6000 7	102,1 4066	103,8 7602 7	102,7 7061 3	103,0 5470 4	105,0 4123 7	103,9 8610 9	104,2 1144 6	105,7 2745 9	105,7 1908 1
Добыча СДФ	тон н	7637 4,709 4	6886 4,125 5	6227 7,481 6	6677 7,864 8	5346 7,146 9	6141 6,272 4	4763 1,084 7	5265 8,081 2	4905 1,575 9	4470 4,016	5063 7,664 9	4150 6,796 4	4334 2,915 6	4359 1,714 9	3860 1,915 3	3970 9,985	3985 4,044 4	3516 7,900 9	3949 6,395 5	3559 4,550 8	3564 3,863	3447 4,616
Добыча СДФ	млн .м ³	89,88 3614 2	80,92 0119 7	73,22 5492	78,47 1634 2	62,74 3859 1	72,10 5270 1	55,86 2254 3	61,74 5516 9	57,48 1281 3	52,39 5982 4	59,31 8099 1	48,60 4353 3	50,75 8386 9	51,02 9250 6	45,16 6962 6	46,46 7981 8	46,62 0816 9	41,11 0962 9	46,17 2439 2	41,59 3623 9	41,62 7549	40,26 6771 2
ММ СДФ		20,36 2107 6	20,39 3196 4	20,38 0718 7	20,39 2418 5	20,42 0214 4	20,41 0912 9	20,43 2176 8	20,43 6267 4	20,44 8738 9	20,44 5095	20,45 6214 4	20,46 3584 1	20,46 2006 3	20,47 0166 5	20,47 9675 6	20,47 7707 2	20,48 4569 9	20,49 8445 5	20,49 7782 5	20,50 6315 6	20,51 7902 7	20,51 5497 5
Плотность СДФ в стандартных условиях	кг/ м ³	0,849 7067	0,851 0136 4	0,850 4890 8	0,850 9809 4	0,852 1494 8	0,851 7584 4	0,852 6523 9	0,852 8243 6	0,853 3486 9	0,853 1954 9	0,853 6629 8	0,853 9728 2	0,853 9064 8	0,854 2495 6	0,854 6493 5	0,854 5665 9	0,854 8551 3	0,855 4385 1	0,855 4106 3	0,855 7694	0,856 2565 9	0,856 1554 6
Потенциал С5+в в СДФ	г/м ³	62,60 078	63,27 7914 3	63,24 8863 3	63,31 0051 9	64,23 6993 8	63,83 7181 1	64,57 4104 1	64,71 3243 2	64,83 3724 9	65,13 3577 9	65,07 8647 7	65,44 5129 8	65,54 1155 4	65,60 0947 4	65,88 5286 6	65,98 4705 9	66,06 3452 2	66,47 8497	66,35 6785 3	66,81 5743 1	66,89 2926 9	66,94 1558 3
Z СДФ		0,996 2055 6	0,996 1943 1	0,996 1988 3	0,996 1946	0,996 1845 3	0,996 1879	0,996 1801 9	0,996 1787 1	0,996 1741 8	0,996 1755	0,996 1714 7	0,996 1687 9	0,996 1693 6	0,996 1664	0,996 1629 4	0,996 1636 6	0,996 1611 6	0,996 1561 2	0,996 1563 6	0,996 1532 5	0,996 1490 4	0,996 1499 1
Доля "сухого" газа N2-C4	мас с %	92,63 2660 2	92,56 4406 6	92,56 3236 3	92,56 0344 3	92,46 1769 3	92,50 5248 2	92,42 6678 8	92,41 1890 9	92,40 2434 6	92,36 5925 7	92,37 6540 9	92,33 6391 9	92,32 4551 1	92,32 0634 3	92,29 0956 9	92,27 8576 5	92,27 1971	92,22 8722 9	92,24 2698 1	92,19 2319 2	92,18 7747 5	92,18 1144 5
Доля "сухого" газа N2-C4	мол %	98,29 1575 9	98,26 8349 2	98,27 4871 2	98,26 8807 6	98,24 4059 3	98,25 4146 1	98,23 406	98,23 1935 8	98,22 3607 1	98,22 2374	98,21 8195 1	98,20 9193 7	98,21 0018 9	98,20 5310 8	98,19 6597	98,19 7372 1	98,19 3187 6	98,18 0799 2	98,18 3649 1	98,17 4034 6	98,16 7147 5	98,16 8004 2
Добыча С5+	тон н	5626, 7843 6	5120, 4564	4631, 4291 3	4968, 0432 3	4030, 4768 9	4602, 9971 9	3607, 2550 2	3995, 7526 5	3726, 7255 8	3412, 7378	3860, 3416 7	3180, 9182 1	3326, 7633 3	3347, 5671 9	2975, 8382 8	3066, 1761 1	3079, 9321 1	2732, 9950 2	3063, 8546 4	2779, 1088 9	2784, 5885 9	2695, 5204 1
Добыча "сухого" газа N2-C4	м ³	8834 8020, 9	7951 8865, 8	7196 2258	7711 3139, 2	6164 2114, 1	7084 6417, 4	5487 5760, 4	6065 3816, 6	5646 0187, 9	5146 4577, 7	5826 1166, 3	4773 3943, 5	4984 9821, 4	5011 3434, 2	4435 2420, 3	4563 0337	4577 8466, 2	4036 3071, 9	4533 3785, 7	4083 4138, 8	4086 4577, 4	3952 9085, 6

Инд. № подл.	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
		0	
Подпись и дата			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Лист

22

Таблица 5.1.5 - Объемы добычи кустов скважин куста №9

Совокупный добываемый флюид (СДФ)		01.01 .2023	01.01 .2024	01.01 .2025	01.01 .2026	01.01 .2027	01.01 .2028	01.01 .2029	01.01 .2030	01.01 .2031	01.01 .2032	01.01 .2033	01.01 .2034	01.01 .2035	01.01 .2036	01.01 .2037	01.01 .2038	01.01 .2039	01.01 .2040	01.01 .2041	01.01 .2042	01.01 .2043	01.01 .2044	01.01 .2045	01.01 .2046	01.01 .2047	01.01 .2048	
Добыча газа, млн.м³	млн .м³	0	58,32 3861	185,8 088	156,9 0089	135,7 5171	119,7 5613	106,3 0877	95,04 5371	85,37 3622	77,37 9451	69,96 8679	64,66 5976	60,83 148	57,47 6077	54,02 4761 4	49,99 5572 5	46,28 8389 7	43,02 6108 6	39,77 7937	36,86 7252 2	34,24 6564 5	31,95 4786 6	29,69 3146 1	27,73 4711 8	25,76 0918 1	24,03 8588 7	
Добыча конденсата, млн.м³	млн .м³	0	0,009 1979	0,025 6831	0,019 2695	0,015 4867	0,012 953	0,011 0589	0,009 6031	0,008 4317	0,007 527	0,006 7281	0,006 1667	0,005 775	0,005 4418	0,005 1203 5	0,004 7610 7	0,004 4317 2	0,004 1411 3	0,003 8562 5	0,003 6122 5	0,003 3904 6	0,003 1960 5	0,002 9977 7	0,002 8234 8	0,002 6435 8	0,002 4858 9	
КГФ СДФ	см³/ м³		157,7 0412	138,2 231	122,8 1329	114,0 81	108,1 6164	104,0 2616	101,0 372	98,76 2541	97,27 3771	96,15 8305	95,36 2397	94,93 4899	94,67 9077	94,77 7867 2	95,22 9819	95,74 1497 8	96,24 7024 7	96,94 4437 4	97,98 0008 8	99,00 1336 9	100,0 1797 9	100,9 5818 8	101,8 0326 1	102,6 1975 2	103,4 1252 1	
Добыча СДФ	тон н	0	5294 2,598	1657 54,92	1381 06,95	1185 90,28	1041 02,75	9211 7,993	8216 3,467	7365 6,011	6673 7,345	6034 4,088	5577 5,198	5247 1,701	4957 3,403	4660 0,201 7	4312 2,671 6	3992 2,425 7	3710 7,475 8	3430 6,317 3	3180 0,376 7	2954 8,665 3	2758 3,454 7	2566 7,074 4	2399 0,429 5	2229 7,549 1	2081 9,763 3	
Добыча СДФ	млн .м³		59,81 9893	190,0 5276	160,1 7817	138,4 0642	121,9 7612	108,1 677	96,70 4007	86,83 1284	78,69 7171	71,15 0865	65,75 0731	61,84 697	58,42 7984	54,92 3723	50,83 3041 5	47,06 7730 9	43,75 3563	40,45 4147 8	37,49 7029 2	34,82 9941 7	32,48 7406 5	30,21 1037 6	28,21 2514 8	26,20 6714 6	24,45 6859 2	
ММ СДФ			21,20 2074	20,89 5885	20,65 9448	20,53 1456	20,45 1584	20,40 7668	20,36 049	20,32 7831	20,32 2156	20,32 4234	20,32 8229	20,33 1305	20,33 2286	20,33 2286	20,32 9113 7	20,32 6051 5	20,32 3929 7	20,32 2213 5	20,32 3345	20,33 0301 2	20,34 6502 2	20,35 9393 6	20,37 7340 6	20,38 891	20,39 9657 1	
Плотность СДФ в стандартных условиях	кг/ м³		0,885 0333	0,872 1521	0,862 2083	0,856 8265	0,853 4683	0,851 622	0,849 6387	0,848 2658	0,848 0272	0,848 1146	0,848 2825	0,848 4118	0,848 4531	0,848 4530 8	0,848 3197 2	0,848 191	0,848 1018 1	0,848 0296 6	0,848 0772 3	0,848 3696 4	0,849 0506 8	0,849 5926 1	0,850 3470 8	0,850 8334 4	0,851 2852 4	
Потенциал С5+в в СДФ	г/м³		108,1 461	94,03 9974	82,67 5262	76,47 3029	72,53 0915	70,08 2412	67,78 0207	65,67 3415	64,39 5975	63,51 2203	62,89 5047	62,57 5229	62,48 6528	62,48 6528 3	62,79 4898	63,18 5894	63,58 2455 3	64,12 7086 4	64,97 8663 9	65,91 4166 5	66,88 7652 6	67,71 2252 7	68,40 2695 6	69,04 7676 8	69,64 2005 8	
Z СДФ			0,995 896	0,996 0102	0,996 0973	0,996 1441	0,996 1731	0,996 1891	0,996 2061	0,996 2179	0,996 22	0,996 2192	0,996 2178	0,996 2167	0,996 2163	0,996 2163	0,996 2163	0,996 2174 8	0,996 2185 9	0,996 2193 5	0,996 2199 7	0,996 2195 6	0,996 2170 5	0,996 2112	0,996 2065 4	0,996 2000 5	0,996 1958 7	0,996 1919 7
Доля "сухого" газа N2-C4	мас с %		87,78 0561	89,21 7481	90,41 122	91,07 4852	91,50 1628	91,77 0714	92,02 2467	92,25 792	92,40 6379	92,51 1366	92,58 5602	92,62 4427	92,63 5241	92,63 5240 5	92,59 7732 2	92,55 0511 1	92,50 2969	92,43 8108 1	92,33 8119 5	92,23 0489 7	92,12 2066	92,03 0032 8	91,95 5908 7	91,88 4701 1	91,81 9192 6	
Доля "сухого" газа N2-C4	мол %		97,40 2715	97,67 1217	97,89 4353	98,02 137	98,10 7592	98,15 6779	98,20 3725	98,24 5842	98,26 755	98,28 0714	98,28 9479	98,29 3836	98,29 5021	98,29 5020 7	98,29 0857 7	98,28 5404 3	98,27 9687 9	98,27 1710 6	98,25 8225 6	98,24 1027 7	98,22 1560 2	98,20 5096 3	98,19 1234 7	98,17 8089 9	98,16 5883 4	
Добыча С5+	тон н	0	6469, 2883	1787 2,556	1324 2,772	1058 4,358	8847, 0397	7580, 653	6554, 6176	5702, 507	5067, 781	4518, 9482	4135, 3954	3870, 0883	3650, 9619	3431, 9927 7	3192, 0556 5	2974, 0166 6	2781, 9589 6	2594, 2066 3	2436, 5068 6	2295, 7865 8	2173, 0063 6	2045, 6574 2	1929, 8120 6	1809, 5127 6	1703, 2247 3	
Добыча "сухого" газа N2-C4	м³	0	5826 6200	1856 2684 0	1568 0538 6	1356 6786 6	1196 6783 5	1061 7392 6	9496 6937	8530 8127	7733 3782	6992 7578	6462 6052	6079 1759	5743 1799	5398 7284, 9	4996 4232, 4	4626 0709, 6	4300 0865, 1	3975 4983	3684 3915, 6	3421 7292, 7	3190 9637, 5	2966 8778, 6	2770 2216, 7	2572 9251, 8	2400 8291, 9	

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							23

Совокупный добываемый флюид (СДФ)		01.01.2 049	01.01.2 050	01.01.2 051	01.01.2 052	01.01.2 053	01.01.2 054	01.01.2 055	01.01.2 056
Добыча газа, млн.м ³	млн .м ³	22,347 8408	20,880 3871	19,604 1887	18,460 1104	17,166 7373	15,975 9557	15,010 1751	1,2387 3651
Добыча конденсата, млн.м ³	млн .м ³	0,0023 3422	0,0022 0431	0,0020 89	0,0019 8319	0,0018 5697	0,0017 3852	0,0016 4141	0,0001 3578
КГФ СДФ	см ³ / м ³	104,44 9282	105,56 8678	106,55 8907	107,43 1056	108,17 2611	108,82 1177	109,35 2983	109,61 2953
Добыча СДФ	тон н	19518, 0586	18261, 9706	17166, 9317	16182, 5361	15062, 4839	14028, 8204	13189, 3196	1088,8 1296
Добыча СДФ	млн .м ³	22,763 2889	21,272 645	19,975 7865	18,812 7179	17,496 7303	16,284 7365	15,301 5684	1,2628 351
ММ СДФ		20,545 9484	20,570 5931	20,592 354	20,611 4808	20,627 7217	20,641 9025	20,653 5112	20,659 1848
Плотность СДФ в стандартных условиях	кг/ м ³	0,8574 3579	0,8584 7202	0,8593 8702	0,8601 9129	0,8608 7421	0,8614 7052	0,8619 5868	0,8621 9726
Потенциал С5+в в СДФ	г/м ³	68,518 3007	69,235 412	69,872 3482	70,435 0553	70,914 9498	71,335 6352	71,681 1575	71,850 3395
Z СДФ		0,9961 3882	0,9961 2983	0,9961 2188	0,9961 1489	0,9961 0895	0,9961 0376	0,9960 9951	0,9960 9743
Доля "сухого" газа N2-C4	мас с %	92,008 9292	91,935 0415	91,869 5132	91,811 6986	91,762 4493	91,719 3179	91,683 9218	91,666 6008
Доля "сухого" газа N2-C4	мол %	98,124 2915	98,104 1225	98,086 2304	98,070 4404	98,056 9868	98,045 2026	98,035 5304	98,030 7966
Добыча С5+	тон н	1559,7 0188	1472,8 2034	1395,7 5511	1325,0 7483	1240,7 7975	1161,6 8202	1096,8 3413	90,735 1304
Добыча "сухого" газа N2-C4	м ³	223363 16	208693 41,8	195934 96	184497 15,3	171567 66,5	159664 02,9	150009 73,7	123796 7,3

Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Лист

24

5.2 Описание источников поступления сырья. Состав и характеристика рабочих сред, обращающихся в системах

Кусты скважин №У05 и №У09 Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения предназначаются для добычи газа валанжинских (пласт БУ₁₇¹⁻¹) залежей. Компонентно-фракционный состав пластового газа предоставлен Заказчиком.

В оборудовании и трубопроводах предусматривается обращение следующих веществ:

- "сырой" природный газ;
- конденсат углеводородный нестабильный;
- водометанольный раствор;
- метанол технический;
- раствор задавочный.

Компонентно-фракционный состав пластовой смеси пластов БУ₁₇¹⁻¹ с учетом водонасыщения, приведен в таблицах 5.2.1, 5.2.2.

Свойства пластового газа и конденсата Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения приведены в таблице 5.2.3.

В транспортируемом пластовом продукте отсутствует содержание сероводорода согласно письма № СУ-0195/01-11 от 15.01.24 АО "АРКТИКГАЗ", см. Том 1.

Таблица 5.2.1 - Компонентно-фракционный состав газа пласта БУ₁₇¹⁻¹ куста №5

Компоненты	ММ	Плотность, кг/м ³	Ткр, °С	Ркр, МПа	W	Ткип, °С	Vкр, см ³ /mol
N2	28,01352		-146,95	3,394387	0,04	-195,75	89,8
CO2	44,0098		31,05001	7,37646	0,225	-78,5	94
C1	16,04288		-82,55	4,600155	0,008	-161,55	99,00003
C2	30,06982		32,24999	4,883865	0,098	-88,55	148
C3	44,09676		96,64998	4,245518	0,152	-42,05	203
iC4	58,1237		134,95	3,647701	0,176	-11,75	263
nC4	58,1237		152,05	3,799688	0,193	-0,44999	255
iC5	72,15064		187,25	3,384255	0,227	27,85	306
nC5	72,15064		196,45	3,374122	0,251	36,05001	304
F45-60	85,38795	625,07774	253,7842	3,198689	0,224125	54,20229	370
F60-70	91,2213	665,93662	274,6004	3,148577	0,223103	64,99093	550,8624
F70-80	94,9359	695,93775	291,3921	3,119353	0,22114	74,99762	526,0632
F80-90	98,24874	720,06106	306,7977	3,074767	0,226021	85,00683	508,1671
F90-100	102,5602	735,08913	320,4803	2,997252	0,237026	94,99723	506,7952
F100-110	106,7883	746,40443	333,9841	2,928774	0,249151	104,996	510,271
F110-120	111,6874	754,20331	346,7964	2,853186	0,263672	115,0087	521,3999
F120-130	116,8665	759,86186	338,9506	2,764988	0,281516	124,9925	536,6542

№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
					658/2023-00-000-ТХ .ПЗ						25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

Таблица 5.2.2 - Компонентно-фракционный состав газа пласта БУ₁₇¹⁻¹ куста №9

Компоненты	ММ	Плотность, кг/м ³	Т _{кр} , °С	Р _{кр} , МПа	W	Т _{кип} , °С	W _{кр} , см ³ /mol
N2	28,01352		-146,95	3,394387	0,04	-195,75	89,8
CO2	44,0098		31,05001	7,37646	0,225	-78,5	94
C1	16,04288		-82,55	4,600155	0,008	-161,55	99,00002
C2	30,06982		32,24999	4,883865	0,098	-88,55	148
C3	44,09676		96,64999	4,245518	0,152	-42,05	203
iC4	58,1237		134,95	3,647701	0,176	-11,75	263
nC4	58,1237		152,05	3,799688	0,193	-0,44999	255
iC5	72,15064		187,25	3,384255	0,227	27,85	306
nC5	72,15064		196,45	3,374122	0,251	36,05001	304
F45-60	86	658,5	232,6275	3,192761	0,26092	52,49999	370
F60-70	91,1	676,7	250,8975	3,118794	0,26378	64,99999	536,1955
F70-80	93,5	706,3	272,3175	3,199854	0,23507	74,99999	506,7166
F80-90	96,1	731,3	289,7475	3,238358	0,23012	84,99999	484,6949
F90-100	101,2	735,5	300,9825	3,114741	0,24706	94,99999	500,5734
F100-110	105,5	745,9	313,6875	3,048879	0,26004	105	505,456
F110-120	110,6	751,8	324,9225	2,951607	0,27808	115	519,7305
F120-130	116,8	749,7	332,7975	2,792526	0,30811	125	548,676
F130-140	120,7	765	347,0775	2,777328	0,31504	135	546,9724
F140-150	125,9	772,1	357,9975	2,699307	0,33385	145	561,1002
F150-160	132,3	772,1	366,0825	2,57265	0,36377	155	588,9256
F160-170	137,6	780	377,2125	2,512868	0,38302	165	603,1212
F170-180	143,3	785,4	387,0825	2,437888	0,40689	175	622,1899
F180-190	149,4	789,9	396,4275	2,357841	0,43274	185	644,263
F190-200	155,7	794	405,5625	2,277793	0,4598	195	667,8834
F200-210	162	798,7	399,1015	2,204839	0,48598	205	691,1243
F210-220	168,4	803,5	407,9895	2,135938	0,51194	215	714,9763
F220-230	174,9	808,5	417,0795	2,07109	0,53757	225	739,3588
F230-240	181,4	814,4	426,4725	2,014348	0,561	235	763,1937
F240-250	188	820,3	435,8655	1,959632	0,58421	245	787,8228
F250-260	194,8	825,7	445,0565	1,903903	0,6083	255	814,1463
F260-270	202	830	453,7425	1,843108	0,63448	265	843,5563
F270-280	209,9	832,6	461,6205	1,774207	0,66451	275	877,8366
F280-290	218,4	833,3	468,5895	1,696186	0,69927	285	916,5246
F290-300	227,6	832,6	474,8515	1,612086	0,73799	295	959,512
F300-310	237,1	832,1	481,1135	1,532039	0,77638	305	1003,69
F310-320	246,2	833,5	488,3855	1,466178	0,80971	315	1044,763
F320-330	254,8	837,6	496,9705	1,419568	0,83589	325	1082,008
F330-340	263,7	841,1	505,2525	1,370932	0,86328	335	1121,299
F340-350	272,8	844,5	513,5345	1,324322	0,89056	345	1161,85
F350-360	282,6	846,9	521,2105	1,272646	0,92037	355	1206,431
F360-370	293,1	847,9	528,3815	1,215904	0,95381	365	1255,11
F370-380	304,2	848,4	529,85	1,159162	0,98846	375	1306,887
F380-390	314,5	851,4	537,85	1,117618	1,01618	385	1354,112
F390-400	325,1	854,3	545,75	1,077088	1,04379	395	1403,053
F400-410	335,7	857,8	554,05	1,040611	1,06942	405	1452,117
F410-420	346,3	861,8	562,55	1,007174	1,09318	415	1501,408
F420-430	356,7	866,5	571,35	0,977789	1,11452	425	1550,012
F430-440	367,2	871,5	580,35	0,951445	1,1341	435	1599,494
F440-450	377,6	872	589,65	0,927127	1,15104	445	1648,921
F450-460	384	874	602,65	0,932193	1,14048	455	1679,274
F460-470	406,2	875,761	601,85	0,834921	1,22793	465	1786,418

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

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Лист

27

F470-480	419,5	877,7676	609,35	0,80047	1,25708	475	1850,567
F480-490	433,2	879,7324	616,75	0,768046	1,22787	485	1916,873
F490-500	447,3	881,657	624,15	0,736635	1,2558	495	1985,338
F500-510	461,8	883,5432	631,55	0,707251	1,28373	505	2055,966
F510-520	476,7	885,3924	638,95	0,677866	1,31187	515	2128,761
F520-530	492	887,206	646,35	0,650509	1,34001	525	2203,725
F530-540	507,7	888,9855	653,65	0,623151	1,368255	535	2280,861
F540-550	523,9	890,7319	660,95	0,596806	1,396605	545	2360,66
F550-560	540,5	892,4466	668,25	0,572488	1,425165	555	2442,638
F560-570	557,5	894,1307	675,45	0,54817	1,45383	565	2526,8
F570-580	575	895,7852	682,75	0,524865	1,482705	575	2613,637
F580-590	593	897,4112	689,95	0,503587	1,51179	585	2703,153
F590-600	611,4	899,0096	697,15	0,482309	1,54098	595	2794,864
F600-610	630,3	900,5815	704,25	0,462044	1,570485	605	2889,264
F610-620	649,7	902,1275	711,45	0,441778	1,600305	615	2986,356
F620-630	669,6	903,6486	718,65	0,42354	1,630335	625	3086,147
F630-640	690,1	905,1456	725,75	0,405301	1,66068	635	3189,133
F640-650	711	906,6191	732,85	0,388076	1,691445	645	3294,333
F650-660	732,5	908,07	739,95	0,370851	1,72263	655	3402,739
F660-670	754,5	909,4989	747,05	0,355652	1,754235	665	3513,861

Таблица 5.2.3 - Свойства пластового газа и конденсата Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения куста №5

Молярная масса, г/моль	20,6
Плотность при стандартных условиях (при T=20°C, P=101.325 кПа), кг/м ³	0,861
Мех. примеси, мг/м ³	до 10
Размер отдельных частиц, мкм	20...150 (макс. до 1000)
Массовая доля АСПО, %	Парафины – до 4,41 Асфальтены – до 0,125 Селикагелевые смолы – до 0,35

№ док.											
Вып.	0										
Взам. инв. №											
Подпись и дата											
Инв. № подл.											
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подпись		Дата	
658/2023-00-000-ТХ .ПЗ											Лист
											28

Массовая доля АСПО, %: Парафины – до 4,41; Асфальтены – до 0,125; Силикагелевые смолы – до 0,35.

Конденсатный фактор составляет $42 \div 540$ г/м³ газа, водный фактор находится в диапазоне $118 \div 2,3$ г/м³ газа. В газе, поступающем от скважин, среднее содержание мехпримесей составляет до 10 мг/м³, максимальное (эпизодическое) – до 100 мг/м³.

Плотность твердых взвесей – $2 \div 2,5$ г/см³.

Размеры частиц – до 150 мкм (из них частиц размером до 20 мкм – не более 12%, до 40 мкм – 15%).

Состав и свойства пластовой воды приведены в таблице 5.2.4.

Таблица 5.2.4 – Состав и свойства пластовой воды

Параметр		Среднее значение
Содержание солей в водном растворе, г/м ³	Ca ²⁺	5,8
	Mg ²⁺	2,6
	Ca ⁺	5,8
	Na ⁺	90,3
	HCO ₃ ⁻	1,25
	SO ₄ ²⁻	0
	Cl ⁻	98,75
pH		6,3 ÷ 8,0
Плотность пластовой воды, кг/м ³		1013
Общая минерализация, г/л		18,9

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											29
					658/2023-00-000-ТХ .ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

Основные свойства метанола, подаваемого на кусты скважин Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения, представлены в таблице 5.2.5.

Таблица 5.2.5 – Основные свойства метанола, подаваемого на кусты скважин

Наименование показателя	Значения
Массовая доля органической части,	92,0...95,0
Массовая доля воды, %, не более	8,0...5,0
Назначение	ингибитор гидратообразования
Внешний вид	Бесцветная или слегка желтоватая жидкость без механических примесей
Водородный показатель (рН), не менее	7,0
Плотность при t=20 °С, P=101,3 кПа, не более, кг/м ³	815
Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, %	0,005
Температура воспламенения, °С	13
Температура самовоспламенения, °С	440
Температура вспышки, °С	6
Температурные пределы распространения пламени, °С	
- нижний	5
- верхний	39
Концентрационные пределы распространения пламени, %	6,98-35,5
Токсичность	3-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
Категория и группа взрывоопасной смеси паров метанола с воздухом	ПА-Т2 ГОСТ 31610.20-1-2020

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
								30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Основные характеристики раствора задавочного приведены в таблице 5.2.6

Таблица 5.2.6 - Основные характеристики раствора задавочного

Наименование показателя	Значение
Внешний вид	жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,2 ÷ 2,1
Количество взвешенных частиц, мг/дм ³	100
Температура продукта, °С	плюс 34 минус 56
Токсичность	-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											31
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

6 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

Проектируемые объекты предназначены для обеспечения необходимых уровней добычи пластовой смеси Яро-Яхинского лицензионного участка и не предполагают получение товарной продукции. Добываемая пластовая смесь Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения направляется на площадку УКПГ для промышленной подготовки "сырого" газа и нестабильного конденсата до требований в соответствии с СТО Газпром 089-2010 "Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам", а также ТУ 0271-146-31323949-2010 "Конденсат газовый дезтанизованный".

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							32

7 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Все оборудование, примененное в проекте, имеет все необходимые документы, подтверждающие их соответствие согласно ст. 7 п. 1, 2, 3 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и ст. 20, 23 ФЗ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ, ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ст. 1, 4, Приложения 1 ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», гл. 1, 2, 4 п. 7. 9, 10, 11 ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 № 444 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» п. 1, 2, 3, 4, 7, 8.

7.1 Описание схемы технологической обвязки кустов скважин

Согласно заданию на выполнение проектно-изыскательских работ, для обеспечения добычи планового количества газа предусматривается расширение куста скважин №У05 на 1 газовую скважину, расширение куста скважин №У09 на одну газовую скважину.

Проектные технические решения в части обвязки кустов скважин предусматривают эксплуатацию кустов в автоматическом режиме, а также возможность периодической продувки скважин со сжиганием газа, выполнение газодинамических исследований со сжиганием газа и газоконденсатных исследований с возможностью возврата газа в кустовой коллектор, выполнение плановых и аварийных остановов скважин.

Схемы принципиальные технологические обвязки кустов скважин эксплуатационных приведены в графической части тома 6 «Технологические решения» 658/2023-00-000-ТХ. Перечень и характеристики проектируемых скважин приведены в таблице 2.1.

Обвязка кустов скважин состоит из арматурного блока (по количеству скважин в кусте), задавочных линий, кустового газового коллектора, факельного коллектора, узла подключения передвижной установки сепарационной для проведения исследований скважин, блока розжига дежурной горелки горизонтальной факельной установки (в комплекте ГФУ), блоков предохранительных клапанов.

На проектируемых кустах предусматривается применение следующий тип фонтанной арматуры (относится к проектам строительства скважин):

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							33

- АФ6-80/80x35 ХЛ для скважин пластов БУ₁₇¹⁻¹.

Решения по строительству скважин не входят в настоящий проект обустройства и разрабатываются в рамках проектов строительства эксплуатационных скважин на группу пластов БУ Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Границей проектирования выкидных трубопроводов скважин являются фланцевые пары, установленные в обвязке фонтанной арматуры.

Газоконденсатная смесь от скважин № У0507 и У0901 с максимальным устьевым давлением по трубопроводу ГС1 диаметром 114x12 поступает на арматурные блоки АБ-1С РN25,0 МПа для пластов БУ₁₇¹⁻¹.

Арматурный блок предусмотрен на рамном основании для установки на открытой площадке.

Категория взрывопожарной и пожарной опасности по Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» ст.2 п 12,13, СП 12.13130-2009 раздел 7 - АН;

Класс взрывоопасной зоны по ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» статья 2 п.12, 13, п. 2.4.3 ГОСТ 30852.9 – 2;

Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ раздел 7 п.7.3.38...7.3.53 – В-1Г.

Арматурные блоки обвязки скважин обеспечивают регулирование давления газа, замер объема добываемой продукции, отключение выкидных линий, продувки скважин и сборного коллектора через факельные задвижки, регулирующую подачу метанола в систему добычи газа, а также защиту от превышения давления и постоянный мониторинг параметров работы скважины (давление и температура).

В составе арматурных блоков обвязки скважин АБ-1С РN25,0 МПа предусматривается следующее оборудование и системы:

- клапан-регулятор давления DN100, РN 25 МПа (КлР5.72, КлР9.72) с ручным управлением, фланцевый, предназначенный для снижения давления до 16,0 МПа;
- клапан-регулятор давления DN 100, РN 25 МПа (КлР5.71, КлР9.71) с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, предназначенный для регулирования давления "после себя" и поддержания заданного дебита скважины;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							34

Запорная и регулирующая арматура приняты в климатическом исполнении «ХЛ1» согласно ГОСТ 15150-69* раздел 2 п.2.1.

На выкидных линиях скважин в составе арматурных блоков обвязки предусматривается установка механических клапанов-отсекателей DN100 PN25.0 МПа. Механические клапаны-отсекатели предназначены для перекрытия выкидного трубопровода при повышении/понижении давления в нем в случае отказа автоматики арматурного блока обвязки, что обеспечивает гарантированное отсечение скважины от кустового коллектора. Погрешность срабатывания механических клапанов составляет ±0,5 МПа. Герметичность затвора механического клапана-отсекателя соответствует классу "А" по ГОСТ 9544-2015. Клапан оснащен пружинным приводом с автоматическим срабатыванием, а также механическим указателем положения запорного органа.

Проектом предусмотрена подача метанола в затрубное пространство при выводе скважин на рабочий режим работы. Для предотвращения обратного потока газа в метанолопровод предусмотрены обратные клапаны.

По трубному и межтрубному пространствам фонтанная арматура соединена с двумя стационарными задавочными линиями DN100, на которых предусмотрены отключающие задвижки шиберные DN100, PN35 МПа с ручным управлением и затворы обратные поворотные DN100, PN35 МПа. Задавочные трубопроводы оборудованы быстроразъемными соединениями БРС Ду 100, Ру 35,0 МПа для подключения цементировочного агрегата.

На задавочных линиях DN100 предусмотрены сливные патрубки. Патрубки оборудованы быстроразъемными соединениями БРС Ду 50, Ру 35,0 МПа.

На выкидной линии от скважины предусмотрено фланцевое соединение для демонтажа фонтанной арматуры и возможности выполнения работ по ремонту скважины.

Пластовый газ от всех скважин, входящих в состав куста, собирается в кустовой коллектор с давлением P=14,5 МПа (Pрасч. =16,0 МПа), температурой t=+4,6 ÷ +47,5 °С и подается на площадку УКПГ.

На кустовом коллекторе каждого куста предусматривается установка отключающей приводной арматуры с дистанционным управлением, на кусте скважин №Y05 – существующая арматура, на коллекторе газа на УКПГ куста №Y09 - кран шаровой с DN200,

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

PN16 МПа (Кр9.01) фланцевый с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, со встроенным блоком управления, на коллекторе метанола - существующая арматура.

Перед запорной арматурой на выходе с куста скважины №У09 на газовом коллекторе предусматривается установка блока предохранительных клапанов БПК 80/100-16,0/4,0 МПа с устройствами переключающими, предназначенный для механической защиты трубопроводов газосборной сети от превышения давления выше расчетного. Давление начала открытия предохранительного клапана Рн.о. = 15,84 МПа.

Отвод и сжигание газа при аварийном срабатывании предохранительного клапана, продувка скважин, а также проведении исследований осуществляется на горизонтальную факельную установку АГГ1-АМ с дистанционным розжигом, контролем пламени и сжиганием в факельном амбаре.

По своему назначению факельная система куста скважин относится к общим факельным системам, высокого давления, по конструктивным особенностям относится к группе горизонтальные.

Устройство представляет собой комплектное заводское изделие, в состав входит:

- блок горелочный спаренный с возможностью сжигания газа от двух независимых источников (при продувках скважин и сброса с блока предохранительных клапанов), а также сброс газа через диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ);

- топливный блок ГФУ;

- пульт управления;

- ДИКТ с комплектом диафрагм.

Газоснабжение запальной и дежурной горелок предусмотрено от двух сменных баллонов с метаном, объемом 40 л.

Режим работы горелки - периодический (продувка скважин/ сброс с предохранительных клапанов).

Производительность ГФУ: 121,1...741,6 тыс.ст.м3/сут.

Для предотвращения попадания воздуха в факельную систему предусматривается подача продувочного газа с интенсивностью, обеспечивающей скорость потока в расчете на сечение факельного ствола под оголовком не менее 0,9 м/с, согласно Руководству по

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							37

безопасности факельных систем. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 декабря 2021 г. N 450 Глава 9 п. 159.

В конструкции факельной установки предусмотрено автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурные горелки, и количество продувочного газа, подаваемого в начало факельного коллектора.

Перед факельной установкой на коллекторах ГФ1 и ГФ2 предусмотрены клапаны регулирующие «после себя» DN100, PN25 МПа (КлР9.2) и DN100, PN16 МПа (КлР9.3) соответственно. Давление после клапана 1,82 МПа.

Для снижения теплового воздействия на площадку устройства и окружающую местность, снижения уровня шума предусматривается устройство факельного амбара. Горизонтальное факельное устройство размещается на расстоянии не менее 100 м от ближайшей скважины. Вместимость факельного амбара позволяет принять не менее 1,5 объемов скважины согласно п. 4.6 СТО Газпром 1.8-001-2004.

Для проведения газоконденсатных исследований скважин без выпуска газа в атмосферу предусматривается использование передвижной сепарационной установки для исследования скважин (ПСУ). Подключение ПСУ осуществляется при помощи трубного узла подключения передвижной сепарационной установки. Для установки ПСУ и блока передвижной емкости сбора жидкости предусмотрена площадка с твердым покрытием. Газ после ПСУ направляется в газосборный коллектор или на сжигание в устройстве горелочном горизонтальном.

Подача метанола на кусты скважин предусматривается с площадки УКПГ по метанолопроводам DN50 с давлением 23,0 МПа (Ррасч.=25,0 МПа) и температурой t= -56 ÷ +34 °С. Для отключения на кустовом трубопроводе метанола предусматривается отключающая арматура с электроприводом.

С целью обеспечения возможности поэтапного ввода скважин без остановки процесса добычи на кустовом коллекторе и ингибиторопроводе предусматривается установка отключающей арматуры с поворотной заглушкой.

На кустах скважин для возможности перспективного расширения без остановки процесса добычи после крайней скважины предусматривается установка: запорной арматуры с поворотной заглушкой на трубопроводах постоянного действия (газовый коллектор,

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

метаноопровод); фланцевой пары с поворотной заглушкой на трубопроводах периодического действия (факельный коллектор, коллектор сброса с ПК).

Оперативный дистанционный контроль работы эксплуатационных скважин предусматривается с помощью системы телемеханики, с возможностью передачи по радиоканалам на пульт оператора основных параметров работы скважин (давление, температура) и сигналов об их отклонениях. Также на кустах скважинах предусмотрена система контроля загазованности.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							39

7.2 Конструктивные решения обвязки кустов скважин

Все технические решения по технологическим трубопроводам приняты в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013. Выбор труб для проектируемых трубопроводов выполнен на основании расчетов на прочность при максимально возможном давлении перекачиваемого продукта в трубопроводах, в соответствии с климатическими характеристиками района строительства, а именно: средней температуры наиболее холодной пятидневки, равной минус 48, с обеспеченностью 0,92.

Технологическое оборудование обустройства кустов скважин устанавливается на открытой площадке.

Все технологические трубопроводы обвязки устьев скважин и кустовых площадок в пределах площадки куста прокладываются надземно на совместных металлических опорах (эстакадах) в соответствии с ГОСТ 32569-2013 п.10.1.5, ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. 21.12.2021 № 444 п. 29), в теплоизоляции. Метанолопровод без теплоизоляции.

Расстояния между осями смежных трубопроводов приняты с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции не менее 0,5 согласно ГОСТ 32569-2013 Приложении Е.

Технологические трубопроводы прокладываются с учетом их теплового удлинения, которое компенсируется принятой конфигурацией трубопровода, а также с соблюдением уклонов не менее 0,003, обеспечивающими опорожнение трубопроводов при их остановке в соответствии с п.10.1.3, п.10.1.4 ГОСТ 32569-2013, ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. 21.12.2021 № 444 п. 28).

Для изолированных трубопроводов предусмотрено применение корпусных хомутовых (КХ) опор, для неизолированных трубопроводов – хомутовые бескорпусные (ХБ), в качестве неподвижных опор предусмотрено применение корпусных приварных (КП) опор. Указанные опоры при монтаже привариваются к трубе и строительной опоре сплошным швом после укладки плети трубопровода на опоры. Все перечисленные типы опор выбраны по типу ОСТ 36-146-88.

На расстоянии не менее 25 м согласно №123-ФЗ ст.98,п.7 от устья скважины предусмотрены площадки с твердым покрытием для установки цементировочного агрегата и передвижного блока емкостей с незамерзающей задавочной жидкостью.

Выкидные линии от скважин до запорной арматуры, а также задавочные линии предусматриваются на расчётное давление, равное статическому давлению на устье скважины. расчетное давление принято 25 МПа.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							40

Подключение задавочных линий скважин предусматривается через быстроразъемные соединения. На каждой задавочной линии устанавливается задвижки шиберные DN100, PN32 МПа с ручным управлением, затворы обратные поворотные DN100, PN32 МПа. Обвязка задавочной линии для глушения скважин предусматривает закачку задавочной жидкости, как в насосно - компрессорные трубы (НКТ), так и в межтрубное пространство.

Устья скважин оборудуются фонтанной арматурой с ручными задвижками. Фонтанная арматура поставляется и устанавливается по проекту бурения скважин. По фронту фонтанной арматуры располагается передвижная площадка обслуживания (площадка приустьевая).

В соответствии с требованиями п. 4.10 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 на территории площадки скважины предусматриваются площадки для размещения подъемного агрегата, приемных мостков. Размещение агрегата для ремонта скважин предусмотрено на площадке с твердым покрытием у устья скважин. Работы подъемного агрегата предполагается проводить с применением инвентарных якорей. Места крепления 4-х оттяжек образуют квадрат 40х40 м, в центре этого квадрата – устье скважины.

Фонтанная арматура оснащена двумя задавочными линиями с быстроразъемными соединениями для подключения цементировочного агрегата.

Оборудование телемеханики, предохранительная, регулирующая и запорная арматура обвязки скважины предусматриваются блочной поставки на раме без укрытия, на высоте 0,7 м от уровня земли, что исключает заносы снегом. Для обслуживания трубопроводной арматуры блока предусмотрены стационарные и передвижные металлические площадки, с проречно-вытяжным настилом для исключения скопления снега.

Для предохранения от превышения расчётного давления на коллекторах кустов скважин предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сброс от предохранительных клапанов осуществляется на ГФУ. Расчетное давление газопроводов пластового газа от блока СППК принимается по давлению начала открытия предохранительного клапана 16 МПа.

На газопроводе от скважины предусмотрено фланцевое соединение для демонтажа фонтанной арматуры и возможности выполнения работ по ремонту скважины.

Запорная арматура, отключающая скважину от газосборного коллектора (ГСК), размещается в арматурном блоке.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для проведения газоконденсатных исследований скважин без выпуска газа в атмосферу предусматривается использование передвижной сепарационной установки (ПСУ). Подключение ПСУ осуществляется при помощи трубного узла подключения передвижной сепарационной установки. Для установки ПСУ и блока передвижной емкости сбора жидкости предусмотрена площадка с твердым покрытием. Газ после ПСУ направляется в газосборный коллектор или на сжигание в устройстве горелочном горизонтальном.

На расстоянии не менее 100 м от устья ближайшей скважины устанавливается горизонтальная факельная установка, размещенная в земляном амбаре размером 40х16 метров с высотой вала не менее 1,8 м, в соответствии с требованиями п.1.21 РД 00158758-224-2001.

Продувочная линия для вывода скважин на режим прокладывается надземно, с уклоном не менее 0,003 в сторону амбара согласно ГОСТ32569 п. 10.1.4.

Горизонтальная факельная установка оснащена устройствами, обеспечивающими дистанционный розжиг дежурной горелки, автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурную горелку.

Категории надёжности электроснабжения факельной установки – 1, согласно Руководства по безопасности факельных систем №450. Требования к определению категории надёжности см. Том 5.1.

Газосборный коллектор куста (ГСК) прокладывается надземно, с уклоном по ходу газа для исключения накопления жидкости в тупиковых участках. ГСК на кустах скважин оборудуется П-образным компенсатором, а на рабочем манифольде устья скважины – Z образным компенсатором, для возможности самокомпенсации температурных деформаций. Все трубопроводы на площадке куста газовых скважин прокладываются надземно на несгораемых конструкциях. Прокладка трубопроводов выполнена на отдельно стоящих металлических опорах, одноярусных эстакадах высотой не менее 500 мм.

На кусте скважин № У09, в месте пересечения метанолопровода проезда, предусмотрена подземная прокладка трубопровода открытым способом, в защитном металлическом кожухе, в соответствии с п. 10.1.28 ГОСТ 32569-2013.

Концы защитного кожуха отстоят от бровки дороги на расстоянии на 2 м согласно ГОСТ 32569-2013 п. 10.1.28.

Защитный кожух выполняется из труб с наружной заводской полиэтиленовой изоляцией диаметром 273х10. Изоляция сварных соединений защитного кожуха выполняется термоусаживающимися манжетами. Трубная плеть, протаскиваемая через защитный кожух,

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

оснащается опорно-центрирующими устройствами. На торцах кожуха устанавливаются герметизирующие манжеты и защищающие их от механических воздействий футляры. Все детали опорных устройств и торцевых уплотнений заводского изготовления.

Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается, от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра – не менее 1,4 м. Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п 9.3.1, п 10.3.1.

На выходе ГСК с площадки куста скважин №У09 устанавливается арматура с электроприводом (надземно). Предусматривается площадка обслуживания крана.

Продувка трубопроводов обвязки скважин паром после освобождения от газа перед выполнением ремонтных работ (п. 915 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности") выполняется инвентарными средствами эксплуатирующей организации (передвижная ППУ) с использованием задавочного трубопровода, подключенного к выкидному трубопроводу, при закрытых коренных задвижках фонтанной арматуры. Отвод пара выполняется через факельный отвод в факельный коллектор и далее на горизонтальное горелочное устройство. Конкретные мероприятия разрабатываются в технологическом регламенте эксплуатации промысла (в разделе "Эксплуатация кустов газовых скважин").

В проекте предусмотрены демонтажные работы участка существующего метаноопровода на компенсаторе ввиду прокладки новых коллекторов от проектируемой скважины У0507 и включают в себя демонтаж:

- Трубы 57х7-09Г2С-К48 - ТУ 14-3Р-1128-2007, PN = 25,0 МПа, 13/0,112 м/г;
- Отводов ОКШ 90 57(7)-25-0,6-К48-09Г2С, 4/4,4 шт/кг;
- Опор подвижных хомутовых ОПХ2-100.57-ХЛ1, 6/10,2 шт/кг.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

7.3 Характеристика трубопроводов обвязки кустов скважин

Проектные решения по технологическим трубопроводам приняты согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" от 21.12.2021г. №444 раздел II п.6, 7, 8, 15, 16, 34 раздел V п. 105...112, 117...119.

Технологические трубопроводы на кустовых площадках скважин в соответствии с таблицей 5.1 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от класса опасности среды подразделяются на группы и в зависимости от расчётных параметров на категории. Назначение и классификация трубопроводов представлена в таблице 7.3.1.

Материал труб принимается в соответствии с требованиями, указанными в ГОСТ 32569-2013 п. 7.1.1, 7.1.2 для технологических трубопроводов. Проектом предусматривается применение труб стальных бесшовных и соединительных деталей российских трубопрокатных заводов по техническим условиям (ТУ).

Бесшовные трубы и детали трубопроводов должны изготавливаться из катаной или ковальной заготовки согласно п. 7.3.2 ГОСТ 32569-2013.

При выборе материала труб учитывались условий эксплуатации, за минимальную температуру стенки трубы принята абсолютная минимальная температура окружающего воздуха данного района до минус 60 °С.

Используемые трубы и детали должны быть испытаны на ударную вязкость. В соответствии с требованиями, указанными в п. 7.1.2 ГОСТ 32569-2013, величина ударной вязкости труб и деталей трубопроводов при минимальной температуре стенки должны быть не ниже $KCU = 30 \text{ Дж/см}^2$, $KCV = 20 \text{ Дж/см}^2$.

Параметр – ударная вязкость $KCV(-60^\circ\text{C})$ $KCU(-60^\circ\text{C})$ – должен быть указан в сертификате качества отдельно на основное тело трубы. Величина относительного удлинения должна быть не менее 16 % согласно п. 7.1.2 ГОСТ 32569-2013.

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

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инов. № подл.	

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Таблица 7.3.1- Назначение и классификация трубопроводов

DN, мм	Среда	Расчетное давление, МПа	Dxs, мм	Температура продукта, С°	Категория трубопроводов	Нормативный документ	Материал	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести, σт, МПа	Документ на поставку
50	Метанол (коллектор), М1	25,0	57x7	-56...+34	I, А(б)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
50	Метанол (подача перед клапаном), М1	25,0	57x7	-56...+34	I, А(б)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
50	Метанол (подача в трубное пространство), М1	25,0	57x7	-56...+34	I, А(б)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
100	Задавочная жидкость, ЗЖ	35,0	114x18	-56...+34	I, В	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
100	Газ (от скважины до арматурного блока), ГС1	25,0	114x12	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
150	Газ на ГФУ Сброс с ПК, ГПК1	4,0	159x6	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
100	Газ на ГФУ (от продувок), ГФ1	25,0	114x12	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
100	Газ на ГФУ, ГФ2	16,0	114x9	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
100	Газ на ГФУ, ГФ3	6,3	108x6	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
80	Газ на исследование скважин	25,0	89x9	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
80	Газ на исследование скважин (возврат в коллектор)	16,0	89x9	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
100	Газ на ДИКТ, ГФ1	25,0	114x12	-56...+34	I, Б(а)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
200	Газ (коллектор), ГС2	16,0	219x14	-56...+34	I, Б(б)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	по типу ТУ 14-3Р-1128-2007
25	Газ топливный, ГТ	1,6	32x4	-56...+34	I, А(б)	ГОСТ 32569-2013	09Г2С	470	265	ГОСТ 8734/ГОСТ 8733

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							45

От фонтанной арматуры до подключения к газопроводу приняты трубы из марки стали 09Г2С (классом прочности К48) по типу ТУ 14-3Р-1128-2007 или другие соответствующие условиям эксплуатации. Для труб малых диаметров (менее 50 мм) приняты трубы стальные бесшовные холоднодеформированные по ГОСТ 8734/ГОСТ 8733 или ГОСТ 32678-2014 из стали марки 09Г2С (классом прочности К48). Для трубопровода метанола принята труба из стали 09Г2С (классом прочности К48) по типу ТУ 14-3Р-1128-2007 или другие соответствующие условиям эксплуатации. Материал деталей трубопроводов по условиям прочности должен соответствует материалу основной трубы. Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб п. 7.4.1, 7.4.2 ГОСТ 32569-2013.

Соединительные детали (отводы, переходы, тройники) в обвязке кустов скважин предусматриваются по типу ТУ 3647-001-37941826-2012, ТУ 1462-003-37941826-2012, ГОСТ 22820-83.

Поставка труб заводом-изготовителем производится с обязательным выполнением следующих требований ФНиП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" от 21.12.2021г. №444 раздел V.П п. 117:

- трубы отечественного производства должны поставляться с гарантией по химическому составу и механическим свойствам;
- исходной заготовкой для изготовления стальных электросварных труб из обечаек должна быть листовая или рулонная сталь в горячекатаном, нормализованном или термически упрочненном состоянии, а также в состоянии после контролируемой прокатки;
- бесшовные трубы должны изготавливаться из катаной или кованой заготовки;
- для труб с толщиной стенки от 6 мм и более должна контролироваться ударная вязкость при температуре, равной температуре стенки трубопровода при эксплуатации;
- наличие сертификата/декларации соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							46

под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013).

В соответствии со вступившими в силу с 01.01.2014 изменениями в ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ технические устройства, оборудование, трубы, материалы и изделия, применение которых предусматривается в данной проектной документации, должны соответствовать требованиям ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" ст. 7 п. 1, 2, 3, ФЗ от 27.12.2002 №184-ФЗ "О техническом регулировании" ст. 20, 23.

Расчет толщин стенок труб стальных трубопроводов выполнен в соответствии требованиями ГОСТ 32388-2013 (раздел 7).

За расчетное давление транспортируемой среды приняты следующие значения:

- для трубопроводов задавочных линий – 35,0 МПа;
- максимальное ожидаемое статическое давление – 24,3 МПа;
- метанолопровод – 25,0 МПа;
- для трубопроводов обвязки скважин – 16,0 МПа (давление настройки клапана предохранительного).

На основании результатов расчёта в качестве номинальной толщины стенки трубы взято ближайшее большее значение толщины стенки по техническим условиям на трубы (при условии, что испытательное давление не превышает заводского испытательного давления для принятой трубы) и составлен сортамент труб, представленный в таблице 7.3.2.

Принимая во внимание принятую скорость коррозии - 0,1 мм/год и принятый срок службы безопасной эксплуатации не менее 20 лет, общая коррозия для трубопроводов газа составит не менее 2,0 мм. Для задавочных линий в виду их периодического действия и линии подачи газа топливного общая скорость коррозии принята не менее 1 мм или 0,05 мм/год с учетом срока службы не менее 20 лет. Для линий подачи метанола скорость коррозии принята 0,05 мм/год.

Скорость коррозии для расчета трубопроводов принята согласно письма АО "АРКТИКГАЗ" № СУ-0160/01-11 от 15.01.24, см Том 1.

В таблице 7.3.2 приведен результат расчета срока службы трубопроводов с учетом отбраковочной толщины и принятой скорости коррозии. Отбраковочная толщина стенки трубопровода и расчетный срок определяется согласно ГОСТ 32388-2013 (раздел 5.5).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 7.3.2 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб (ГОСТ 32388-2013)

Диаметр трубы, мм	Среда	Расче- тное давле- ние, МПа	Кэффи- циент прочнос- ти элемен- та со сварным швом при растяже- нии, φ _с	Времен- ное сопро- тивление, σ _в , МПа	Пре- дел теку- щей, σ _т , МПа	Допус- каемое напря- жение, σ _д , МПа	Прибавка (техно- логичес- кая) к толщине стенки, ε ₁ , мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, ε ₂ , мм	Давление испытания, МПа	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Отбрако- вочная (крити- ческая) толщина, мм
											Расчет- ная (с учетом прибавок), мм	Принятая (номи- нальная), мм	
57	Метанол (коллектор), М1	25,0	1,0	470	265	177	1,05	1	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	5,43	7	4,424
57	Метанол (подача перед клапаном), М1	25,0	1,0	470	265	177	1,05	1	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	5,43	7	4,424
57	Метанол (подача в трубное пространство), М1	25,0	1,0	470	265	177	1,05	1	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	5,43	7	4,424
114	Задачная жидкость, ЗЖ	35,0	1,0	470	265	177	2,25	1	50,05 (P _{расч} x1,43)	60,6	13,44	18	11,437
114	Газ (от скважины до арматурного блока), ГС1	25,0	1,0	470	265	177	1,8	2	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	10,55	12	8,548
159	Газ на ГФУ Сброс с ПК, ГПК1	4,0	1,0	470	265	212,5	0,9	2	5,72 (P _{расч} x1,43)	19,2	5,4	6	3,4
114	Газ на ГФУ (от продувок), ГФ1	25,0	1,0	470	265	177	1,8	2	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	10,55	12	8,548
114	Газ на ГФУ, ГФ2	16,0	1,0	470	265	177	1,35	2	22,88 (P _{расч} x1,43)	44,7	7,78	9	5,782
108	Газ на ГФУ, ГФ3	6,3	1,0	470	265	177	0,9	2	9,01 (P _{расч} x1,43)	17,6	4,9	6	2,0
89	Газ на исследовани е скважин	25,0	1,0	470	265	177	1,35	2	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	8,62	9	6,62
89	Газ на исследовани е скважин (возврат в коллектор)	16,0	1,0	470	265	177	1,35	2	22,88 (P _{расч} x1,43)	44,7	7,17	9	4,81
114	Газ на ДИКТ, ГФ1	25,0	1,0	470	265	177	1,8	2	35,75 (P _{расч} x1,43)	49,9	10,55	12	8,548
219	Газ (коллектор), ГС2	16,0	1,0	470	265	177	2,1	2	22,88 (P _{расч} x1,43)	44,7	12,615	14	10,615
25	Газ топливный, ГТ	1,6	1,0	470	265	177	0,6	1	2,288 (P _{расч} x1,43)	4,47	3,6	4	2,0

* - Значение отбраковочной толщины приняты согласно ГОСТ 32569-2013 таблица 14.1 или ГОСТ 32388-2013 таблица 5.6.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Лист

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

48

Формат А4

Установленный срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов принят не менее 20 лет, в соответствии с требованиями п. Д2 и Д3 ГОСТ 32388-2013. По истечению указанного срока службы трубопроводов и его элементов проводится продление срока в установленном порядке, по результатам обследования и экспертизы. Выполненный расчет толщин стенок трубопроводов учитывает установленный срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов не менее 20 лет и с учетом падения давления.

По завершению всех сварочных и монтажных работ, контроль качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, трубопроводы подвергаются наружному осмотру, испытанию. Проведение испытаний трубопроводов на прочность и плотность предусматривается гидравлическим способом согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.2, 13.5.

Испытания на прочность и плотность проводятся одновременно, гидравлическим способом. После окончания гидравлического испытания трубопроводы полностью опорожняют и продувают до полного удаления воды. Трубопроводы испытывают дополнительно на герметичность пневматическим способом. Величина давления испытаний указана в таблице 7.3.3.

Таблица 7.3.3 – Величины давлений испытаний

Наименование трубопровода	Р _{рас} , МПа	Давление испытания (Р _{исп.}), МПа		
		Прочность (гидравл.)	Плотность (гидравл.)	Герметичность (пневмат.)
ГС1 (от скважин до АБ)	25,00	35,75	25,00	25,00
ГС2 (от АБ до врезки в коллектор, коллектор)	16,00	22,88	16,00	16,00
ГФ1 (от АБ до врезки в коллектор, коллектор, на ДИКТ)	25,00	35,75	25,00	25,00
ГФ2 (газ на ГФУ)	16,00	22,88	16,00	16,00
ГФ3 (газ на ГФУ)	6,30	9,01	6,3	6,3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							49
№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.			
	0						

ГПК1 (сброс с ПК)		4,00	5,72	4,0	4,0
М1 (трубопроводы метанола)	DN25	25,00	35,75	25,00	25,00
	DN50	25,00	35,75	25,00	25,00
ЗЖ1, ЗЖ2 (линии задавочных трубопроводов)		35,00	50,05	35,00	35,00
Газ на исследование скважин		25,00	35,75	25,00	25,00
Газ на исследование скважин (возврат в коллектор)		16,00	22,88	16,00	16,00
Газ топливный		1,60	2,288	1,6	1,6

Монтаж, сварка, порядок контроля качества сварных соединений, приемка в работу и испытания трубопроводов производятся в соответствии с ГОСТ 32569-2013 гл. 11, Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" от 21.12.2021г. №444, раздел V п 105...111, 115, 116 и раздел VI п. 46д ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Контроль качества сварных соединений трубопроводов куста скважин включает внешний осмотр и измерения, радиографический контроль.

Каждый сварной шов факельного коллектора и факельного ствола проверяют неразрушающим методом, обеспечивающим эффективный контроль качества сварного шва, согласно п.53 «Руководства по безопасности факельных систем. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору» от 22 декабря 2021 г. N 450.

Проектом предусматривается ВИК – 100%, УЗК – 100% или РК – 100%, а также 100% ПВК или МПК согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5.

Проведение испытаний трубопроводов на прочность и плотность предусматривается гидравлическим способом согласно п. 13.2 ГОСТ 32569-2013 и ФНиП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" от 21.12.2021г. №444, раздел V п 124, 125, 141, 144, 145, 148.

Трубопроводы категории А(б), Б(а), помимо обычных испытаний на прочность и плотность, подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания согласно раздела 13.5 ГОСТ 32569-2013 и ФНиП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" от 21.12.2021г. №444, раздел V п. 164.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Величина испытательного давления трубопроводов выбрана по большему значению величин пробного давления, рассчитанных согласно п. 13.2 ГОСТ 32569-2013, и составляет $1,43 \times P_{\text{расч}}$.

Для вытеснения воздуха из системы при заполнении водой в верхних точках трубопроводов предусмотрены штуцеры с запорной арматурой соответствующих диаметров. В нижних точках трубопроводов устанавливаются штуцеры с запорной арматурой соответствующих диаметров, через которые производится удаление воды. Вся арматура оснащена заглушками, для защиты от возможных утечек.

После проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводов выполняется удаление воды из их полости сжатым воздухом и производится осушка внутренних стенок трубопроводов.

Для контроля толщины стенок трубопроводов и соединительных деталей проектом предусмотрено изготовление в изоляции трубопроводов, в удобных для обслуживания местах, съемных лючков размером 150×150 мм на всю толщину изоляции в следующих местах: на всех отводах, тройниках расходящихся потоков газа и на тройниках, выполняющих функцию отвода, напротив ответвления.

Таблица 7.3.4– Исходные данные и результаты расчета срока службы трубопроводов

Диаметр трубы, мм	Среда	Материал	Отбраковочная (критическая) толщина, мм	Толщина стенки трубы, мм	Расчетный срок службы с учетом отбраковочной толщины и скорости коррозии 0,1мм/год, год	Принятый срок службы, год
57	Метанол (коллектор), М1	09Г2С (К48)	4,424	7	$(7-4,424) / 0,05=51$	20
57	Метанол (подача перед клапаном), М1	09Г2С (К48))	4,424	7	$(7-4,424) / 0,05=51$	20
57	Метанол (подача в трубное пространство), М1	09Г2С (К48)	4,424	7	$(7-4,424) / 0,05=51$	20
114	Задавочная жидкость, ЗЖ	09Г2С (К48)	11,437	18	$(18-11,437) / 0,05=131$	20
114	Газ (от скважины до арматурного блока), ГС1	09Г2С (К48)	8,548	12	$(12-8,548) / 0,1=34$	20
159	Газ на ГФУ Сброс с ПК, ГПК1	09Г2С	3,4	6	$(6-3,4) / 0,1=26$	20

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

		(K48)				
114	Газ на ГФУ (от продувок), ГФ1	09Г2С (K48)	8,548	12	$(12-8,548) / 0,1=34$	20
114	Газ на ГФУ, ГФ2	09Г2С (K48)	5,782	9	$(9-5,782) / 0,1=32$	20
108	Газ на ГФУ, ГФ3	09Г2С (K48)	2,0	6	$(6-2,0) / 0,1=40$	20
89	Газ на исследование скважин	09Г2С (K48)	6,62	9	$(9-6,62) / 0,1=23$	20
89	Газ на исследование скважин (возврат в коллектор)	09Г2С (K48)	4,81	9	$(9-4,81) / 0,1=41$	20
114	Газ на ДИКТ, ГФ1	09Г2С (K48)	8,548	12	$(12-8,548) / 0,1=34$	20
219	Газ (коллектор), ГС2	09Г2С (K48)	10,615	14	$(14-10,615) / 0,1=33$	20
25	Газ топливный, ГТ	09Г2С (K48)	2,0	4	$(4-2,0) / 0,1=20$	20

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов является их периодическая ревизия. Сроки проведения ревизии газопроводов устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов, опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра предыдущей ревизии. Сроки проведения должны обеспечивать безопасную и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем указано в приложении "К" к ГОСТ 32569-2013, в соответствии с транспортируемой средой и категорией трубопроводов.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							52

7.4 Арматура обвязки кустов скважин

В обвязке кустов скважин предусмотрена стальная фланцевая трубопроводная арматура с ручным и дистанционным управлением. Дистанционно управляемая арматура предусматривается с электроприводом. Арматура обвязки скважин должна соответствовать требованиям ФНиП от 21 декабря 2021 г. N 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» глава III п.83, 84, 85, 86, 87.

Материальное исполнение арматуры выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды п.86 ФНиП от 21 декабря 2021 г. N 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Арматура, устанавливаемая на трубопроводах открытых площадок, независимо от температуры транспортируемой среды, принята в северном (хладостойком) исполнении – ХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69*. Запорная арматура, расположенная на трубопроводах взрывопожароопасных веществ (А (б), Б (а), Б (б)), должна иметь герметичность затвора класса А по ГОСТ 9544-2015 согласно п. 8.5 ГОСТ 32569-2013.

Использовать запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается п. 8.24 ГОСТ 32569-2013.

Запорно-регулирующая арматура должна иметь герметичность затвора IV по ГОСТ 9544-2015 п. 8.24 ГОСТ 32569-2013.

Выбор арматуры выполняется с учетом рабочего давления, максимальных и минимальных температур в процессе эксплуатации, на основании номенклатурных каталогов трубопроводной арматуры российских производителей, соответствующей требованиям ГОСТ 12.2.063-2015 и СТО Газпром 2-4.1-212-2008.

Применяется арматура с ручным управлением и арматура с электроприводами во взрывозащищенном исполнении. Арматура с электроприводом имеет и ручное управление.

Электроприводы к арматуре во взрывозащищенном исполнении должно быть изготовлены соответствующим классу взрывоопасной зоны места применения (В-1г) по ГОСТ 30852.9-2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» и иметь сертификат соответствия ТР ТС 004/11, ТР ТС 012/11.

Взрывозащита электроприводов не менее 2ExdeIIAT3.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							53
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Степень защиты - IP68.

Клапаны должны соответствовать требованиям общих технических условий ГОСТ 5761-2005 и ГОСТ 12893-2005, раздел 5, п. 5.1.

Клапаны запорные должны обеспечивать герметичность затвора по классу "А" ГОСТ 9544-2015, раздел 9, п. 9.3.

Выбор типа и номинального диаметра регулирующего клапана проводится в соответствии с требованиями к его максимальной расчетной пропускной способности (Kv) (для импортной арматуры – Cv) и необходимостью обеспечения заданных условий регулирования. Максимальная расчетная пропускная способность обеспечивается при степени открытия клапана не более чем на 80 %.

Фланцевые соединения арматуры на давление до 25 МПа должны быть предусмотрены по ГОСТ 33259-2015 в комплекте с прокладками и крепежом и поворотными заглушками (при необходимости). Фланцы арматуры должны быть выполнены по типу 11. Для арматуры, монтируемой на фланцах с давлением до 6,3 МПа, применить тип фланцев исполнение Е (выступ) – F (впадина) или С, L (шип) – D, М (паз), с давлением более 6,3 МПа, применить тип фланцев исполнения J или K по ГОСТ 33259-2015.

Размещение трубопроводной арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта.

Все применяемые шаровые краны предусматриваются с уплотнением затвора металл - металл.

Вся фланцевая арматура должна поставляться в комплекте с ответными фланцами из низколегированной стали, крепежом и прокладками.

Расчетный срок эксплуатации арматуры указан в паспортах и определяется количеством срабатываний, но не менее 30 лет.

Обслуживание запорной арматуры при необходимости может быть предусмотрено с площадок обслуживания. Выполнение всех крановых узлов предусмотрено в надземном исполнении.

Поставляемая арматура должна иметь:

- сертификат соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							54

разрешение на применение;

- сертификат/декларацию соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 от 18.2011 № 823 "О безопасности машин и оборудования" статья 9, по схеме 5д;

- 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;

- 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;

- запорная арматура должна быть полнопроходной.

Перед монтажом арматуру необходимо подвергнуть входному контролю и испытаниям в объеме, предусмотренном руководством по эксплуатации согласно требованиям ФНиП от 21 декабря 2021 г. N 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» глава III п. 92.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

7.5 Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция

Для защиты от воздействия атмосферной коррозии наружная поверхность неизолированных стальных трубопроводов (ингибиторопроводов) и технологического оборудования окрашивается антикоррозионным покрытием. Защита трубопроводов от атмосферной коррозии осуществлена в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 раздел 9, п. 9.3 и ГОСТ 9.104-2018 раздел 4, п. 4.1. Учитывая необходимость обеспечения срока службы АКЗ более 15 лет, для защиты изолированные и неизолированные надземных трубопроводов, арматуры, а также сварных монтажных соединений должны применяться лакокрасочные покрытия из группы III, индекс стойкости "а" (эпоксидные, полиуретановые, кремнийорганические и др.). В качестве защитного покрытия для технологических трубопроводов принята система АКЗ, включающая в себя грунтовку и окраску трубопроводов. Нанесение ЛКП должно выполняться по грунтовкам с толщиной слоя не менее 60 мкм. Общая толщина антикоррозионного покрытия - не менее 160 мкм. Толщина покрытия должна соответствовать требованиям СП 28.13330.2017, приложение Ц.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия поверхность трубопроводов очищается от окислов металла. Для достижения требуемой степени очистки от прокатной окалины и ржавчины следует использовать абразиво-струйную очистку. Степень очистки поверхности металлических изделий принять в соответствии с ГОСТ 9.402-2004.

Для наружных поверхностей неизолированных трубопроводов и металлоконструкций применяется система наружного покрытия:

Антикоррозионную защиту надземных технологических трубопроводов и оборудования без теплоизоляции рекомендуется осуществлять полисилоксановым лакокрасочным материалом (по типу системы Армокот по ТУ 2312-009-23354769-2008) общей толщиной не менее 180 мкм. Толщина каждого слоя:

- грунтовка (по типу Армокот 01) – 1 слой толщиной 60 мкм;
- эмаль (по типу Армокот F 100) – 2 слоя толщиной по 60 мкм каждый.

При наличии теплоизоляционного слоя, антикоррозионную защиту трубопроводов и оборудования следует осуществлять полисилоксановым лакокрасочным материалом, общей толщиной не менее 160 мкм. Толщина каждого слоя:

- грунтовка (по типу Армокот 01) – 1 слой толщиной 60 мкм;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							56

- эмаль (по типу Армокот F 100) – 2 слоя толщиной по 50 мкм каждый.

На сварных швах толщина грунтовочного слоя должна быть увеличена на 30 мкм.

Возможно применение других лакокрасочных материалов, которые должны соответствовать СП 28.13330.2017.

Срок службы лакокрасочных покрытий должен составлять не менее 15 лет, что подтверждается заключением отраслевых институтов по результатам ускоренных лабораторных испытаний для соответствующих условий эксплуатации.

Антикоррозийное покрытие трубопроводов прокладываемых подземно предусмотрено усиленного типа в соответствии с ГОСТ 9.602-2016, нанесенного как в заводских условиях, так и по месту выполнения работ.

Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Качество подготовки поверхности труб перед нанесением антикоррозионного покрытия должно соответствовать СП 28.13330.2012 (Таблица X.6), ГОСТ 9.402-2004, а также технологическим инструкциям на применяемые лакокрасочные материалы.

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

На поверхность трубопроводов наносится опознавательная окраска – эмаль, устойчивая к изменению температуры от минус 60 до плюс 50 градусов. Цвет эмали – в соответствии с ГОСТ 14202.

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Указанные марки материалов носят рекомендательный характер и по желанию Заказчика могут быть заменены другими, обеспечивающими ведение технологического процесса, безопасности труда и отвечающие требованиям НТД по пожаробезопасности.

С учетом меняющейся конъюнктуры и предложений производителей, материалы и марки изоляции и покрытий подлежат уточнению на стадии выполнения рабочей документации.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Оборудование, трубопроводы и запорно-регулирующая арматура для сохранения температурного режима теплоизолируются. Теплоизоляции подлежат все трубопроводы, кроме метанолопровода и трубопровода на ДИКТ.

Тепловая изоляция трубопроводов и технологического оборудования предусмотрена в соответствии с СП 61.13330.2012 (СНиП 41-03-2003) раздел 4,5.

Все трубопроводы, требующих изоляции, в качестве теплоизоляционных материалов использованы маты из минеральной ваты прошивными теплоизоляционными по ГОСТ 21880-2011, толщиной 50 мм и 80 мм. От влияния атмосферных воздействий на теплоизоляцию выполняется защитный слой из стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 14918-80. Для трубопроводов DN 15...250 толщина листа 0,5 мм.

Для арматуры, установленной на трубопроводах с тепловой изоляцией, предусматриваются термочехлы или выполняется изоляция в соответствие с "Серия 7.903.9-8.15 Тепловая изоляция трубопроводов с положительными и отрицательными температурами".

Все теплоизоляционные материалы относятся к группе негорючих материалов

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

В соответствие с требованиями ГОСТ 14202-69, на поверхность трубопроводов или защитный слой (оцинкованный лист) наносится опознавательная окраска – эмаль ПФ 115 ГОСТ 6465 (2 слоя). Цвет эмали в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Подготовка поверхностей перед нанесением покрытия, подготовка лакокрасочных материалов, нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы разработчика.

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Оборудование, запорно-регулирующая арматура, изоляционные покрытия и соединительные детали трубопроводов принимаются сертифицированными в установленном порядке в соответствии с требованиями "Административного регламента Федеральной

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							58

службы по экологическому, технологическому и атомному надзору", зарегистрированному Министерством юстиции РФ под № 11363 от 19.03.2008.

Инв. № подл.	Подпись и дата					№ док.	Вып.	№ док.
	Взам. инв. №							
	0							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ		Лист
								59

Т а б л и ц а 9.1 – Сведения об опасных веществах, обращающихся на декларируемом объекте

Наименование опасного вещества	Класс опасности в воздухе рабочей зоны	Характер воздействия на человека и окружающую природную среду
Газ природный	4	<p>Природный газ относится к воспламеняющимся газам (приложение 1 к ФЗ-116 от 21.07.97 г.).</p> <p>Негативное воздействие транспортируемого природного газа на человека связано:</p> <ul style="list-style-type: none"> - с возможным воздействием ударной волны, генерируемой при разрушении трубопроводов и оборудования; - с возможностью поражения осколками и фрагментами конструкций, метаемыми газом при его расширении в случае аварии; - с возможным воздействием открытого пламени и термической радиации в случае возгорания; - с возможным удушьем при снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом. <p>В экологическом отношении указанные газы являются одними из самых чистых видов минерального топлива. При сгорании их образуется значительно меньшее количество вредных веществ по сравнению с другими видами топлива.</p>
Газовый конденсат	4	<p>Газовый конденсат относится к горючим жидкостям (приложение 1 к ФЗ-116 от 21.07.97 г.) с широким колебанием углеводородных составляющих. Главные опасности для человека связаны с возможными разливами и возгоранием с последующим воздействием тепловой радиации.</p> <p>Пары конденсата образуют взрывоопасные смеси и оказывают вредное воздействие на центральную нервную систему, вызывают раздражение кожного покрова, слизистых оболочек глаз и верхних дыхательных путей. Отравление возможно от длительного контакта с парами конденсата.</p> <p>Газовый конденсат, попадая в почву и грунты, вызывает необратимые изменения, связанные с их загрязнением. При сгорании в атмосферу выделяются в больших количествах углекислый газ, различные сернистые соединения, оксид азота и т.д.</p>
Метанол и водометанольные растворы	3	<p>Метанол является токсичной легко воспламеняющейся жидкостью (приложение 1 к ФЗ-116 от 21.07.97). Механизм его токсического воздействия на организм человека с летальным исходом или серьёзными санитарными потерями связан с приёмом этого вещества внутрь через желудочно-кишечный тракт, что на технологическом уровне практически исключается. 5-10 грамм приёма метанола внутрь вызывает тяжёлое отравление, сопровождающееся головной болью, головокружением, тошнотой, болью в желудке, общей слабостью, мельканием в глазах или потерей зрения в тяжёлых случаях. 30 грамм являются смертельной дозой.</p> <p>В экологическом отношении метанол является достаточно безопасным веществом.</p>

Согласно приложению 2 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97, № 116-ФЗ ст. 2 п. 3 класс опасности объекта – II.

В соответствии с требованиями части 3 ст. 14 п. 2 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ, для

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	3	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
								63
								63

объектов I - II классов опасности, в составе проектной документации разрабатывается декларация промышленной безопасности.

С учётом статьи 48.1, часть 1, пункт 11 Градостроительного Кодекса РФ проектируемые объекты относятся к особо опасным и технически сложным по следующим признакам:

- опасные производственные объекты I и II классов опасности, на которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества;
- опасные производственные объекты, на которых ведутся горные работы (за исключением добычи общераспространённых полезных ископаемых и разработки россыпных месторождений полезных ископаемых, осуществляемых открытым способом без применения взрывных работ), работы по обогащению полезных ископаемых.

В соответствии со статьёй 2 пункт 4 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ) присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

На основании изложенного, для опасного производственного объекта принят класс опасности II по признаку превышения пороговых значений, установленных Приложением 2 Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.1997 г.

Для обеспечения уровня приемлемого уровня рисков, объекты обустройства, предусмотренные настоящим проектом, запроектированы с учётом следующих нормативных правовых актов:

- Федеральный закон "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 № 384-ФЗ;
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от № 116-ФЗ;
- Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 № 184-ФЗ.
- Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

Постановления и распоряжения правительства Российской Федерации:

- "Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							64

таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 26.12.2014 № 1521;

- "О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации" от 28.03.2001 № 241;
- "О противопожарном режиме" от 25.04.2012 №390.
- "Об утверждении требований к документационному обеспечению систем управления промышленной безопасностью" от 26.06.2013 № 536.

Нормативные правовые акты и нормативные документы федеральных органов исполнительной власти:

- Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений". Приказ Росстандарта от 30.03.2015 №365;
- Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями). Приказ Росстандарта от 16.04.2014 №474;
- Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта (РД 03-357-00). Постановление Госгортехнадзора России от 26.04.2000 № 23;
- Общие требования по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов. Приказ Ростехнадзора от 31.03.2008 № 186;
- Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в неё сведений (РД-03-14-2005). Приказ Ростехнадзора от 29.11.2005 № 893;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта". Приказ Ростехнадзора от 15.07.2013 № 306;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							65

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". (с изменениями) Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением". Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116.

Возможными факторами, способствующими возникновению и развитию аварий на проектируемых объектах, являются:

- наличие опасных веществ (горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей);
- наличие оборудования под давлением создаёт опасность воздействия избыточного давления воздушной ударной волны при аварийном разрушении сосуда;
- перекачивание опасных веществ создаёт опасность выброса опасного вещества при аварийной разгерметизации системы;
- большие длины трубопроводов, по которым транспортируются опасные вещества под давлением;
- процессы рассматриваемых объектов характеризуются высокотемпературным режимом и высоким давлением;
- опасность аварийной разгерметизации при ошибках персонала, при внешних воздействиях природного и техногенного характера;
- отказы оборудования и систем безопасности.

Возможными факторами, способствующими снижению риска аварий на проектируемых объектах, являются:

- управление технологическими операциями осуществляется автоматически;
- для сооружений предусмотрен уровень автоматизации, при котором обеспечивается безаварийная работа в условиях нормальной эксплуатации;
- принятая в проекте степень автоматизации обеспечивается наличием необходимых средств контроля и управления;
- применение запорной, предохранительной и регулирующей арматуры;
- предусмотрена защита от статического электричества, молниезащита, заземление трубопроводов и корпусов технологического оборудования;
- герметичность применяемого оборудования и соединений;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- наличие системы обнаружения и сигнализации пожара;
- кусты скважин в аварийных случаях автоматически отключаются электроприводной арматурой с дистанционным управлением от газосборной сети;
- на открытых площадках предусмотрены сигнализаторы загазованности;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							66

- наличие систем видеонаблюдения;
- наличие систем оповещения и связи.

Кроме того, в соответствии с п.330 ФНИП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" в целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) пользователь недр или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке.

Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах приведен в таблице 9.2.

Характеристика помещений, зданий и наружных установок по пожаровзрывоопасности приведена в таблице 9.3.

Т а б л и ц а 9.2 – Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных объектах производственного назначения

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
Генеральный план и автодороги	Планировочные решения разработаны в оптимальном соответствии с технологической схемой производства	- Соблюдение требований нормативно-технической документации. -Уменьшение количества производственных эстакад. -Обеспечение нормального опорожнения, дренирования и заполнения оборудования и трубопроводов. -Исключение застойных зон в трубопроводах.
	Соблюдение противопожарных разрывов в соответствии с категориями производств по взрывопожарной опасности: СП 4.13130.2013 "Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным	-Защита технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от возникновения и распространения пожара.

№ док.	Вып.	№ док.
	0	
Взам. инв. №		
Подпись и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							67

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
	<p>решениям" СП 18.13330.2011 “СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий” СП 231.1311500.2015 “Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности” Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности” (в редакции Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 года №1)</p>	
	<p>Обеспечение двух въездов на площадку Ст.98 п.1 123-ФЗ - Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22 июля 2008 г.</p>	<p>-Обеспечение эвакуации персонала и возможности подъезда пожарной техники для защиты персонала, технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от распространения пожара. -Возможность быстрой локализации и ликвидации последствий аварий.</p>
	<p>Обеспечение естественного проветривания территории и исключение застойных зон и скопления в них вредных и опасных выделений, с учётом рельефа местности, направления и скорости ветра; П. 2.8 ВНТП03/170/567-87 "Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса"</p>	<p>-Обеспечение защиты персонала от накопления концентрации опасных веществ, превышающей ПДК -Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара</p>
	<p>Обеспечение отвода дождевых и талых вод решениями организации рельефа</p>	<p>-Исключение разрушения фундаментов, затопления территории, защита оборудования, зданий, строений и сооружений</p>

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					3	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
<p>Технологические решения</p> <p>Основными производственными факторами, определяющими вредность и опасность объектов, являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенные давления сред в аппаратах и трубопроводах установок; - взрыво- и пожароопасность обращающихся в технологических процессах сред; - использование в технологических процессах вредных веществ; - возможность загазованности воздуха рабочей зоны вредными веществами; - повышенный уровень шума; - вибрация; - статическое электричество. 	<p>При авариях и повреждениях технологического оборудования и трубопроводов возможны:</p> <ul style="list-style-type: none"> - возникновение пожара; - взрыв; - поражение электрическим током. <p>Источниками возникновения пожара и взрыва являются образующиеся взрывоопасные газовоздушные смеси.</p> <p>Для обеспечения безопасности и безаварийной работы технологических установок проектной документацией предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> - применение технологического оборудования, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, труб, соответствующих требованиям стандартов безопасности труда, техническим условиям заводов-изготовителей России и климатическим условиям района строительства; - оснащение технологического оборудования средствами дистанционного контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надёжность и безаварийность работы; <p>СП 231.13.11500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений"</p> <p>Вся запорная и предохранительная арматура принята по классу "А" герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015;</p>	<p>-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда;</p> <p>-Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования вследствие температурных деформаций или повышения давления;</p> <p>-Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара.</p> <p>-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности.</p> <p>-Предотвращение</p>

Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							69

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
		выбросов опасных веществ и накопления взрывоопасных концентраций веществ в воздухе рабочей зоны для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара. (п.66 ФНиП Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности)
	Применение устройства отсекающего в обвязке скважин для возможности аварийного отключения скважины СП 231.1311500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений"	-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности. -Обеспечение возможности отсечения поступления газа из скважины при аварийных или иных производственных ситуациях.
	Оборудование (электрооборудование) во взрывоопасных зонах помещений и наружных площадок запроектировано во взрывозащищенном исполнении Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (2-е издание, 2015 г.)	-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда. -Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара при накоплении взрывоопасных концентраций веществ и возникновении искрообразования в элементах оборудования.
Технологические	Вне зданий – теплоизоляция из	-Соблюдение требований

№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.
	0			

					3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
решения	негорючих материалов оборудования, арматуры и трубопроводов с температурой +60°С и выше в местах доступа персонала;	нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда (п. 6.7.1 СП 61.13330.2012) -Предотвращение производственных травм персонала
	Компоновка технологического оборудования и расстановка местных приборов выполнены с учётом безопасного обслуживания, удобства монтажа, ремонта и ревизии. Для этого предусмотрены специальные площадки с лестницами, переходные мостики, ограждения, необходимые грузоподъёмные механизмы	-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда -Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара при накоплении взрывоопасных концентраций веществ и возникновении искрообразования в элементах оборудования
	Использование стальных бесшовных труб группы В из стали 13ХФА, 09Г2С для газопроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием труб на заводе-изготовителе и 100% контролем качества неразрушающими методами;	-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда (п.7.3.2, 7.3.5 ГОСТ 32569-2013) -Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования вследствие температурных деформаций или повышения давления -Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ в

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	3

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
		воздухе рабочей зоны для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара
	В период эксплуатации трубопроводов осуществляется постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежемесячными записями в оперативном (вахтовом) журнале	-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда -Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования вследствие температурных деформаций или повышения давления -Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ в воздухе рабочей зоны для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара (п.14.2.1, 14.3.1 ГОСТ 32569-2013)
Технологические решения	Преимущественное использование сварных соединений на газопроводах и трубопроводах с пожароопасными и токсичными веществами	П. 721 ФНиП безопасности в нефтяной и газовой промышленности
	Контроль качества сварных соединений труб физическими неразрушающими методами (ультразвуком, с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием)	Раздел 12.3 ГОСТ 32569-2013
	Перечень мероприятий по обеспечению безопасной работы с ингибитором (метанол): Запрещается применение метанола	

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
						3		72
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
	<p>для разжигания нагревательных приборов, применение метанола в качестве растворителя.</p> <p>Работающие с метанолом должны знать и уметь оказывать первую (доврачебную) помощь согласно разработанной в данном обществе Инструкции по оказанию первой доврачебной помощи пострадавшим от воздействия метанола</p>	
	<p>Ремонт трубопроводов, дозировочных насосов, аппаратуры, используемых при работе с метанолом, может производиться после их полного опорожнения и промывки чистой водой.</p>	
<p>Технологические решения</p>	<p>Порядок применения метанола при его подаче в газопромысловые коммуникации, скважины, аппараты и трубопроводы технологических установок определяется регламентами на эксплуатацию УКПГ, использующих метанол в производственных целях, а также локальными инструкциями по эксплуатации конкретных метанольных установок.</p>	
	<p>При сдаче вахты операторы обязаны делать соответствующие записи в вахтовом журнале о техническом состоянии оборудования метанольных установок, записывать в журнал расход метанола за смену и остаток его в расходных емкостях на конец смены</p>	
<p>Архитектурно-строительные решения</p>	<p>Для перехода персонала через трубопроводы предусмотрены переходные мостики и лестницы с ограждениями в соответствии с п.31 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".</p>	<p>-Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда -Возможность проезда пожарной техники для быстрой локализации и</p>

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	3

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
Электроснабжение и электробезопасность	Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на рассматриваемых объектах	- заземление и зануление нетоковедущих частей электрооборудования и всех металлических частей, нормально не находящихся под напряжением; - заземление и зануление металлических строительных и производственных конструкций и коммуникаций (для выравнивания потенциалов); - соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей электрооборудования; - блокировки электроаппаратов и ограждений электрооборудования для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям; ПУЭ-6, ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
					з		75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
		промышленных коммуникаций РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений и других действующих нормативных документов РФ (допускается применение согласно письму Управления по надзору в электроэнергетике Ростехнадзора от 01.12.2004 г. № 10-03-04/182).
	Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на рассматриваемых объектах	- быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети; - установка УЗО с установкой дифференциального тока отключения 30 мА в цепях переносного электрооборудования и системах электрообогрева; - защита от прямых ударов молний и вторичных ее проявлений; - защита от статического

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							76

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
		электричества; - защитные средства и приспособления; - защитное отключение. ПУЭ-6, ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок
	В соответствии с требованиями РД 34.21.122-87, СО 153-34.21.122-2003 и предусматривается молниезащита	Молниезащита обеспечивает вторую категорию для зданий и наружных установок со взрывоопасными и пожароопасными средами
	Молниеприемники на прожекторных мачтах и отдельно стоящие используются для защиты наружных установок от прямых ударов молнии. Здания защищаются путем присоединения их металлических каркасов к системе наружного заземления. Для организации заземления молниезащитных устройств и защитного заземления электрооборудования используются фундаменты зданий и сооружений, соединенные металлоконструкциями эстакад в единое систему заземления площадок.	Защита зданий и сооружения от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через металлические коммуникации. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

					з
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Раздел мероприятий	Мероприятие	Направленность мероприятия
		сооружений и других действующих нормативных документов РФ (допускается применение согласно письму Управления по надзору в электроэнергетике Ростехнадзора от 01.12.2004 г. № 10-03-04/182).
	Защита от вторичных проявлений молнии, заноса высокого потенциала, а также защита невзрывоопасных объектов выполняется заземлением металлических каркасов, оборудования и коммуникаций на вводах.	Наружные установки защищаются от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист	
								78

Т а б л и ц а 9.3 – Характеристика помещений, зданий и наружных установок по пожаровзрывоопасности

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.20 09	Класс взрывопожарной и пожарной опасности (по ПУЭ)	Категория смеси	Класс взрывоопасности и границы взрывоопасных зон по Приложению 3 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"	Наименование взрывопожароопасных веществ и материалов
Кусты скважин					
1.1 Арматурный блок обвязки скважины	АН	В-Гг	ПА ТЗ	Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств; Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	Газ природный, метанол
1.2 Горизонтальная факельная установка	АН	В-Гг	ПА ТЗ	Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств; Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	Газ природный, метанол

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							79

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.20 09	Класс взрывопожарной и пожарной опасности (по ПУЭ)	Категория смеси	Класс взрывоопасности и границы взрывоопасных зон по Приложению 3 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"	Наименование взрывопожароопасных веществ и материалов
1.3 Устье скважины	АН	В-Г	ПА Т3	Зона 0 - 1,5 м по радиусу вокруг фонтанной арматуры; Зона 1 - Открытое пространство вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны; 1,5 м по радиусу от зоны 0; Зона 2 - 3 м от фонтанной арматуры во всех направлениях.	Газ природный, метанол
1.4 Запорная арматура	АН	В-Г	ПА Т3	Зона 0 - 1,5 м по радиусу вокруг арматуры; Зона 1 - Открытое пространство вокруг арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны; 1,5 м по радиусу от зоны 0; Зона 2 - 3 м от арматуры во всех направлениях	Газ природный, метанол

Информацию по расположению взрывоопасных зон см. Том 5.1, графическую часть.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист	
											3	80
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	

Проектируемый комплекс сооружений будет полностью интегрирован в системы управления, безопасности, электроснабжения, водоснабжения, теплоснабжения и иные системы промысла.

Все технические и организационные решения по управлению, эксплуатационному и ремонтному обслуживанию, режиму труда и отдыха и другие, действующие в цехе добычи газа, газового конденсата и нефти, распространяются и на проектируемый комплекс сооружений.

В функции персонала входят оперативное управление, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования.

Уровень контроля и автоматизации объектов обеспечивает их безаварийную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у оборудования, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении аварийных режимов и ситуаций, аварийную и технологическую сигнализацию.

10.2 Вахтовый метод организации работ. Режим труда и отдыха

Эксплуатация объектов будет осуществляться вахтовым методом организации работ.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год (глава 16, статья 104 Трудового Кодекса РФ). При этом общая продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленного Трудовым Кодексом Российской Федерации (статья 91 Трудового Кодекса РФ).

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха на каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и нарастающим итогам за весь учетный период.

Рекомендуемый режим труда и отдыха для эксплуатационного персонала следующий:

- продолжительность вахты – 30 дней;
- продолжительность смены – 12 часов.

В состав одной вахты входят 2 смены:

- дневная смена – с 8.00 часов утра до 20.00 часов;
- ночная смена – с 20.00 часов до 8.00 часов утра.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							82

На основании выполненных расчетов и проработок и в соответствии с принятыми решениями по организации эксплуатации объектов, общая численность персонала проектируемого комплекса объектов строительства составит 6 человек, из них:

- Инженерно технические работники – 2 человека;
- Рабочие – 4 человека.

Рекомендуемый профессионально-квалификационный состав работников проектируемого комплекса объектов с разбивкой по сменам и вахтам и указанием групп производственных процессов приведен в таблице 10.3.1.

Расчет численности персонала проектируемого комплекса объектов строительства приведен в таблице 10.3.2.

Таблица 10.3.1 – Профессионально-квалификационный состав работников

№ п. п.	Наименование	Группа произв. процессов	Численность, человек						Всего
			1 вахта			2 вахта			
			день	ночь	итого	день	ночь	итого	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ИТР								
1.2	Мастер по добыче газа	1б,2г	1		1	1		1	2
2	Рабочие								
2.2	Оператор по добыче нефти и газа 2-6 р. (скважины, кусты скважин, шлейф)	1б,2г	2	-	2	2	-	2	4
	Всего		3	-	3	3	-	3	6

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

Группа производственных процессов для персонала определена в соответствии с РД 1.14.-139-2005 ("Классификатор групп производственных процессов организаций ПАО "Газпром" по санитарным характеристикам").

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							84

Распределение персонала по квалификации 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.

Численность персонала проектируемого комплекса объектов составляет 6 человек, в том числе:

- персонал одной вахты – 3 человека;

Персонал работает в одну смену в день.

В составе службы добычи газа, газового конденсата дополнительно предусматривается 3 рабочих места.

10.4 Организация и оснащение рабочих мест

Персонал будет базироваться на площадке опорной базы промысла (ОБП) в производственном корпусе, где предусмотрена организация и оснащение рабочих мест согласно действующим нормативным документам.

На каждом рабочем месте у соответствующего персонала находится комплект необходимых инструкций по утвержденному перечню:

- должностные для обслуживающего персонала;
- по эксплуатации оборудования;
- по охране труда;
- по пожарной безопасности.
- план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛА).

Должностная инструкция является основным организационно-правовым документом, в котором четко определяются место и значение конкретной должности в структуре организации, а именно: задачи, основные права, обязанности и ответственности работника при осуществлении им трудовой деятельности согласно занимаемой должности.

Инструкциями по эксплуатации оборудования определяются права, обязанности и ответственность эксплуатационного персонала:

- последовательность операций по пуску, остановке и производству технологических процессов;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							85

Таблица 10.3.2 - Расчет нормативной численности Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения.

№ п.п.	Наименование нормативного документа, год издания	Наименование функции	Номер раздела (таблицы) нормативной части сборника	Нормофакторы для расчета нормативной численности (включая примечания к таблицам)			Расчет нормативной численности				
				Наименования Нормофакторы	Единица измерения	Значение	Норматив численности по сборнику (таблице), чел.	Норматив численности по примечанию, чел.	Коэффициенты в примечаниях к таблице	Другие коэффициенты (К1, К 2..)	Нормативная численность с учетом всех коэффициентов и примечаний
1	Типовые структуры управления и нормативы численности служащих газопромысловых управлений (ГПУ) 2009	ИТР Скважины	таблица 4.21.2.1 п.1	общий фонд скважин	ед.	31	2,12		0,9	Квахт=1,1 КСев=1,1	2,3
				объем добычи газа, конденсата	млрд. м³	до 5					
Итого по п. 1											2,3
2		Рабочие									
2.1	Нормативы численности рабочих в добыче газа. 2009	скважины	таблица 3.1.1.1 п.2	кол-во скважин	шт.	31	0,0998		0,85	Квахт=1,1 КСев=1,1	3,18
2.2	"-"	кусты	таблица 3.1.1.1 п.3	кол-во кустов	шт.	6	0,024		0,85	Квахт=1,1 КСев=1,1	0,15
2.3	"-"	шлейфы	таблица 3.1.1.1 п.4	протяженность	км.	84,6	0,0034		0,85	Квахт=1,1 КСев=1,1	0,30

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Лист

87

№ п.п.	Наименование нормативного документа, год издания	Наименование функции	Номер раздела (таблицы) нормативной части сборника	Нормофакторы для расчета нормативной численности (включая примечания к таблицам)			Расчет нормативной численности				
				Наименования Нормофакторы	Единица измерения	Значение	Норматив численности по сборнику (таблице), чел.	Норматив численности по примечанию, чел.	Коэффициенты в примечаниях к таблице	Другие коэффициенты (К1, К 2..)	Нормативная численность с учетом всех коэффициентов и примечаний
	Итого										3.63
	Всего										5.93

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ		Лист
		88

11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ

11.1 Общие положения

Политика АО "АРКТИКГАЗ", 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 ИFC 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 АО "АРКТИКГАЗ", 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.

Персонал по обслуживанию объектов проектируемого комплекса объектов добычи и сбора газа предусмотрен на основании выполненных расчетов. Его численность и квалификационный состав приведены в разделе 7 настоящего тома.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							89

На проектируемых объектах добычи газа обращаются вредные вещества, приведенные в таблице 11.1.

Т а б л и ц а 1 1 . 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 99%)	7000	4
Метанол	15	3
Конденсат	300	4

11.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда

Для объектов кустов скважин и газосборной сети Яро-Яхинского 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 АО "АРКТИКГАЗ", а именно:

- применяемое оборудование и трубопроводы 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;

- 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;

- составные части применяемого оборудования удобны в монтаже, демонтаже, ремонте и эксплуатации, складировании, упаковке и транспортировании. Детали и сборочные единицы массой более 20 кг имеют приспособления для подъема, опускания и удержания на весу при монтажных и ремонтных работах;

- для проведения технического обслуживания и ремонта оборудования обвязки скважин и газопроводов-шлейфов предусмотрено применение специального инструмента;

- фирменные знаки, указатели и предупредительные надписи должны быть четкими и размещаться в местах, удобных для обнаружения;

- оборудование, подлежащее установке, имеет сертификаты соответствия, гарантийные обязательства производителей, монтажную и эксплуатационную документацию, диагностирующие приборы и кабели;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	№ док.	Вып.	0	№ док.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
																	90
																	90

– материалы и конструкции выбраны из расчета обеспечения достаточной прочности и надежной эксплуатации газопровода во всем рабочем диапазоне давлений и температур транспортируемой среды.

11.3 Бытовое обслуживание трудящихся

Мероприятия по охране труда являются приоритетными в программе социального обеспечения коллектива компании 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.

Предусмотренный проектом персонал, в функции которого входит обслуживание кустов газовых скважин и газопроводов-шлейфов, будет в полной мере обеспечен санитарно-бытовыми помещениями и приборами, размещенными в производственном корпусе ОБП, соответствующими действующим санитарным нормам.

Проектной документацией предусматривается применение вахтового метода организации труда, что обусловлено удаленностью объектов от места постоянного проживания персонала, сложностью транспортных коммуникаций.

Для работников, привлекаемых к работе вахтовым методом, предусматривается строительство вахтового жилого комплекса (ВЖК). Структура общественного обслуживания вахтового комплекса рассчитана на удовлетворение повседневных первичных потребностей персонала и включает общественное питание, медицинское обслуживание, бытовое обслуживание, организацию повседневного кратковременного досуга.

Общественное питание персонала обеспечивается в столовой, расположенной на территории ВЖК в здании общежития.

Для нужд временно пребывающего персонала на площадках ГКС обогрев и уборные предусмотрены в специально оборудованных мобильных жилых модулях на базе автомобилей Камаз или Урал, на которых персонал доставляется к месту выполнения работ.

Медицинское обслуживание работников осуществляется в медпункте, расположенном в здании общежития. Медпункт укомплектован современным медицинским оборудованием, необходимым для оказания работникам неотложной, первой доврачебной и

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							91
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

физиотерапевтической помощи. Также на территории кустов газовых скважин оборудованы санитарные посты, оснащенные навесными аптечками с необходимым набором медикаментов для оказания неотложной медицинской само- и взаимопомощи.

Работникам, занятым на вредных работах и на работах с вредными и (или) опасными производственными процессами в течение пяти и более лет, периодические медицинские осмотры будут проводиться в центрах профпатологии и других медицинских организациях, имеющих лицензии на экспертизу профпригодности и экспертизу связи заболеваний с профессией один раз в пять лет.

11.4 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 рабочих мест производственного персонала, обслуживающего объекты кустов скважин и газосборную сеть.

Необходимо отметить, что в технологических процессах на объектах добычи и сбора газа не применяются вещества, перечисленные в Приложениях 2...6 к “Руководству по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда”.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ						Лист
																	92

Химический фактор

Основными возможными вредными химическими выделениями в воздух рабочих зон на проектируемых объектах являются газ и пары метанола.

В процессе эксплуатации объектов непосредственный контакт работников с вредными веществами исключается за счет применения герметичного оборудования, комплексной механизации и автоматизации технологических процессов и операций, средств индивидуальной защиты.

Результаты расчетов, приведенные в томе "Перечень мероприятий по охране окружающей среды", показывают, что для основного производственного процесса при нормальном режиме эксплуатации оборудования максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в районе расположения проектируемых объектов не превышают ПДК в воздухе рабочей зоны.

Класс условий труда – 2 (допустимый).

Биологический фактор

В производственных процессах на проектируемых объектах 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».

Класс условий труда – 1 (оптимальный).

Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия (АПФД)

На объектах добычи газа 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 слесарей, нейтрализуется при применении СИЗОД, и не превышает ПДУ.

Класс условий труда – 2 (допустимый).

Виброакустические факторы

Шум

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							93

В период эксплуатации кустов газовых скважин и газопроводов-шлейфов основным источником шумового воздействия на объекте является процесс стравливания (сброса) газа на ГФУ. Поскольку стравливание (сброс) осуществляется периодически, регламентировано во времени, нахождение персонала около ГФУ в это время запрещено инструкциями по технике безопасности, данный вид шумового воздействия на персонал, обслуживающий проектируемый объект будет незначителен.

Оценка шумового воздействия на окружающую среду (в т.ч. и на обслуживающий персонал) представлена в материалах проектной документации "Мероприятия по охране окружающей среды".

Класс условий труда – I (допустимый).

Вибрация общая и локальная

Персонал обслуживающий газосборную сеть и кусты газовых скважин подвержен локальной вибрации, возникающей преимущественно при работе с ручным электроинструментом. Применение оборудования генерирующего общую вибрацию настоящей проектной документацией не предусмотрено.

Для предотвращения вредного влияния локальной вибрации на персонал, 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. Электроинструмент используется периодически, следовательно, воздействие локальной вибрации не будет превышать ПДУ.

Кроме того, обслуживание проектируемых объектов носит периодический характер и время нахождения работников, в местах возникновения вибраций при проведении профилактических осмотров, как правило, незначительно и вибрационное воздействие на них будет находиться в пределах допустимых величин.

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.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							94
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Микроклимат

Показатели микроклимата обеспечивают сохранение теплового баланса человека (работника) с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

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 – 24.0°С, январе – 26.4°С и феврале – 26.4°С. Средней за указанный период является температура воздуха, равная – 25.6 °С, что согласно таблице 9 "Руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда" соответствует классу условий труда работающих по показателям микроклимата 3.1.

Однако, при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов добычи газа, 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 проектируемых объектов 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 - 5 лк;
- проходы, проезды – 1,0 лк.

Количество и мощность осветительной аппаратуры определены согласно

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							95

Таблица 11.4.1 - Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности

Факторы	Классы условий труда						
	оптимальный	допустимый	вредный				Опасный (экстремальный)
			3.1	3.2	3.3	4.3	
1	2	3.1	3.2	3.3	4.3	4	
Химический		☑					
Биологический	☑						
Аэрозоли ПФД		☑					
Акустические	шум		☑				
	инфразвук	☑					
	ультразвук воздушный	☑					
Вибрация	общая	☑					
	локальная		☑				
Ультразвук контактный	☑						
Неионизирующие излучения		☑					
Ионизирующие излучения	☑						
Микроклимат		☑					
Освещение		☑					
Тяжесть труда		☑					
Напряженность труда		☑					
Общая оценка условий труда		☑					

Решение по общей оценке условий труда персонала, обслуживающего проектируемые объекты добычи газа Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения, 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.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							98

12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА

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), исключаящей/минимизирующей контакт человека с вредными веществами,
- герметизация всех трубопроводов и емкостного оборудования,
- обеспечение работников СИЗ и СИЗОД.

12.1 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД

Наименование и нормы бесплатной выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты для дополнительного персонала, предусмотренного проектной документацией представлены в таблице 12.1.

Проектными решениями предусматривается эксплуатация оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управление и контроль за работой основного технологического оборудования осуществляется дистанционно из операторской.

Таблица 12.1 - Перечень СИЗ основного производственного персонала

	Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи (штуки, комплекты, пары)
1.	Оператор по добыче нефти и газа	Костюм брезентовый или	1
		Костюм хлопчатобумажный антистатический с маслостойкой 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

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			99

Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи (штуки, комплекты, пары)
	Сапоги резиновые или	1 пара
	Сапоги болотные	1 пара
	Рукавицы брезентовые или	36 пар
	Перчатки с защитным покрытием	до износа
	Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
	Наушники противозумные	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 в I, II, III поясах	по поясам
	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

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

№ док.
Вып.
0

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

Лист

100

	Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи (штуки, комплекты, 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
2.	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 маслостойкой 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

При нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов нет необходимости применять СИЗОД. Однако, при проведении ремонтных работ внутри емкостей, оборудования

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
								101
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

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 шланговыми противогазами. Противогазы марки БКФ приняты из условия их универсального применения при контакте с опасными веществами, обращающимися на объектах.

После введения проектируемых объектов в действие должен быть создан аварийный запас газозащитных средств (количество и типы) с учетом дополнительной численности работающих, удаленности объекта, специфики выполняемых работ, а также согласован со службой газовой безопасности и утвержден руководителем компании.

Аварийный запас в обязательном порядке должен содержать изолирующие противогазы (не менее 25 % от числа работающих), а также газосигнализаторы или газоанализаторы.

Аварийный запас фильтрующих и шланговых противогазов запрещается запирать на замки, фильтрующие противогазы должны храниться в ящике под пломбой, а шланговые – в опломбированных чемоданах. Целостность пломб аварийного запаса проверяется при приеме и сдаче смены обслуживающим персоналом. Наличие и состояние аварийного запаса не реже одного раза в месяц проверяется в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем. Персонал объекта должен знать места хранения рабочих и аварийных СИЗОД.

Работники должны быть обучены правилам пользования, проверки и хранения СИЗОД. Тренировочные занятия по правилам их применения и проверки должны проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем организации, но не реже одного раза в квартал.

В случае аварии на оборудовании с обращающимся метанолом, персонал, занятый на аварийно-ремонтных работах при контакте с метанолом, должен иметь противогаз с фильтрующей коробкой марки А или БКФ, прорезиненный фартук, резиновые сапоги, рукавицы и другие СИЗ.

При возникновении возможных аварий, связанных с утечкой метанола необходимо ликвидировать все источники огня, устранить течь и воспользоваться абсорбирующими материалами (засыпать песком). При необходимости локализовать пролитую жидкость

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							102
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

**13 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ**

Описание автоматизированных систем производственных объектов приведено
в томе 5.7.2 658/2023-00-000-ИОС7.2

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	Вып.	№ док.
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ		Лист
								104

14 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ

При эксплуатации объектов добычи газа загрязнение атмосферы будет происходить на площадках кустов газоконденсатных скважин.

Источниками загрязнения атмосферы являются:

- неорганизованные выбросы за счет утечек газа и метанола через неплотности фланцев, установленных на газопроводах в обвязке скважин, на метанолопроводах;
- амбары ГФУ продувки скважин при проведении регламентных продувок скважин и шлейфов со сжиганием газа на ГФУ, при сжигании газа в случае аварийной ситуации при срабатывании БПК, установленных на газосборных коллекторах;

В период эксплуатации кустов скважин и газопроводов-шлейфов от проектируемых кустов в атмосферу поступят:

- метан, смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12, смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22, метанол – с возможными утечками газа и метанола через неплотности фланцев, установленных на газопроводах и метанолопроводах в обвязке скважин, потерявших герметичность в процессе эксплуатации;
- азота диоксид (двуокись азота; пероксид азота), азот (II) оксид (азот монооксид), углерод (пигмент черный), углерода оксид (углерод окись; углерод моноокись; угарный газ), метан - при регламентных продувках скважин и шлейфов со сжиганием газа на ГФУ кустов скважин, при сжигании газа в случае аварии при срабатывании БПК, установленных на газосборных коллекторах кустов.
- азота диоксид (двуокись азота; пероксид азота), азот (II) оксид (азот монооксид), углерода оксид (углерод окись; углерод моноокись; угарный газ), метан - при работе подогревателей.

К источникам постоянного действия относятся неорганизованные выбросы за счет возможных утечек через неплотности фланцев, установленных на газопроводах и метанолопроводах в обвязке скважин.

Выбросы от ГФУ продувки скважин при регламентных операциях - периодические.

Выбросы при срабатывании ПК, установленном на газосборном коллекторе куста со сжиганием газа на ГФУ куста, – аварийные.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							105
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

По высоте источники загрязнения относятся к низким источникам (высотой 2 ÷ 10 м).

По температурной градации, практически, все источники загрязнения атмосферы являются нагретыми (с температурой выше температуры окружающего воздуха).

В таблице 14.1 приведено количество загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу в период эксплуатации проектируемых объектов добычи газа Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Таблица 14.1 - Перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу в период эксплуатации проектируемых объектов добычи газа Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Загрязняющее вещество		Вид ПДК	Значение ПДК (ОБУВ) мг/м ³	Класс опасности
код	наименование			
1	2	3	4	5
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0.20000 0.10000 0.04000	3
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0.40000 -- 0.06000	3
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0.15000 0.05000 0.02500	3
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	5.00000 3.00000 3.00000	4
0410	Метан	ОБУВ	50.00000	
0415	Смесь предельных углеводородов C ₁ H ₄ -C ₅ H ₁₂	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	200.00000 50.00000 --	4
0416	Смесь предельных углеводородов C ₆ H ₁₄ -C ₁₀ H ₂₂	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	50.00000 5.00000 --	3
1052	Метанол	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	1.00000 0.50000 0.20000	3
Всего веществ : 8				
в том числе твердых : 1				
жидких/газообразных : 7				

Количество загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов добычи газа Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения приведено в томе 8.1.1 в составе проектной документации.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							106

В связи с расширением кустов скважин, был проведен пересчет химического загрязнения атмосферного воздуха и физического воздействия на границе санитарно-защитной зоны (1000м).

В результате произведенных *расчетов рассеивания загрязняющих веществ* в приземном слое атмосферы установлено, что на границе СЗЗ кустов скважин № У05, У09 отсутствует формирования химического воздействия, превышающего санитарно-эпидемиологические требования качества атмосферного воздуха (изолиния 1 ПДК).

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	Вып.	№ док.
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ		Лист
								107

- защита от механических повреждений, образования гидратных пробок, эрозионного износа оборудования и трубопроводов;
- оснащение скважин средствами телемеханики, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин;
- полная автоматизация работы скважин без постоянного присутствия обслуживающего персонала с использованием интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ), позволяющей, в том числе, дистанционно регулировать работу скважин;
- принятый уровень контроля и автоматизации скважин обеспечивает ее безаварийную работу, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении аварийных режимов и ситуаций;
- контроль параметров технологического процесса с выводом сигналов об отклонении от режима оператору УКПП с сигнализацией превышения заданных параметров технологического процесса и автоматическими блокировками для обеспечения безопасной работы;
- автоматическое или дистанционное отключение аварийного участка, обеспечение взрывопожаробезопасности, предупреждение развития промышленных аварий.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ

17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Проектом предусматривается ряд мероприятий по обеспечению энергетической эффективности:

- подбор оптимальных диаметров газопроводов-шлейфов;
- применение тепловой изоляции для компенсации теплопотерь;
- применение газовых горелок с высоким КПД;
- применение энергосберегающих устройств;
- применение энергоэффективных материалов.

Электроснабжение кустов скважин предусматривается для газовой скважины № Y0507 от существующей КТП 6/0,4 кВ 2x250 кВА «ТП-Р5» Яро-Яхинского лицензионного участка, для газовой скважины № Y0901 – от существующей КТП 6/0,4 кВ 2x160 кВА «ТП-Р9» Яро-Яхинского лицензионного участка.

Освещение кустовых площадок, а также узлов запорной арматуры ГСС предусматривается с применением энергосберегающих светодиодных ламп.

Снижение расхода электроэнергии достигается путем применения энергосберегающих технологий, применения более совершенного оборудования, повышения производительности действующего оборудования, уменьшения потерь в системе электроснабжения.

Основной задачей разработки и осуществления мероприятий, обеспечивающих энергетическую эффективность и экономию электроэнергии, является сокращение потерь электроэнергии в установках потребителей. К ним относятся не только потери в агрегатах и электрических сетях, которые неизбежны в процессе преобразования электроэнергии, но и дополнительные потери, вызываемые несоответствием фактической загрузки агрегатов их номинальной мощности или нерациональными режимами работы оборудования. Поэтому все мероприятия по регулированию электропотребления разработаны совместно с технологическими факторами.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							111
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для рационального расходования электроэнергии на проектируемых объектах предусматривается:

- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов;
- рациональное использование осветительных установок;
- минимально-возможные длины питающих сетей;
- применение современных приборов учета.

Для обеспечения надежности электроснабжения в проекте приняты следующие решения:

- питание электроприемников I-й категории, для газовой скважины № Y0507 от существующей КТП 6/0,4 кВ 2х250 кВА «ТП-Р5» Яро-Яхинского лицензионного участка,
- для газовой скважины № Y0901 – от существующей КТП 6/0,4 кВ 2х160 кВА «ТП-Р9» Яро-Яхинского лицензионного участка;
- контроль за работой системы электроснабжения осуществляется с помощью систем телемеханики;
- кабели и электрооборудование, устанавливаемое вне помещений, соответствуют климатическим условиям данного региона.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							112

18 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Размещение технологического оборудования обвязки скважин и системы сбора проектной документацией предусматривается на открытой площадке. При этом строительства капитальных зданий с системами отопления и вентиляции не предполагается.

Трубопроводы обвязки кустов скважин и системы сбора прокладываются в теплоизоляции для компенсации теплопотерь.

Электроснабжение кустов скважин предусматривается от АИП (ветрогенераторы, солнечные панели).

Освещение кустовых площадок, а также узлов запорной арматуры ГСС предусматривается с применением энергосберегающих светодиодных ламп.

Для обеспечения надежности электроснабжения в проекте приняты следующие решения:

- питание электроприемников I-й категории, для газовой скважины № Y0507 от существующей КТП 6/0,4 кВ 2х250 кВА «ТП-Р5» Яро-Яхинского лицензионного участка, для газовой скважины № Y0901 – от существующей КТП 6/0,4 кВ 2х160 кВА «ТП-Р9» Яро-Яхинского лицензионного участка;

– контроль за работой системы электроснабжения осуществляется с помощью систем телемеханики;

– кабели и электрооборудование, устанавливаемое вне помещений, соответствуют климатическим условиям данного региона

Снижение расхода электроэнергии достигается путем применения энергосберегающих технологий, применения более совершенного оборудования, повышения производительности действующего оборудования, уменьшения потерь в системе электроснабжения.

Основной задачей разработки и осуществления мероприятий, обеспечивающих энергетическую эффективность и экономию электроэнергии, является сокращение потерь электроэнергии в установках потребителей. К ним относятся не только потери в агрегатах и электрических сетях, которые неизбежны в процессе преобразования электроэнергии, но и

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							113
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

дополнительные потери, вызываемые несоответствием фактической загрузки агрегатов их номинальной мощности или нерациональными режимами работы оборудования. Поэтому все мероприятия по регулированию электропотребления разработаны совместно с технологическими факторами.

Для рационального расходования электроэнергии на проектируемых объектах предусматривается:

- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов;
- рациональное использование осветительных установок;
- минимально-возможные длины питающих сетей;

Прокладка инженерных сетей теплоснабжения, в связи с отсутствием отапливаемых зданий, проектной документацией не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											114
					658/2023-00-000-ТХ .ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

В соответствии с ФЗ от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", здания и сооружения спроектированы таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение опасности задымления зданий и сооружений при пожаре и воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на здания или сооружения, а также чтобы в случае возникновения пожара соблюдались следующие требования:

- сохранение устойчивости зданий и сооружений, а также прочности несущих строительных конструкций в течение времени, необходимого для эвакуации людей и выполнения других действий, направленных на сокращение ущерба от пожара;
- ограничение образования и распространения опасных факторов пожара;
- нераспространение пожара на соседние здания и сооружения;
- эвакуация людей (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение здания или сооружения;
- возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
- возможность проведения мероприятий по спасению людей и сокращению наносимого пожаром ущерба имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
								115
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

20 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА "О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ"

Объект не является объектом транспортной инфраструктуры, поэтому мероприятия в части транспортной безопасности не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											116
					658/2023-00-000-ТХ .ПЗ						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В тексте документа использованы следующие сокращения:

- АРМ - автоматизированное рабочее место
- АС - аварийный сброс
- БПК - блок предохранительных клапанов
- ВМР - водометанольный раствор
- ГСК - газосборный коллектор
- ГФУ - горизонтальная факельная установка
- ИТР - инженерно-технический работник
- КИП - контрольно-измерительные приборы
- КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматизация
- КРД - клапан-регулятор давления
- ЛВЖ - легковоспламеняющаяся жидкость
- ОБУВ - ориентировочный безопасный уровень воздействия
- ОСК - образец - свидетель коррозии
- ПДК - предельно допустимая концентрация
- ПДК_{мр} - предельно допустимая концентрация максимально разовая по нормам населенных мест
- ПДК_{рз} - предельно допустимая концентрация по нормам рабочей зоны
- ПДК_{сс} - предельно допустимая концентрация средняя суточная
- ПДУ - предельно допустимый уровень
- ПК - предохранительный клапан
- ПКО - приустьевой клапан-отсекатель
- ПСУ - передвижная сепарационная установка
- РУ - расходомерный узел
- САУ - система автоматического управления
- СДФ - совокупно добываемый флюид
- СИЗ - средства индивидуальной защиты
- СПИ - система подачи ингибитора
- ТУ - технические условия

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							117

**Приложение А Расчет пропускной способности предохранительных клапана на кустовом газосборном коллекторе
(обязательное)**

Протокол расчета предохранительного клапана

(Программа 'Предклапан', версия 3.5)

Клапан БПК1.1 на кустовом коллекторе

**Выбран клапан СППК5 100-160 PN 16,0 МПа DN 100 - 1 шт.
таблица фигур 17с8нж1**

По стандарту ТУ 3742-004-07533604-2008 чертеж БА55022-100-01

Изготовитель ОАО "Благовещенский арматурный завод"

Давление настройки пружины на стенде изготовителя 10.857 МПа. Пружина № 82

Расчетные параметры (Критическое истечение)

Давление начала открытия (в условиях эксплуатации), изб. МПа	15,400
Давление начала открытия (на стенде изготовителя), изб. МПа	11,400
Давление настройки (в условиях эксплуатации), изб., МПа	14,857
Давление настройки (на стенде изготовителя), изб., МПа	10,857
Давление полного открытия (в условиях эксплуатации), изб. МПа	15,943
Давление полного открытия (на стенде изготовителя), изб. МПа	11,943
Давление в системе сброса, изб., МПа	4,000
Расчетное давление защищаемого оборудования, МПа	14,500
Максимально допустимое давление при сбросе, изб., МПа	15,950
Давление перед клапаном при сбросе, изб., МПа	15,943
Максимальное давление за клапаном, изб., МПа	4,020
Давление продукта в седле клапана, изб., МПа	8,655
Температура продукта до клапана, град. °С	20,0
Температура продукта за клапаном, град. °С	20,0
Температура продукта в седле клапана, град. °С	-18,2
Плотность продукта до клапана, кг/м3	113.300
Коэффициент адиабаты	1,300
Необходимая заданная пропускная способность, кг/час	38070,0
β кр (критическое отношение давлений) по ГОСТ 12.2.085-2017	0,546
Коэффициент Кп по ГОСТ 12.2.085-2017	0,667
Коэффициент Кп кр. по ГОСТ 12.2.085-2017	0,667
Коэффициент Кв по ГОСТ 12.2.085-2017	1,000
Площадь минимального сечения клапана, мм2	1809,00
Коэффициент расхода клапана	0,800
Количество клапанов	1
Пропускная способность всех клапанов, кг/час	133391,0
Запас	250,4%

Примечания: 1. Расчет максимально допустимого давления при сбросе по ГОСТ 34233.1-2017

**Сообщения программы при расчете
Расчет и выбор клапана**

БПК1.1

Пропускная способность всех клапанов 133391.02 кг/час больше требуемой.
Запас 250.38.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							118

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ТХ .ПЗ	Лист
							119

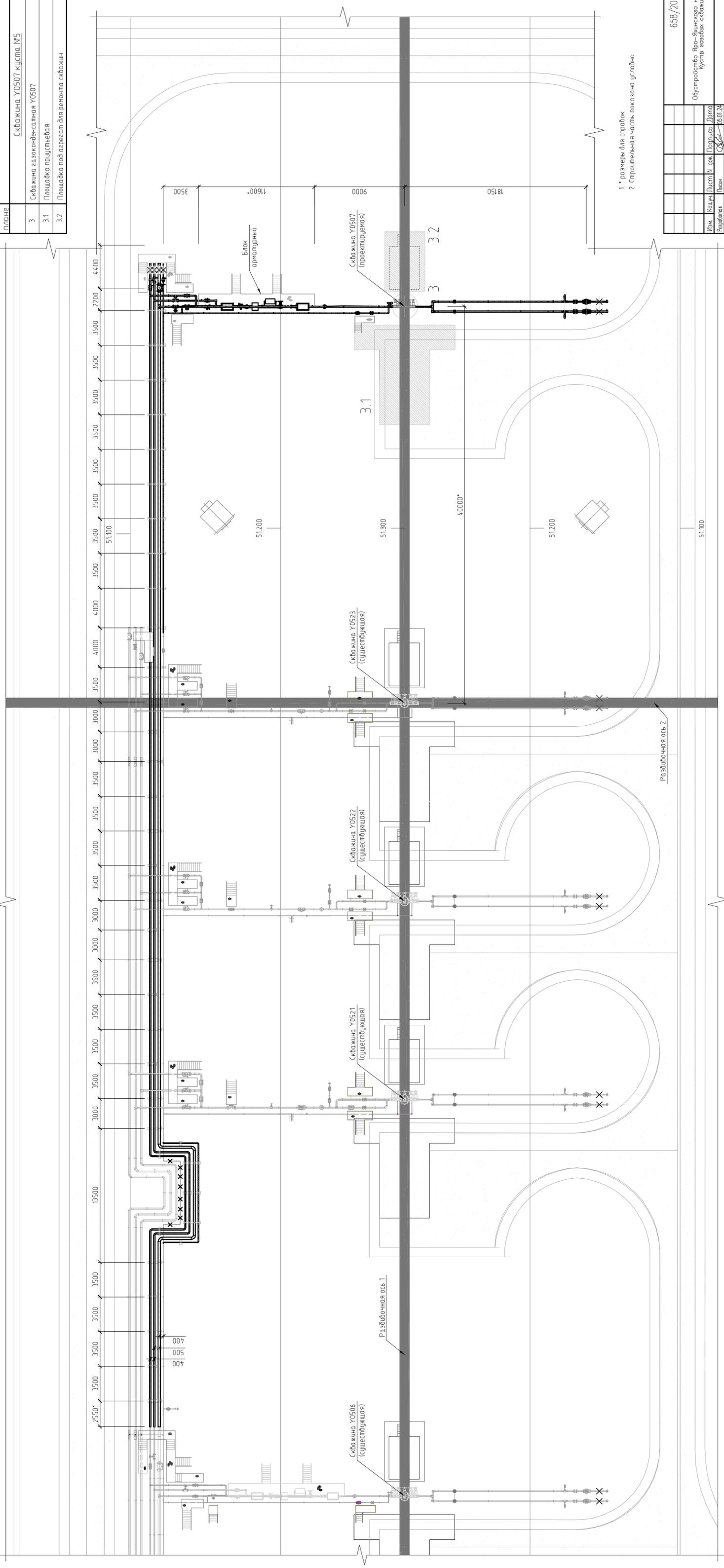


* 2 8 2 2 6 3 7 6 3 7 6 3 9 0 1 *

Куст скважин №5. План (1:200)

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование
3	Скважина У0507 куста №5
3.1	Площадка пружинная
3.2	Площадка под агрегат для ремонта скважин



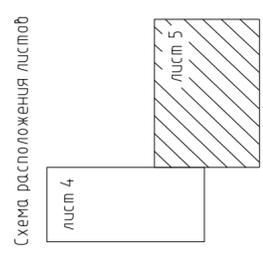
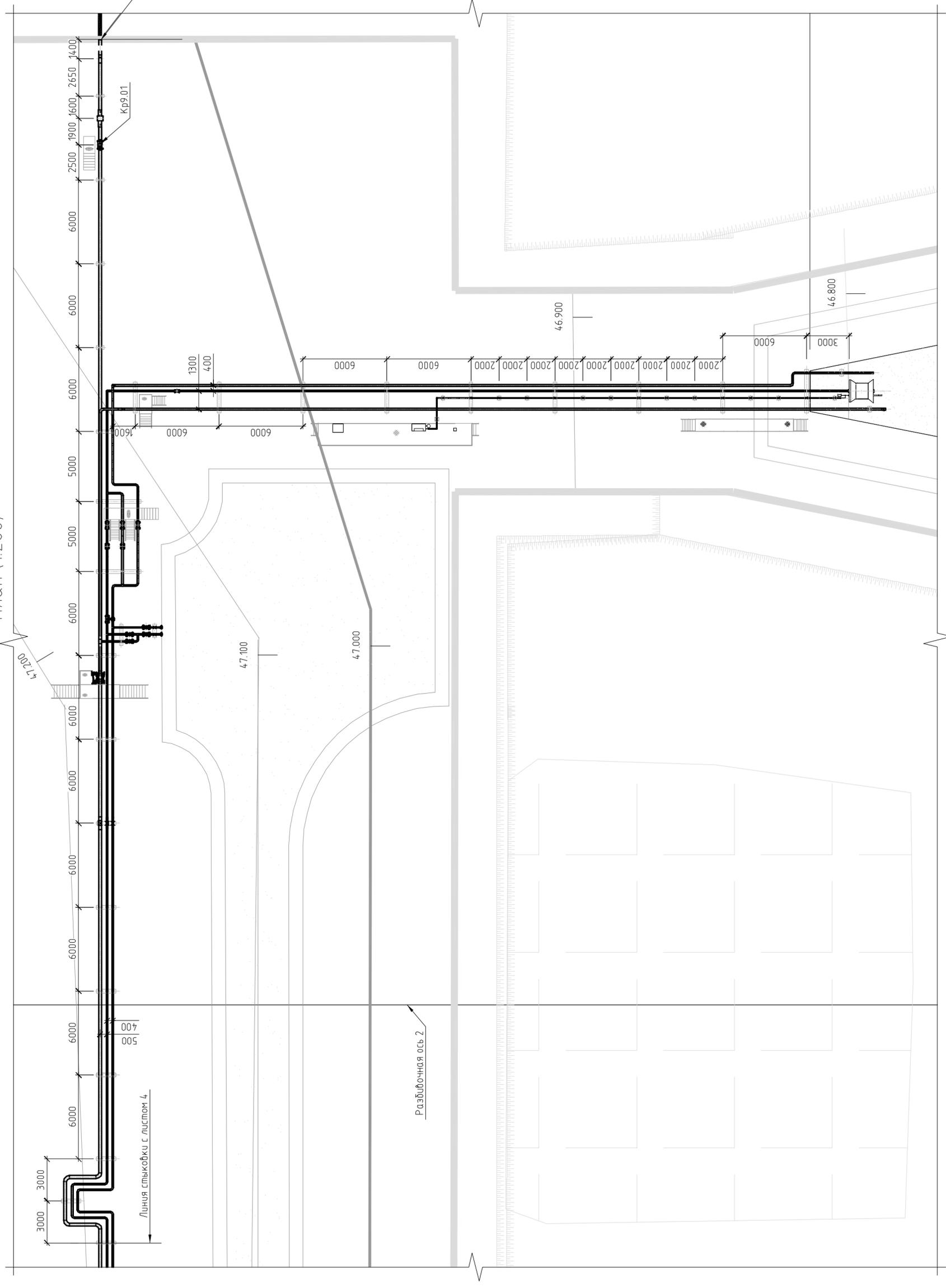
1. Размеры для справок
2. Строительная часть показана условно

658/2023-00-000-IX					
Обустройство Яро-Ячинского нефтегазоконденсатного месторождения Кусты газовых скважин У05, №09, Корректировка					
Изм.	Колуч	Лист N	Фок	Подпись	Дата
					05.01.24
Автор	Шарафутдинов	Проверил	Шарафутдинов	И. ст.	05.01.24
					05.01.24
И. ст.	Шарафутдинов	И. ст.	Шарафутдинов	И. ст.	05.01.24
И. ст.	И. ст.	И. ст.	И. ст.	И. ст.	05.01.24
Технологические решения		Лист	Листов		
Куст скважин №5. План (1:200)		П	3		
АО "Институт "Нефтегазпроект" г. Тюмень					



* 2 8 2 6 3 8 0 1 6 0 1 *

План (1:200)



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование
3	Скважина У0901 куста №9
31	Скважина газоконденсатная У0901
31.1	Амбар с горизонтальным факельным устройством
	Шкаф для установки баллона

1. размеры для справок
2. Строительная часть показана условно
3. Смотреть совместно с листом 4

658/2023-00-000-ТХ	
Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин У095, У093. Корректировка	
Изм.	Кол-во листов
Разработал	Пасин
Проверил	Шабутинцова
Гл. спец.	Пасин
Нач. отд.	Шабутинцова
И. к.пр.	Кулево
Дата	16.01.24
Лист	5
Стация	П
Технологические решения	Куст скважин №9. План (1:200)
АО "Институт "Нефтегазпроект"	г. Тюмень

Инд. N подл.	Подпись и дата	Взам. инд. N	Вып. N док
			0