



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение
пропускной способности нефтегазосборных
трубопроводов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

Часть 1. Промысловые трубопроводы

Книга 1. Текстовая часть

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.01

Том 3.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
02	3720-26		27.04.26



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение
пропускной способности нефтегазосборных
трубопроводов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

Часть 1. Промысловые трубопроводы

Книга 1. Текстовая часть

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.01

Том 3.1.1

Главный инженер


Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Р.В. Шапиевский

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.01-С	Содержание тома 3.1.1	Изм.02 (Зам.)
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-00.СП.00.00.00	Состав проектной документации	
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.01	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм.02 (Зам.)

Взам. инв. №									
							Подпись и дата		
						ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.01-С			
02	-	Зам.	3720-26		27.04.26				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.		Маршак		27.04.26	Содержание тома 3.1.1	Стадия	Лист	Листов
	Проверил		Жорник		27.04.26		П		1
	Н.контр.		Поликашина		27.04.26				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа:

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	В.И. Липатов
Заведующий группой	И.А. Жорник
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Ведущий инженер	А.В. Тулупова
Инженер I категории	Ю.А. Маршак

Отдел металлоконструкций и прочностных

расчетов: Начальник отдела ОМПР

	М.А. Юдаков
--	-------------

Главный специалист	М.А. Федотенко
--------------------	----------------

Заведующий группой	А.В. Елуферьев
--------------------	----------------

Нормоконтролер	Е.В. Поликашина
----------------	-----------------

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА.....	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	1-1
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-2
1.3.1 Населенные пункты и транспортная сеть.....	1-2
1.3.2 Климатические условия.....	1-2
1.3.3 Инженерно-геологические условия, свойства грунтов.....	1-3
1.3.4 Гидрографические условия.....	1-4
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-5
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-7
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ, И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-7
1.7 ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	1-7
1.7.1 Общие сведения.....	1-7
1.7.2 Сведения о категории и классе линейного объекта.....	1-9
1.7.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта.....	1-9
1.7.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	1-10
1.7.4.1 Узел запуска средств очистки и диагностики.....	1-13
1.7.4.2 Дренажная емкость.....	1-15
1.7.4.3 Узлы подключения нефтегазосборных трубопроводов.....	1-16
1.7.4.4 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	1-18
1.7.4.4.1 Переходы через автомобильные дороги.....	1-18
1.7.4.4.2 Пересечения с коммуникациями.....	1-21
1.7.4.4.3 Пересечения с водными преградами.....	1-23
1.7.4.4.4 Опознавательные знаки.....	1-23
1.7.4.4.5 Прокладка трубопровода в сложных геологических условиях.....	1-23
1.7.4.4.6 Испытания и очистка трубопроводов.....	1-24
1.7.5 Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции.....	1-33
1.8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....	1-33
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1-33
1.10 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-34
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА.....	1-35
1.12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ.....	1-36
1.13 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ ФЗ «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ».....	1-37
1.14 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОСНАЩЕНИЮ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-37
1.15 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.....	1-38
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	1-38
1.17 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-39
1.18 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ.....	1-39
1.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА.....	1-40
1.20 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДИЧНОСТИ ОСМОТРОВ, КОНТРОЛЯ, РЕВИЗИЙ, ОБСЛЕДОВАНИЙ.....	1-40
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1

2.1 Назначение	2-1
2.2 Общие положения.....	2-1
2.2.1 Технологические трубопроводы	2-1
2.2.2 Промысловые трубопроводы.....	2-1
2.3 Характеристика района	2-1
2.4 Материальное исполнение.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-3
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-3
2.4.5 Металлоконструкции	2-4
2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	2-4
2.5.3 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2-5
2.5.4 Расчёт срока службы технологического трубопровода.....	2-6
2.5.6 Выборка типоразмеров труб	2-7
2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов.....	2-8
2.7 Защита от коррозии.....	2-9
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов.....	Б-2
Приложение В Сертификаты соответствия оборудования	В-2

1 Транспорт нефти и газа

1.1 Введение

Настоящим проектом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов».

В данном томе приведены технологические решения по обустройству следующих линейных объектов:

– нефтегазосборный трубопровод (лупинг) от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения (ориентировочная протяженность 2,2 км) с узлом запуска СОД, дренажной емкостью, линейной запорной арматурой, подъездной автодорогой к узлу запуска СОД данного лупинга;

– перемычка между выкидными трубопроводами от АГЗУ куста №8 Западно-Хоседаюского месторождения и от МФР куста №8-бис Западно-Хоседаюского месторождения;

– перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 5 метров Д 114 и Д 89);

– Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 8 метров, Д 159);

– перемычка от нефтегазосборного трубопровода-лупинга DN200 от АГЗУ куста №6 на камеру запуска СОД DN250 для возможности направления продукции от кустов №6 и №8-бис по трубопроводу-лупингу DN250 на УПСВ-3;

– нефтегазосборный трубопровод от блока МФР куста №8-бис до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения;

– нефтегазосборный трубопровода от блока МФР куста №17 до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод DN250 от куста №10 Западно-Хоседаюского месторождения.

В настоящем разделе описаны решения по линейной части проекта в пределах границ линейных трубопроводов (ЛТ), определенных примыкающими участками. Описание решений по обустройству добывающих скважин кустовых площадок приведено в Томе 4.6.1.1 данного проекта.

1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

– Задание на проектирование «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов», утвержденное Генеральным директором ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» Бышовым С.Н. в 2025 г;

– Изменение №2 в задание на проектирование «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов», утвержденное Генеральным директором ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» Бышовым С.Н. 12.11.2025 г;

– Лицензия на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах участка ЦХП блок №3 (НРМ 00690 НР);

– Дополнение к технологическому проекту разработки Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения им. Д. Садецкого (утв. Протоколом заседания ЦКР Роснедр по УВС от 27.09.2024 №9133)

– Материалы инженерных изысканий, выполненные АО «Гипровостокнефть» в декабре 2024 года – феврале 2025 г.

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями нормативной документации, действующей на территории Российской Федерации (Приложение А).

Основанием для проектирования является план капитального строительства ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (п.1. Задания на проектирование).

1.3 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

1.3.1 Населенные пункты и транспортная сеть

Административно - территориальная принадлежность участка работ – Россия, Центральная часть Ненецкого автономного округа, муниципальное образование «Заполярный район».

Район работ малообжитой, труднодоступный. На территории отсутствуют населенные пункты и постоянно проживающее население.

Ближайшие населенные пункты расположены:

- поселок Хорей-Вер – 70 километров юго-западнее;
- поселок Варандей – 110 километров северо-восточнее;
- город Усинск – 220 километров юго-западнее.

Дорожная сеть на территории района отсутствует. Единственная дорога с твердым покрытием, по которой, осуществляются круглогодичные грузоперевозки в северном направлении от г. Усинска, заканчивается в пос. Харьягинский. Доставка грузов возможна в зимний период после промерзания тундры, гусеничным транспортом высокой проходимости «по зимнику». Для перевозки грузов и людей на территории построена вертолетная площадка, имеется аварийный запас топлива. Электроснабжение осуществляется с помощью дизельной электростанции. Завоз вахты, подвоз топлива и продуктов в настоящее время осуществляется из города Усинска в зимний период по зимнику, в весенне-осенний период вертолетом.

1.3.2 Климатические условия

Климатическая характеристика района работ составлена по данным наблюдений на ближайшей метеорологической станции Хорей-Вер, с привлечением недостающих данных по метеостанции Хоседа-Хард.

Климат рассматриваемого района определяется его высокоширотным положением за Полярным кругом, особенностями атмосферной циркуляции и радиационного баланса, а также характером подстилающей поверхности тундры и близостью Баренцева моря. Все эти факторы формируют типично арктический климат с продолжительной суровой зимой, коротким летом, слабо выраженными переходными сезонами, значительной облачностью, метелями и туманами.

Для Северного Края характерна частая смена воздушных масс при прохождении циклонов со стороны Атлантики и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана, что придает погоде большую неустойчивость в течение всего года. С циклонами связана пасмурная с осадками погода, теплая и нередко с оттепелями зимой и прохладная летом. Циклоничность наиболее развита зимой и осенью, летом она ослабевает. Зима длится полгода – с ноября по апрель. Остальные сезоны – примерно по два месяца: весна – май – июнь, лето – июль – август, осень – сентябрь – октябрь.

Территория производства изысканий относится к строительному климатическому району II.

Продолжительность теплого и холодного периодов года составляет 4 и 8 месяцев соответственно. Средняя годовая температура воздуха в районе изысканий составляет минус 4,6 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает минус 57°С, абсолютный максимум температуры воздуха за период наблюдений составил 33,8 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 составляет минус 50 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 48 °С. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 составляет минус 45 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 42°С.

Относительная влажность воздуха в течение года колеблется в пределах 74–89 %. Наиболее высокой она бывает осенью, наименьшей – в начале лета.

Северный климатический район находится в зоне избыточного увлажнения.

Средние многолетние годовые суммы осадков составляют 446 мм.

Наибольшие месячные суммы осадков приходятся на июль-сентябрь, наименьшие – на февраль – март. В течение года осадки выпадают неравномерно. Основная их часть 65–70 % приходится на теплый период года (апрель – октябрь) и 35–30 % на зимний период (ноябрь – март).

На данной территории снежный покров залегает в среднем в течение 7,5 месяцев; появляется в начале октября, сходит в конце мая. Среднее число дней с устойчивым снежным покровом равно 214. Образование устойчивого снежного покрова приходится обычно на середину октября, разрушение – на середину мая. Максимальная из наибольших за зиму высота снежного покрова составляет 76 см, средняя из наибольших – 37 см. Наибольшая высота снежного покрова за зиму по постоянной рейке 5% обеспеченности составляет 65 см (место установки рейки - открытый участок).

Согласно районированию территории по весу снегового покрова, проектируемый объект расположен в V снеговом районе, нормативное значение веса снегового покрова S_g на 1 м² горизонтальной поверхности земли составляет 2,5 кН/м².

Территория изысканий по ветровому давлению относится к IV району, нормативное значение ветрового давления w_0 составляет 0,48 кПа.

Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5 % - 10,0 м/с.

Наименьшие скорости ветра наблюдаются в летнее время, наибольшие – в холодные период, среднегодовая скорость ветра составляет 4,7 м/с. Максимальная скорость ветра достигает 28 м/с, с учетом порыва – 37 м/с.

В соответствии районированием «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), район изысканий относится к III ветровому району, величина нормативного ветрового давления W_0 на высоте 10 м над поверхностью земли – 650 мПа (скорость ветра 32 м/с).

Нормативное значение толщины стенки гололеда b , мм (превышаемое 1 раз в 5 лет), на элементах кругового сечения 10 мм, расположенных на высоте 10 м над поверхностью земли, принимается по III району и составляет 10 мм (проектируемый объект находится на границе II и III гололедных районов, значение нагрузки принято для наихудших условий).

1.3.3 Инженерно-геологические условия, свойства грунтов

В геоструктурном отношении район работ расположен в границах Печорской синеклизы между Тиманским кряжем и Предуральским краевым прогибом. Верхняя часть разреза района работ представлена четвертичными отложениями различного возраста и генезиса.

В пределах исследуемого участка на глубину бурения (до 19,0 м) вскрыты следующие стратиграфо-генетические комплексы (СГК):

- современных биогенных отложений (b IV);
- современных аллювиальных отложений (a IV);
- верхнечетвертичных - современных озёрно-аллювиальных отложений (Ia III-IV);
- среднечетвертичных ледниково-морских отложений (роговская свита, gm II).

современные техногенные образования (t Q IV).

Современные биогенные отложения (b IV) имеют покровный характер, вскрываются скважинами с поверхности практически повсеместно. Комплекс представлен торфом темно-коричневым, темно-бурым среднеразложившимся, находящегося как в талом, так и в мёрзлом состоянии. В талом состоянии – насыщенный водой, в мерзлом – сильнольдистый, с атакситовой криотекстурой. Мощность биогенных отложений до 3,3 м.

Современные аллювиальные отложения (a IV) развиты в пределах речных долин и представлены песками мелкими с включением обломочного материала и гравийно-галечниковыми грунтами. Мощность современных аллювиальных отложений до 4,7 м. Подстилающие грунты, в основном, суглинистые верхнечетвертичные - голоценовые озерно-аллювиальные и суглинистые среднечетвертичные ледниково-морские отложения.

СГК верхнечетвертичных – современных озёрно-аллювиальных отложений (Ia III-IV) вскрывается практически повсеместно в верхней части разреза. Представлен комплекс песками мелкими, суглинками и супесями желтовато-серого, коричневого, бурого цвета с включением гравия и гальки до 10 % и с примесью органических веществ. Отложения находятся как в талом, так и в мерзлом состоянии. Криотекстуры грунтов данного СГК массивные, тонкошлифовые слоистые, по видимой льдистости от слабольшедистых до льдистых. В талом виде глинистые отложения от мягкопластичной до тугопластичной консистенции, пески средней степени водонасыщения до насыщенных водой. Мощность отложений данного СГК до 4,6 м.

СГК среднечетвертичных ледниково-морских отложений (gm II, роговская свита) вскрывается скважинами повсеместно. Слагает нижнюю часть разреза на исследуемую глубину. Отложения представлены суглинками, реже глинами, супесями и песками, крупнообломочными грунтами, зеленовато-серыми, тёмно-серыми с включениями гравия и гальки до 20 %, иногда с прослоями песка мелкого и примесью органических веществ (для супеси). Отложения подстилают вышележащие озёрно-аллювиальные осадки, находятся как в мёрзлом (по видимой льдистости от слабольшедистых до льдистых, массивной и тонкошлифовой слоистой криотекстурой), так и в талом состоянии (от текучепластичной, до полутвердой консистенции). Вскрытая мощность отложений – до 15,0 м.

Современные техногенные образования (t Q IV) слагают насыпной слой на площадках кустов и представлены песком мелким, коричневым, глинистым, средней плотности. Мощность насыпи достигает 2,3 м.

1.3.4 Гидрографические условия

Район работ располагается, в пределах северо-восточной части Большеземельского артезианского бассейна II порядка (Печорского артезианского бассейна) и гряды Чернышева - бассейна трещинных вод третьего порядка, выделяемого в Усино-Коротайхинском бассейне второго порядка (Печора-Предуральского артезианского бассейна).

Район изысканий расположен в восточной части Большеземельской тундры на левобережье р. Колва.

Гидрографическая сеть района работ принадлежит бассейну р. Колва и представлена р. Лапкосе, руч. Яракотосе и многочисленными безымянными ручьями.

Район работ приурочен к зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород, что имеет определяющее значение для характера распространения подземных вод, их режима, гидродинамики и химического состава.

На изучаемой территории выделяются два типа грунтовых вод различных по условиям залегания относительно толщ мерзлых пород:

- надмерзлотные грунтовые воды сезонно-талого слоя (СТС);
- грунтовые воды несквозных таликов.

Надмерзлотные грунтовые воды развиты на площадях, сложенных ММГ "сливающегося типа". Они приурочены к сезоннооттаивающим на глубину до 2,3 м грунтам (торф, суглинки, супеси, пески). Формируются грунтовые воды с началом сезонного

оттаивания грунтов, в период зимнего промерзания сфера циркуляции надмерзлотных вод сокращается, в январе - феврале они перемерзают. Питание происходит за счет атмосферных осадков и протаивания деятельного слоя, разгрузка в ближайшие озера и ручьи. Нижним водоупором является верхняя граница многолетнемерзлых грунтов. Как правило, воды имеют статический уровень, но в ходе промерзания СТС могут приобретать слабый напор.

Низкие фильтрационные свойства водовмещающих пород, небольшая мощность водоносных горизонтов, сезонность их существования определяют весьма низкую обильность грунтовых вод.

Инженерно-геологическое значение надмерзлотных вод СТС заключается в том, что они являются фактором, усиливающим процесс морозного пучения при промерзании грунтов СТС.

Прогнозный уровень данного водоносного горизонта с учётом естественной амплитуды колебаний рекомендуется принять на дневной поверхности, что соответствует глубине 0,0 м.

Грунтовые воды в несквозных таликах. Водоносный горизонт имеет постоянное существование, площадь и мощность его распространения контролируется верхней границей многолетнемерзлых грунтов. Водовмещающими отложениями являются суглинки, супеси и пески озерно-аллювиальных (IaIII-IV) и ледниково-морских (gmII) образований. Питание водоносного горизонта происходит за счет атмосферных осадков. Гидравлическая связь между отдельными таликами весьма затрудненная, реже, отсутствует. Водообильность указанных отложений невысокая и неравномерная. Воды имеют статический уровень. При промерзании верхней части водоносного горизонта может формироваться незначительный напор.

1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

В настоящее время происходит преобразование территории под действием экзогенных физико-геологических процессов и деятельности человека, которые приводят к существенным изменениям инженерно-геологических условий. Это денудационные, эрозионные, мерзлотные процессы и, в меньшей степени, аккумуляция и диссоциация газовых гидратов. Денудационные процессы связаны с деятельностью поверхностных вод, ветра и сил гравитации.

В районе работ в зависимости от крутизны склона наблюдаются склоновые процессы (обваливание и осыпание, оползание, солифлюкция).

Обваливание (обрушение) и осыпание, скатывание блоков мёрзлых пород в пределах района работ наблюдается на обрывах и склонах водотоков крутизной 35-43° (превышающий угол естественного откоса при оттаивании массива склона). На денудационной поверхности склона образуются желоба, а в нижней части – осыпи и шлейфы.

Оползание при протаивании развивается на склонах крутизной от 15 до 35° долин водотоков, сложенных песчано-глинистыми многолетнемерзлыми породами, испытывающими протаивание. Выражается в виде скольжения блоков песчано-глинистых пород, слагающих склон, по зеркалу мерзлоты в результате нарушения равновесия при насыщенности пород водой. В результате формируются ступенчатые и холмистые склоны.

Солифлюкция – флюидальное течение влажных или насыщенных водой грунтовых масс по склонам крутизной >3°. Развивается в супесчано-суглинистых отложениях с влажностью, близкой к пределу текучести или превышающей его.

Плоскостной смыв на возвышенных участках происходит во время весеннего снеготаяния и в периоды обильных дождей. Поверхностные воды, стекая по склону, образуют сеть мелких ложбин стока, по которым идёт вынос мелкозёма и аккумуляция его у подножия склона.

В районе изысканий наблюдаются процессы заболачивания, связанные с избыточным увлажнением территории и наличием слоя ММП, являющегося своеобразным водоупором. Заболачивание является площадным и сопровождается торфообразованием. Развитие процесса наблюдается в пределах обширных озёрно-аллювиальных котловин как заключительный процесс существования обширных бассейнов верхнего плейстоцена, сохранившихся в настоящее время в виде остаточных водоёмов. Торфяники, сформировавшиеся в этот период, в настоящее время интенсивно перерабатываются криогенными процессами.

В связи с тем, что исследуемая территория расположена в зоне распространения многолетней мерзлоты, криогенные (мерзлотные) процессы развиты довольно широко. Среди мерзлотных процессов наиболее часто встречаются криогенное морозное пучение грунтов, морозобойное растрескивание, термокарст, термоабразия, новообразование ММП.

Криогенное пучение возникает в результате многократных циклов промерзания-оттаивания в деятельном слое грунтовой толщи. Проявляется в естественных условиях в виде сезонных и многолетних бугров пучения. Сезонные бугры пучения приурочены к долинам ручьев и малых рек и к нижним частям склонов, т.е. к тем элементам рельефа, где имеются несквозные и сквозные талики. Высота этих бугров до 1 м, поперечник - до 5 м. Многолетние бугры пучения, преимущественно торфяные, встречаются на озёрно-аллювиальной равнине. Высота их до 3 м и более.

Потенциальная опасность криогенного пучения в районе изысканий очень высока, что связано с высоким содержанием пылеватых фракций в приповерхностных горизонтах грунтов (пылеватые пески). Техногенная нагрузка в этих условиях - нарушение поверхностного стока, напочвенного покрова и др. - приведет к активизации криогенного пучения и увеличит воздействие пучения на основания фундамента. В этих условиях чрезвычайно важно учитывать соотношение выпучивающих сил в верхней части разреза (слой сезонного промерзания-оттаивания) и удерживающих сил в нижней части оснований.

Термокарстовые образования приурочены, в основном, к торфяникам. Широкое распространение имеют древние формы: неглубокие термокарстовые озера, котловины, остаточно-полигональный рельеф. Современный термокарст развивается малоактивно, наиболее распространёнными из современных термокарстовых образований являются плоско-западинные и полигональные формы. Формируются они в результате увеличения глубины сезонного оттаивания (при отрицательной среднегодовой температуре грунтов) вследствие локального изменения условий теплообмена в системе грунт – атмосфера. Эти изменения обусловлены динамикой роста растительности, нарушением или удалением мохово-лишайникового слоя, увеличением мощности снежного покрова, заболачиванием и обводненностью территории.

Криогенное (морозобойное) растрескивание проявляется преимущественно на участках залегания с поверхности торфов и глинистых грунтов, реже на участках развития мелких и пылеватых песков и сопровождается формированием небольших массивов ПЖЛ (повторно-жильных льдов). Криогенные трещины формируются в осенне-зимний период и имеют протяжённость от нескольких до десятков метров. На минеральных поверхностях явление развито в меньшей степени и не приводит к образованию ПЖЛ. Образование трещин происходит из-за температурного сжатия грунта при отрицательных температурах. При промерзании СТС в результате объёмного сжатия образуются разрывы сплошности массива пород, увеличивающиеся в плане и по глубине при многократном повторении циклов промерзания-оттаивания.

Термоэрозия и эрозия проявляются на склонах, где значителен врез гидросети, под действием как речных вод, так и временных водотоков. Овражная термоэрозия и эрозия приурочены к склонам, сложенным с поверхности песками и супесями. Глубина растущих оврагов может достигать 10 м, длина измеряется десятками метров. На участках, сложенных суглинистыми грунтами, эрозионные процессы имеют, как правило, затухающий характер и ограниченные площади.

Большинство отмеченных процессов в естественных условиях не интенсивны, но могут активизироваться под действием антропогенной нагрузки, поэтому необходимо проводить мониторинг за развитием этих процессов. Необходимо избегать использования крутых склонов для проездов техники, минимизировать нарушения дернового покрова.

Учитывая вышеописанное, категория сложности инженерно-геологических (геокриологических) условий в соответствии с СП 11-105-97 часть IV приложение Б и часть I приложение Б принята - III (сложная).

В соответствии с СП 14.13330.2018 сейсмичность территории (Ненецкий автономный округ) составляет 5 баллов.

1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

Нормативные и расчетные значения прочностных и деформационных характеристик грунтов определяются по СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» и представлены в материалах инженерных изысканий.

1.6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий, и конструкций подземной части линейного объекта

Гидрогеологические условия района работ определяются современным состоянием грунтов верхней части разреза (в пределах зоны влияния проектируемых сооружений).

Подземные воды, содержащиеся в проницаемых отложениях (водоносных и слабоводоносных горизонтах и комплексах), в периоды сезонного протаивания грунтов, являются незащищенными от поверхностного загрязнения, ввиду отсутствия значительной мощности перекрывающих слабопроницаемых разностей в кровле горизонтов.

Отложения помусовского горизонта в пределах описываемой территории является региональным водоупором. Слабопроницаемые и многолетнемерзлые суглинки и глины надежно защищают подземные воды нижележащих водоносных горизонтов от поверхностного загрязнения. Сезонное и незначительное протаивание суглинков в верхней части горизонтов, проявляющееся в некоторой увлажненности пород, не снижает их защитные качества.

1.7 Линейная часть промысловых трубопроводов

1.7.1 Общие сведения

Проектом предусмотрено строительство линейной части промысловых трубопроводов:

– нефтегазосборный трубопровод (лупинг) от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения (ориентировочная протяженность 2,2 км) с узлом запуска СОД, дренажной емкостью, линейной запорной арматурой, подъездной автодорогой к узлу запуска СОД данного лупинга;

– перемычка между выкидными трубопроводами от АГЗУ куста №8 Западно-Хоседаюского месторождения и от МФР куста №8-бис Западно-Хоседаюского месторождения;

– перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 5 метров Д114 и Д 89);

– перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 8 метров Д159);

– перемычка от нефтегазосборного трубопровода-лупинга DN200 от АГЗУ куста №6 на камеру запуска СОД DN250 для возможности направления продукции от кустов №6 и №8-бис по трубопроводу-лупингу DN250 на УПСВ-3;

– нефтегазосборный трубопровод от блока МФР куста №8-бис до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения;

– нефтегазосборный трубопровода от блока МФР куста №17 до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод DN250 от куста №10 Западно-Хоседаюского месторождения.

Проектом предусмотрено выделение следующих этапов строительства:

1 этап – нефтегазосборный трубопровод (лупинг) от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения;

2 этап – нефтегазосборный трубопровод от куста №8-бис Западно-Хоседаюского месторождения до точки подключения;

7 этап – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №17 до точки подключения (3Х);

14 этап – кустовая площадка №8:

– монтаж байпасной линии с применением ЗКЛ 100/40 от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10-УПСВ-3 (Д 114);

– монтаж секущей ЗКЛ 100/40 на трубопроводе от АГЗУ Д 114;

15 этап:

– перемычка между нефтегазосборными трубопроводами от АГЗУ куста №8 Западно-Хоседаюского месторождения и от МФР куста №8-бис Западно-Хоседаюского месторождения;

– перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 5 метров Д 114 и Д 89);

– перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 8 метров, Д 159).

Начальной точкой проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода DN250 от поворота на куст №8 до поворота на куст № 1 Западно-Хоседаюского месторождения является площадка проектируемого узла запуска СОД DN250 31-D-СОД-001 (ПК0+0.00). Конечной точкой лупинга (ПК21+76.46) является точка подключения в действующий нефтегазосборный трубопровод с кустов №№ 1, 7 до УПСВ-3 Западно-Хоседаюского месторождения (проект 1825).

Начальной точкой проектируемого нефтегазосборного трубопровода от МФР куста №17 является граница куста скважин, на которой установлена запорная арматура с электроприводом 31-С17-ХV-001, расположенная на выходе с площадки куста №17 для аварийного отключения куста скважин. Конечной точкой линейной части является точка врезки в действующий нефтегазосборный трубопровод DN250 от куста №10 до УПСВ-3, запроектированный в проекте 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации», получивший положительное заключение ГГЭ № 395-10/СПЭ-1031/02 от 12.08.2010, № в реестре 00-1-4-3069-10.

Начальной точкой проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста МФР №8-бис до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения является граница куста скважин на которой установлена запорная арматура с электроприводом 31-С08-ХV-001, расположенная на выходе с площадки куста №8-бис для аварийного отключения куста скважин. Конечной точкой линейной части является точка врезки в действующий нефтегазосборный трубопровод-лупинг от кустовой площадки №6 (проект 1825).

Диаметр проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принят по результатам гидравлического расчетов, которые представлены в п.1.4.6 Тома 4.6.1.1.

На протяжении всей трассы трубопровод прокладывается надземно на свайном основании, на отдельной эстакаде высотой не менее 1,2 м от поверхности земли до нижней образующей трубопровода в теплоизоляции. Промысловый трубопровод теплоизолируется скорлупами из пенополиуретана толщиной 100 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм. При переходах через автодороги предусмотрена надземная прокладка трубопровода на пролетном строении.

Схема принципиальная системы сбора Западно-Хоседаюского месторождения приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-001.

Схема принципиальная технологическая линейной части представлена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-002.

1.7.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы являются промышленными и проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с требованиями таблицы 1 п.6.2 ГОСТ Р 55990-2014 транспортируемый продукт относится ко 2 категории.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы в соответствии с требованиями п.7.1.3 и Таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 относятся к III классу категории С, так как на протяжении всей трассы трубопроводы прокладываются по участкам распространения просадочных многолетнемерзлых грунтов.

Проектируемые дренажные трубопроводы от камеры запуска СОД до дренажной емкости относятся к технологическим и проектируются в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», а также в соответствии с Приказом №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". В соответствии с ТР ТС 032/2013 группа рабочих сред в технологических трубопроводах принята 1. Категория дренажных трубопроводов до задвижек камер СОД принята 2, остальные технологические трубопроводы не нормируются (таблица 8 Приложения 1 к настоящему техническому регламенту).

Материальное исполнение и защита от коррозии промышленных трубопроводов приведены в разделе 2.

1.7.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта

Максимальная пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с заданием на проектирование «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов».

Показатели добычи нефти и жидкости для проектируемых скважин на кустовых площадках №№ 8-бис, 17 представлены в Томе 4.6.1.1, в разделе 1.4.6, п.1.4.6.2 Таблица 1.13.

Состав перекачиваемой продукции представлен в таблицах 1.14, 1.15 (Том 4.6.1.1, п.1.4.6.2).

- давление в точке подключения при осуществлении врезки не должно превышать расчетное давление существующих нефтегазосборных трубопроводов, равное 4,0 МПа;
- температура перекачиваемой среды – 19,7 °С ÷ плюс 20,0 °С.

В связи с этими требованиями расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов принято равным 4,0 МПа (изб.).

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный. Расчетное время работы 8760 ч/год.

Срок эксплуатации проектируемых сооружений – 20 лет, нормативный срок эксплуатации трубопроводов – 20 лет.

1.7.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Проектом предусмотрено строительство линейной части промышленных трубопроводов:

– Лупинг нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения для транспорта продукции от скважин кустов № 8-бис, №6, №8 до узла групповых подключений на УПСВ-3 Западно-Хоседаюского месторождения. Протяженность $L=2200$ м, диаметр DN250, расчетное давление - $P_r=4,0$ МПа;

– Перемычка от нефтегазосборного трубопровода-лупинга DN200 от АГЗУ куста №6 на камеру запуска СОД DN250 для возможности направления продукции от кустов №6 и №8-бис по трубопроводу-лупингу DN250 на УПСВ-3. Протяженность $L=2$ м, диаметр DN150, расчетное давление $P_r=4,0$ МПа. Для подключения к существующему нефтегазосборному трубопроводу-лупингу DN200 от АГЗУ куста №6 предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 200-40;

– Нефтегазосборный трубопровод от МФР куста №8-бис до точки подключения в существующий нефтегазосборный трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения для транспорта продукции от проектируемых скважин куста №8-бис. Диаметр проектируемого нефтегазосборного трубопровода – DN150, расчетное давление - $P_r=4,0$ МПа, протяженность - $L=130$ м. Для подключения к существующему нефтегазосборному трубопроводу-лупингу от куста скважин №6 предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 150-40.

– Перемычка между выкидными трубопроводами от АГЗУ куста №8 и от МФР куста №8-бис, протяженность $L=6,5$ м, диаметр DN150, расчетное давление - $P_r=4,0$ МПа. Для подключения к существующему нефтегазосборному трубопроводу от куста скважин №8 предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 150-40.

– Нефтегазосборный трубопровод от МФР куста №17 до точки подключения в существующий нефтегазосборный трубопровод DN250 «Кустовая площадка №10 - УПСВ-3» для транспорта продукции от проектируемых скважин куста №17. Диаметр проектируемого нефтегазосборного трубопровода – DN150, расчетное давление - $P_r=4,0$ МПа, протяженность $L=210$ м. Для подключения к существующему нефтегазосборному трубопроводу «Кустовая площадка №10 - УПСВ-3» предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 150-40;

– Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС», протяженность $L=5$ м, диаметр DN100 и DN80, расчетное давление - $P_r=4,0$ МПа. Предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 80-40 – 2 шт., КОП 100-40 – 1 шт. и ЗКЛ 150-40 – 1 шт.;

– Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС», протяженность $L=8$ м, диаметр - DN150, расчетное давление - $P_r=4,0$ МПа. Предусмотрена установка переходных тройников 150-80 при врезке в существующий трубопровод от кустовой площадки №8 и монтаж ЗКЛ 80-40 – 2 шт., КОП 150-40 – 1 шт. На действующем нефтесборном трубопроводе DN300 «УПСВ-3 – ЦПС» предусмотрена холодная врезка без остановки процесса с монтажом ЗКЛ 200-40.

Диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приняты по результатам гидравлического расчета, который представлен в разделе 1.4.6 Том 4.6.1.1.

Выбор трассы нефтегазосборного трубопровода выполнен из условия минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде и обеспечения высокой надежности и безаварийности в период эксплуатации.

Способ прокладки трубопроводов – надземный.

Профиль трассы трубопровода принят с учетом допустимого радиуса изгиба трубопровода, рельефа местности.

Для компенсации температурных деформаций по трассе трубопровода предусмотрена установка трапециевидных компенсаторов. Горизонтальные и вертикальные углы поворота по трассе нефтегазосборного трубопровода выполняются гнутыми отводами с радиусом не менее 5DN. Компенсаторы предусматриваются размером 24 м, с отводами 45°. Количество, расположение и конструкция компенсаторов определяется по результатам анализа тепловых расширений.

План проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст № 8 до поворота на куст № 1 Западно-Хоседаюского месторождения приведен в Томе 2.2 чертежи ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-02.ППО.00.02.00-002, 003, 004.

Профиль проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст № 8 до поворота на куст № 1 Западно-Хоседаюского месторождения приведен в Томе 2.2 чертежи ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-02.ППО.00.02.00-005, 006, 007. Профиль проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста №17 до точки подключения нефтегазосборный в трубопровод «Кустовая площадка №10 - УПСВ-3» приведен в Томе 2.2 чертеж ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-02.ППО.00.02.00-009.

Для прокладки надземных трубопроводов применены хомутовые корпусные опоры по типу ОСТ 36-146-88 длиной 340 мм. Ширина подкладного листа на траверсе предусмотрена не менее 150 мм.

В соответствии с п. 9.5.4 ГОСТ Р 55990-2014 для электроизоляции надземных нефтегазосборных трубопроводов от опор предусмотрена установка прокладки на трубу под хомуты - пластина прессованная из фторопласта Ф-4, S=2 мм.

Для предотвращения падения трубопроводов, на траверсах предусмотрены упоры.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов устанавливается охранная зона. Охранная зона проектируемого трубопровода устанавливается на основании требований п. 4.1 «Правила охраны магистральных трубопроводов» и составляет 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Для осуществления периодической механической очистки от примесей и скоплений воды с целью защиты от коррозии и парафиноотложений на проектируемом лупинге нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст № 8 до поворота на куст № 1 Западно-Хоседаюского месторождения предусмотрена площадка узла запуска СОД DN250. Камера запуска СОД (31-D-СОД-001) демонтируется с площадки узла запуска СОД проекта 1825 и устанавливается на новую (проектируемую) площадку узла запуска СОД данного проекта. Узел приема СОД DN250 (31-D-СОД-002) (существующий) расположен на совмещенной площадке узлов приема СОД в конце действующего нефтегазосборного трубопровода с кустов №№ 1, 7 в районе УПСВ-3 (проект 1825).

Углы поворота трассы нефтегазосборного трубопровода, на котором предусматривается пропуск очистных и диагностических снарядов, выполняются отводами горячего гнутья с радиусом изгиба 5DN. Углы поворота трассы нефтегазосборного трубопровода, на которых не предусмотрен пропуск очистных и диагностических устройств, выполняются отводами радиусом изгиба 1,5DN.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, таблица 6, приняты следующие расстояния от проектируемого нефтегазосборного трубопровода до сооружений:

- до подошвы подъездной автодороги – не менее 10 м (согласно п.10 Группа Л);
- до ВЛ – не менее высоты опоры ВЛ (согласно п.14).

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов до существующих трубопроводов принято равным не менее 3 м.

Для контроля за техническим состоянием трубопроводов и технологического оборудования предусматривается комплексная система мониторинга за коррозией. Узлы системы мониторинга за коррозией (УКК) расположены в начале и в конце трассы проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода на узлах запуска/приема СОД. Узел контроля коррозии (УКК) предназначен для замера скорости коррозии и отбора проб для анализа транспортируемой продукции. УКК обеспечивает мониторинг процесса коррозии контролируемого участка трубопровода (при необходимости возможен контроль в режиме реального времени) на всех режимах функционирования трубопровода, включая нестационарные режимы и режим остановленной перекачки. Для контроля за скоростью коррозии на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе установлен гравиметрический датчик коррозионного мониторинга. Гравиметрический метод измерения скорости коррозии заключается в экспозиции в коррозионной среде образцов-свидетелей коррозии (ОСК), изготовленных с соблюдением определённых требований, с последующим определением убыли массы ОС и глубин местных коррозионных поражений. Гравиметрический метод позволяет оценить средние за период экспозиции показатели скорости общей и локальной коррозии.

Опознавательная окраска трубопроводов соответствует требованиям ГОСТ Р 71918-2024. Опознавательная окраска на трубопроводах наносится поверх всех покрытий в соответствии с требованиями ГОСТ Р 71918-2024.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы проектируются из трубы стальной бесшовной горячедеформированной из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52.

Сведения о монтаже и сварке трубопроводов указаны в разделе 2 п. 2.6. «Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов».

Материальное исполнение и типоразмер труб представлен в разделе 2 п. 2.4 «Материальное исполнение».

Для защиты надземных участков трубопроводов от коррозии применяются специальные системы покрытий, конструкции которых приведены в разделе 2 п. 2.7 «Защита от коррозии».

Данным проектом предусматривается теплоизоляция нефтегазосборного трубопровода полуцилиндрами из пенополиуретана толщиной 100 мм по ТУ 23.99.19-007-06016887-2019. В качестве кровельного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В соответствии с п. 9.5.4 ГОСТ Р 55990-2014 для электроизоляции надземного нефтегазопровода от опор предусмотрена установка прокладки на трубу под хомуты - пластина прессованная из фторопласта Ф-4, S=2 мм.

По трассам нефтегазосборного трубопровода устанавливаются километровые и опознавательные знаки в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014:

Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Километровые знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м. Знаки выполняются в соответствии с принятым шаблоном в Обществе.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- в местах пересечения с автомобильными дорогами;
- на пересечениях трубопровода с коммуникациями;
- на переходах через водные преграды.

В соответствии с п.п. 955, 956 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» трасса нефтегазосборного трубопровода на местности обозначается щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте 1,5-2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими

промысловыми трубопроводами и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается на его оси. На щите-указателе должны быть приведены следующие сведения:

- назначение, наименование ПТ или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси ПТ от основания знака;
- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы);
- охранная зона ПТ;
- телефоны организации, эксплуатирующей ПТ.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов устанавливается охранная зона в соответствии с п. 910 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15.12.2020 г. №534 и п.4.1 "Правил охраны магистральных трубопроводов", и составляет 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Таким образом, принятые проектные решения системы сбора обеспечивают:

- полную герметизацию технологического процесса;
- надежность эксплуатации промысловых трубопроводов;
- транспорт добываемой продукции от кустов скважин до узла запуска СОД и до точек врезки в трубопроводы.

Оборудование, трубы, запорная арматура, их качество и материальное исполнение выбраны в зависимости от климатического исполнения, свойств и рабочих параметров транспортируемой среды, требований Заказчика.

1.7.4.1 Узел запуска средств очистки и диагностики

Для обеспечения возможности проведения периодической очистки, диагностики трубопровода и контроля его технического состояния предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики.

Узлы запуска и приема СОД предназначены для удаления отложений (шлама, парафинов) во время пуска в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, а также для проведения внутритрубной диагностики внутренней полости трубопровода.

Частота операций по очистке в процессе эксплуатации нефтегазосборных трубопроводов определяется регламентом эксплуатирующей организации.

В соответствии с п. 9.1.11 ГОСТ Р 55990-2014, для исключения попадания внутритрубных устройств в ответвления трубопроводов с диаметрами, равнозначными основному трубопроводу, применяется тройник с решеткой. Тройники с решетками устанавливаются на узлах СОД.

Рабочее давление для камеры запуска очистных устройств (СОД) – 4,0 МПа.

Узел запуска СОД размещен на открытой площадке с ограждением, расположенной на свайном основании, на высоте не менее 1,5 м. К площадке обеспечивается подъезд.

Узел запуска СОД расположена на открытой площадке в составе промыслового трубопровода, поэтому трубопроводы на площадке запуска СОД относятся к промысловым и регламентируются ГОСТ Р 55990-2014. Трубопровод дренажа камеры, которые не соединены непосредственно с промысловым трубопроводом, и нужны для выполнения технологических операций, являются технологическими трубопроводами, и регламентируются требованиями ГОСТ 32569-2013.

Камера запуска СОД DN250 31-D-СОД-001 демонтируется с площадки узла запуска СОД проекта 1825 и устанавливается на новую площадку узла запуска СОД данного проекта.

Узел камеры запуска СОД 31-D-СОД-001 DN250 расположен в начале трассы проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст № 8 до поворота на куст № 1 Западно-Хоседаюского месторождения.

План площадки узла запуска СОД приведен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-003.

Схема принципиальная технологическая линейной части приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-002.

Узел камеры приема СОД 31-D-СОД-002 DN250 (существующий) расположен на совмещенной площадке узлов приема СОД в конце действующего нефтегазосборного трубопровода с кустов №№ 1, 7 районе УПСВ-3 (проект 1825).

Узел камеры запуска СОД предусмотрен перед подключением к существующей инфраструктуре.

Камера приема СОД предназначена для приема очистного и диагностического устройства в нефтегазосборных трубопроводах системы сбора.

Камеры запуска и приема СОД предусмотрены в блочно-комплектном исполнении с применением быстроразъемного затвора, оборудованного предохранительным устройством, исключающим возможность его открывания при наличии избыточного давления в камере.

Продувка камеры инертным газом или пропарка осуществляется от передвижной техники. Дренаживание камеры СОД осуществляется после завершения операции по приёму СОД и отключения её от промышленного трубопровода при открытом воздушнике.

Площадка камеры запуска СОД не канализуемая. Дренаж от проектируемой камеры запуска СОД осуществляется в проектируемую подземную дренажную емкость $V=8 \text{ м}^3$ ЕД-001. Дренаж от существующего узла приема СОД (31-D-СОД-002 DN250) осуществляется в существующую подземную дренажную емкость.

Дренажные линии камер запуска СОД надземные, в теплоизоляции.

Проектируемые дренажные трубопроводы от камеры запуска СОД до дренажной емкости $V=8 \text{ м}^3$ и трубопроводы продувки камеры относятся к технологическим и проектируются в соответствии ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные», а также в соответствии с Приказом №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". В соответствии с ТР ТС 032/2013 группа рабочих сред в технологических трубопроводах принята 1, категория дренажных трубопроводов до задвижек камер СОД принята 2, остальные технологические трубопроводы не нормируются. (таблица 8 Приложения 1 к настоящему техническому регламенту).

На площадке камер запуска и приема СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка нефтегазовой смеси, минуя камеру запуска/приема СОД;
- прием очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах узлов запуска/приема СОД:
 - а) заполнение продуктом камер из трубопровода во время операций приема снарядов;
 - б) отключение камеры от трубопровода;
 - в) опорожнение камеры в дренажные емкости;
 - г) подача пара или инертного газа во внутреннюю полость камеры СОД.

Все применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, позволяющему его размещение на открытом воздухе без укрытий.

Взрывоопасная зона, категория и группа взрывоопасной смеси по Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) для площадок СОД принята В-1г, при этом категория и группа взрывоопасной смеси для трубопровода принята IIА-ТЗ.

Размеры взрывоопасных зон (в том числе для пространств внутри закрытых помещений, вокруг дыхательной арматуры, внутри емкостного оборудования, вокруг запорной арматуры) принимаются согласно п.149 и Приложения №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- Зона 0 – $R=1,5$ м для открытых пространств вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы; пространство внутри открытых и закрытых технических устройств, и емкостей, содержащих нефть;
- Зона 1 - открытые пространства радиусом 1,5 м от зоны 0 для открытых пространств вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы;
- Зона 2 - $R= 5$ м для открытых пространств вокруг окончания отводов газа из емкостей; $R= 3$ м для открытых пространства вокруг закрытых технических устройств, оборудования.

Электрооборудование в закрытых помещениях имеет маркировку взрывозащиты не менее 1ExdeIIATЗ. Электрооборудование на открытых площадках (клеммные коробки, светильники) имеют маркировку взрывозащиты не менее 2ExdeIIATЗ.

Для контроля за техническим состоянием трубопровода на узлах СОД в начале и в конце трассы проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода предусматривается система мониторинга за коррозией (УКК). Применяются узлы мониторинга коррозии с образцами свидетелями коррозии пластинчатого типа в гравиметрическом исполнении. Расположение узлов системы мониторинга коррозии приведено на схеме принципиальной технологической промышленного трубопровода, чертеж ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-002.

Надземные участки трубопроводов камеры запуска СОД теплоизолируются полуцилиндрами из минеральной ваты по ГОСТ 23208-2003 толщиной 100 мм. Покровный слой – сталь оцинкованная по ГОСТ 14918-2020.

Площадка узла запуска СОД DN250 на проектируемом лупинге нефтегазосборного трубопровода DN250 от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 представлена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-003.

Оборудование и технические устройства, применяемые при обустройстве, должны иметь декларацию соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011 по схеме 5д либо сертификат соответствия по схеме эквивалентной схеме 5д, либо нижеприведенным регламентам по отдельности:

- ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования";
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Оборудование должно быть сертифицировано в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза и должно иметь сертификаты:

- сертификат соответствия требованиям технического регламента;
- сертификат соответствия системе сертификации требованиям стандарта ГОСТ Р;
- сертификат соответствия пожарной безопасности (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (статья 145).

1.7.4.2 Дренажная емкость

Для опорожнения камеры запуска СОД на лупинге нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 предусматривается проектируемая подземная дренажная емкость объемом 8 м³. В данную емкость по отдельному технологическому трубопроводу DN50 производится сброс дренажа от узла запуска СОД 31-D-СОД-001.

Установка дренажной емкости – подземная, с опорой на монолитный железобетонный ложемент.

Регламентные и ремонтные работы, для которых требуется сброс газа и опорожнение трубопроводов от камер СОД в дренажную емкость, должны проводиться при погодных условиях, исключающих грозу.

Площадка предусматривается не канализуемая, без покрытия, без ограждения.

Емкость оснащается свечой рассеивания DN100, высотой не менее 5 м, на конце которой устанавливается клапан дыхательный, совмещенный с огнепреградителем типа СМДК. Откачка продукции из дренажной емкости осуществляется насосом в составе передвижной техники.

На емкости также предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением (БРС).

Дренажная емкость поставляется в комплекте с теплоизоляцией и лестницей для обслуживания внутренней полости емкости.

В емкости предусмотрен местный контроль минимального, максимального уровней.

Для защиты от коррозии подземной емкости предусмотрено внутреннее и наружное заводское антикоррозионное покрытие.

Емкости изготавливаются из стали 09Г2С с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.

Для защиты от почвенной коррозии подземных емкостей применить заводское антикоррозионное абразивостойкое эпоксидное мастичное покрытие. Общая толщина покрытия 400÷450 мкм.

Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

Для защиты внутренней поверхности дренажных емкостей от коррозии применить заводское эпоксидно-фенольное покрытие – два слоя толщиной по 150 мкм. Общая толщина покрытия 300 мкм.

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до +150 °С при пропарке. Гарантийный срок службы АКЗ не менее 20 лет.

Мероприятия по защите емкости от коррозии приведены в Разделе 2 п. 2.7.

1.7.4.3 Узлы подключения нефтегазосборных трубопроводов

На проектируемом нефтегазосборном трубопроводе от МФР куста №17 в конце трассы предусмотрен узел подключения в действующий нефтегазосборный трубопровод DN250 «Кустовая площадка №10 - УПСВ-3», запроектированный в проекте 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации», получивший положительное заключение ГГЭ № 395-10/СПЭ-1031/02 от 12.08.2010, № в реестре 00-1-4-3069-10. На узле подключения установлена отключающая арматура с ручным управлением DN150 PN40. Подключение отключающей арматуры к нефтегазосборному трубопроводу выполняется через усиливающий воротник без остановки процесса.

Давление в точке подключения при осуществлении холодной врезки не должно превышать расчетное давление существующего трубопровода, равное 4,0 МПа. Рабочее давление существующего трубопровода должно быть не более 2,5 МПа.

Узел подключения на нефтегазосборном трубопроводе от МФР куста №17 предусматривается без ограждения. Для обслуживания запорной арматуры предусмотрена несгораемая стационарная площадка обслуживания ПО-1 (габариты 1,7x0,9 м) с ограждением и лестницей, расположенная на свайном основании, на высоте 2,4 м. Её конструкция обеспечивает свободный доступ ко всем точкам запорной арматуры для ее периодического обслуживания.

В состав узла запорной арматуры входит оборудование КИПиА. До запорной арматуры с ручным приводом устанавливается манометр.

На проектируемом нефтегазосборном трубопроводе от проектируемого МФР куста №8-бис в конце трассы предусмотрен узел подключения в действующий нефтегазосборный

трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения (проект 1825) На узле подключения установлена отключающая арматура с ручным управлением DN150 PN40 – 1 шт. Подключение отключающей арматуры к нефтегазосборному трубопроводу выполняется через усиливающий воротник без остановки процесса.

Также на узле подключения установлены две отключающие задвижки с ручным управлением DN150 PN40 для врезки в действующий нефтегазосборный трубопровод DN150 от кустовой площадки №8 до точки врезки в существующий нефтепровод «КП-10 – УПСВ-3». Подключение отключающей арматуры к нефтегазосборному трубопроводу «КП-8 – т/п КП10-УПСВ-3» выполняется через тройник. Давление в точке подключения при осуществлении холодной врезки не должно превышать расчетное давление существующего трубопровода, равное 4,0 МПа. Рабочее давление существующего трубопровода должно быть не более 2,5 МПа.

Узел подключения на нефтегазосборном трубопроводе от кустовой площадки №8-бис предусматривается без ограждения. Для обслуживания запорной арматуры предусмотрены две несгораемые стационарные площадки обслуживания ПО-1 (габариты 0,9x0,9 м) и ПО-2 (габариты 1,7x0,9 м) с ограждением и лестницей, расположенные на свайном основании, на высоте 1,8 м. Их конструкция обеспечивает свободный доступ ко всем точкам запорной арматуры для ее периодического обслуживания.

В состав узла запорной арматуры входит оборудование КИПиА. До запорной арматуры с ручным приводом устанавливается манометр.

На перемычке между существующим нефтегазосборным трубопроводом-лупингом DN100 от кустовой площадки №8 до точки врезки в существующий трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» предусмотрена установка переходных тройников 150-80 при врезке в существующий трубопровод от кустовой площадки №8 и монтаж ЗКЛ 80-40 – 2 шт., КОП 150-40 – 1 шт. На действующем нефтесборном трубопроводе DN300 «УПСВ-3 – ЦПС» предусмотрена холодная врезка без остановки процесса с монтажом ЗКЛ 200-40.

На перемычке между существующим нефтегазосборным трубопроводом DN150 от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС», запроектированные в проекте 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации», получивший положительное заключение ГГЭ № 395-10/СПЭ-1031/02 от 12.08.2010, № в реестре 00-1-4-3069-10, предусмотрена установка переходных тройников 150-80 при врезке в существующий трубопровод от кустовой площадки №8 и монтаж ЗКЛ 80-40 – 2 шт., КОП 150-40 – 1 шт. На действующем нефтесборном трубопроводе DN300 «УПСВ-3 – ЦПС» предусмотрена холодная врезка без остановки процесса с монтажом ЗКЛ 200-40.

На перемычках в состав узла запорной арматуры входит оборудование КИПиА. До запорной арматуры с ручным приводом устанавливается манометр. Давление в точках подключения при осуществлении врезки не должно превышать расчетное давление существующего трубопровода, равное 4,0 МПа. Рабочее давление существующего трубопровода должно быть не более 2,5 МПа.

Для обслуживания запорной арматуры на перемычках предусмотрены две несгораемые стационарные площадки обслуживания ПО-1 (габариты 2,0x0,9 м) и ПО-2 (габариты 1,7x0,9 м) с ограждением и лестницей, расположенные на свайном основании, на высоте 1,2 м. Их конструкция обеспечивает свободный доступ ко всем точкам запорной арматуры для ее периодического обслуживания.

На перемычке от нефтегазосборного трубопровода-лупинга DN200 от АГЗУ куста №6 на камеру запуска СОД DN250 для подключения к существующему нефтегазосборному трубопроводу-лупингу DN200 от АГЗУ куста №6 предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 200-40.

Также на данном узле предусмотрена перемычка от нефтегазосборного трубопровода DN150 от кустовой площадки №8 до точки врезки в существующий трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» на камеру запуска СОД для возможности направления продукции от куста №8 по трубопроводу-лупингу DN250 на УПСВ-3. Предусмотрена холодная врезка без остановки процесса и монтаж ЗКЛ 150-40.

Для обслуживания запорной арматуры на перемычке предусмотрена несгораемая стационарная площадка обслуживания ПО-1 (габариты 2,0х0,9 м) с ограждением и лестницей, расположенная на свайном основании, на высоте 3,0 м.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые, полнопроходные. Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность затвора, соответствующую классу «А» по ГОСТ 9544-2015. Предусматривается установка фланцевой арматуры с заводской разделкой кромок. Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями. Арматура изготавливается из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены. Запорная арматура предусматривается климатического исполнения ХЛ1. В соответствии с п. 84 Приказа № 444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" вся арматура подлежит заводским испытаниям на прочность и плотность. Для теплоизоляции арматуры используются теплоизоляционные маты. Вся арматура заземляется.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва».

Узел подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №17 и узел подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №8-бис приведены на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-005.

Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом-лупингом DN100 от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» и перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 DN150 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» приведены на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-004.

Размещение узлов подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приведено на схеме принципиальной технологической линейной части, чертеж ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.02-002.

1.7.4.4 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

1.7.4.4.1 Переходы через автомобильные дороги

Автомобильные дороги, пересекаемые проектируемыми нефтегазосборными трубопроводами, являются внутрипромысловыми, некатегорированными.

Проектируемый лупинг нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8-бис до поворота на куст скважин №1 Западно-Хоседаюского месторождения пересекает существующую автомобильную дорогу на ПК21+54.8.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №17 до точки подключения пересекает существующую автомобильную дорогу IV-н категории к КП-17 на ПК1+54.0.

В связи с тем, что грунты по трассе проектируемых трубопроводов, в основном,

вечномерзлые, и, кроме этого, широкое распространение имеют такие опасные геологические процессы, как морозное пучение, заболачивание, термокарст, переходы проектируемых трубопроводов через автодороги выполнены надземно, на пролетном строении. Расстояние между низом строительных конструкций эстакады трубопроводов и проезжей частью автомобильных дорог составляет не менее 5,5 м. Строительство перехода через автомобильную дороги предусмотрено в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.5.2.

На переходах, проектируемых нефтегазосборных трубопроводов через автодороги устанавливаются специальные дорожные знаки, по всей трассе трубопроводов устанавливаются опознавательные знаки.

На автодорогах, на расстоянии по 100 м от оси перехода в каждую сторону устанавливаются дорожный знак «Остановка запрещена» и предупредительный знак «Осторожно! Нефтепровод!». Подробно правила расстановки знаков описаны в п.1.7.4.4.4.

Ведомость пересечения с автомобильными дорогами представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Ведомость пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами

№ п/п	Пикетаж по трассе	Наименование дороги	Угол пересечения, градусы	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой	Владелец, адрес, телефон, факс
Трасса эстакады нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 17 до точки подключения								
1	ПК1+54,0	автодорога	90	песок	17	12	-	-
Трасса лупинга нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст скважин №8-бис до поворота на куст скважин №1								
2	ПК21+54,8	автодорога	88	песок	15,4	11	-	-

1.7.4.4.2 Пересечения с коммуникациями

Переходы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов через коммуникации выполняются надземно.

Угол пересечения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принимается близким к 90° , но не менее 60° .

Участки трубопроводов в местах пересечения с коммуникациями в соответствии с требованиями таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 относятся ко категории С.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, таблица 6 в местах пересечения, сближения и параллельного следования проектируемых трубопроводов с линиями ВЛ наименьшее расстояние от заземлителя или опоры ВЛ до ближайшей точки трубопровода составляет не менее высоты опоры ВЛ.

В связи с тем, что грунты по трассам проектируемых эстакад, в основном, вечномёрзлые, сильнольдистые, все пересечения трубопроводов с линиями ВЛ выполнены надземно. На переходах проектируемые трубопроводы располагаются под линиями ВЛ.

Согласно п.2.5.280 ПУЭ (седьмое издание), во всех пролетах при пересечении проектируемых нефтегазосборных трубопроводов с линиями ВЛ, над трубопроводами предусматриваются защитное сетчатое ограждение, которое предназначено для предупреждения падения на трубопроводы оборванных проводов и опор ВЛ. Ограждение выступает по обе стороны от пересечения на расстояние, равное высоте опоры.

Проектируемый лупинг нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст скважин №8-бис до поворота на куст скважин № 1 на ПК0+60.40 пересекает существующую эстакаду. На ПК21+14.00, и ПК21+24.20 пересекает существующую ВЛ-10кВ.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №17 до точки подключения на ПК7+1.50 пересекает существующую эстакаду. На ПК0+54.40 пересекает существующую ВЛ-10 кВ, на ПК0+85.30 пересекает существующую ВЛ-110 кВ.

Ведомость пересечения с наземными коммуникациями представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Ведомость пересечения с наземными коммуникациями

Пикетаж по трассе	Отметка земли	Наименование линии	Количество пересекаемых проводов	Угол пересечения, градусы	Расстояние до левой опоры, м	Расстояние до правой опоры, м	Отметка нижнего провода	Отметка верхнего провода	Владелец, адрес, телефон, факс	Примечание
Трасса эстакады нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №17 до точки подключения										
ПК0+54,4	126,62	ВЛ-10кВ	3	90	21,6	28,4	136,03			
ПК0+85,3	126,59	ВЛ-110кВ	7	90	186,2	38,8	140,3	150,6		
ПК7+1,5	122,72	Эстакада: Н ст.159	-	89	0,2	3,6	-	-	-	Н ст.114, 2Н ст.159 $h_k=1,4$
Трасса лупинга нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст скважин №8-бис до поворота на куст скважин №1										
ПК21+14,0	100,85	ВЛ-10кВ	3	90	23	2,5	112,25	113,45		
ПК21+24,2	101,14	ВЛ-10кВ	3	89	22,6	7,5	110,14	111,40		
ПК0+60,4	123,00	Эстакада: Н ст.426, Н ст.273, Г ст.325, В ст.219	-	88	8,6	3,4	-	-	-	Н ст.426, Н ст.273, Г ст.325, В ст.219 $h_k=1,6$

1.7.4.4.3 Пересечения с водными преградами

Пересечения с водными преградами по трассе проектируемых нефтегазосборных трубопроводов отсутствуют.

1.7.4.4.4 Оповестительные знаки

Проектируемые промышленные трубопроводы обозначаются оповестительными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли.

На оповестительных знаках указан размер охранной зоны и минимальная глубина до верхней образующей, а также указана следующая информация:

- владелец коммуникации;
- наименование трубопровода, диаметр, протяженность, рабочее давление и его назначение;
- пикет установки знака;
- номера телефонов с кодом доступа через междугородную связь.

Оповестительные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Километровые знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м. Знаки выполняются в соответствии с принятым шаблоном в Обществе.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- в местах пересечения с автомобильными дорогами;
- на пересечениях трубопровода с коммуникациями;
- на переходах через водные преграды;
- в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м.

1.7.4.4.5 Прокладка трубопровода в сложных геологических условиях

Проектируемые промышленные трубопроводы пересекают участки с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ), обводненные и заболоченные территории, сейсмичность, наличие карстовых явлений.

Предусматривается надземная прокладка нефтегазосборных трубопроводов на высоте не менее 1,2 м от поверхности земли до нижней образующей трубопровода в теплоизоляции. Строительство и эксплуатацию сооружения на участке изысканий рекомендуется вести с сохранением грунтов основания в мерзлом состоянии (I принцип), возникает опасность многолетнего пучения.

При наличии многолетнемерзлых пород опасность при эксплуатации объекта также следует ожидать на участках повышенного снегонакопления на подходах к насыпи и ее склонах. В этом случае при залегании мерзлых грунтов у поверхности неизбежно повышение температуры грунтов и, как следствие, проявление процессов термокарста и заболачивание территории.

Учитывая непригодность исследуемых почв для рекультивации, а также заболоченный и обводненный характер местности участка изысканий, согласно п. 10.2 СП 45.13330.2017 плодородный слой допускается не снимать.

С целью снижения воздействия на мерзлотные условия района и сохранения естественного температурного режима мерзлых грунтов, предотвращения активизации неблагоприятных физико-геологических процессов при реализации намечаемой хозяйственной деятельности принят I принцип строительства (СП 25.13330.2020, п. 6.1.1), предусматривающий использование многолетнемерзлых грунтов в мерзлом состоянии с обязательным сохранением в ненарушенном состоянии мохорастительного (мохоторфяного) покрова в основании сооружений в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружений. Поэтому снятие плодородного слоя и соответственно рекультивация почв не проводится.

Выбор оснований и фундаментов сооружений должен осуществляться с учётом их минимального теплового и механического воздействия на мёрзлые грунты. Высота отсыпки должна исключить тепловое воздействие на грунты основания.

Все строительно-монтажные работы должны выполняться преимущественно в зимний строительный сезон при промерзании деятельного слоя на глубину, исключающую разрушение мохово-растительного покрова строительной техникой. Движение транспортной и строительной техники круглогодично допускается только по постоянным дорогам, а в зимний период – по специально подготовленным зимним технологическим дорогам.

При строительных работах следует сохранять температурный и влажностный режим многолетнемерзлых грунтов. Для предотвращения протаивания многолетнемерзлых грунтов следует максимально сохранять мохово-растительный покров и восстанавливать его путем высева злаков в пределах нарушенных участков.

Для предотвращения эрозионных процессов следует стремиться к сохранению естественной сети местного стока, а в случае ее нарушения следует производить восстановление стока. При производстве работ в летний период следует применять строгие противопожарные мероприятия, в том числе не допускать при работе на сухих торфяниках применения открытого огня, не разводить костры и не сжигать порубочные остатки; разведение открытого огня допускается только в специально оборудованных местах в соответствии с правилами противопожарной безопасности.

1.7.4.4.6 Испытания и очистка трубопроводов

До ввода в эксплуатацию проектируемые промышленные трубопроводы подвергаются очистке внутренней полости трубопровода от снега, льда, воды и загрязнений пропуском очистных поршней. Очистку трубопроводов проводят промывкой.

После очистки трубопровод подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность гидравлическим способом согласно требований раздела 13, п. 13.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов выполняются в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожарных и химически опасных производствах».

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промышленных трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Гидравлическое испытание трубопроводов рекомендуется проводить в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха.

При температуре окружающей среды трубопровода ниже 0°C допускается использовать жидкости, имеющие пониженную температуру замерзания (антифризы).

Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ.

На узлах СОД трубопроводы дренажа камер, которые не соединены непосредственно с промышленным трубопроводом и нужны для выполнения технологических операций, являются технологическими трубопроводами.

Все технологические трубопроводы испытываются гидравлическим способом.

Все работы по очистке полости трубопровода, испытанию на прочность и проверке на герметичность проводят согласно рекомендациям, приведенным:

– в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444, в разделах V.IV, V.V, V.VI, V.VII, V.VIII;

– в п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569-2013– для технологических трубопроводов на узлах СОД и дренажных трубопроводах.

Для всех технологических трубопроводов, за исключением дренажных, максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до проектного рабочего и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12ч. Давление в нижней точке должно быть равно гарантированному заводом испытательному давлению.

Для промысловых трубопроводов при определении давлений испытаний максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода (контроля качества сварных соединений физическим методом, закрепления трубопровода на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов).

По окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность, производят промывку и продувку трубопроводов с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги и выполняют обычно в период пусконаладочных работ. Продувка должна производиться под давлением равным рабочему, но не более 4,0 МПа.

Величины давлений, продолжительность испытаний трубопроводов на прочность, проверка их на герметичность и объем контроля сварных стыков приведены в таблице 1.3.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

Согласно требованиям ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.903 и требований таблицы 2 приложения №7 на период проведения испытаний трубопроводов определен размер опасных зон.

Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см в обе стороны от оси трубопровода, м – 75 м, Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м – 600 м.

Согласно п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусмотрена предпусковая внутритрубная приборная диагностика для участков, относящихся к наиболее опасным (на пересечении с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями, водными преградами). Предпусковую приборную диагностику выполнить силами подрядной организации. Диагностика проводится в составе всего трубопровода.

В соответствии с п.п.6.1.1, 6.1.5 СП 411.1325800.2018 проектом предусмотрена очистка полости трубопровода на всех этапах работы с трубой при транспортировании, погрузке, разгрузке и раскладке секций по трассе, сварке секций в нитку и укладке.

Согласно п.108 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 г. №534, по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение промыслового трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием ПТ. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

В соответствии с п. 28.7 СП 284.1325800.2016 комплексное опробование осуществляется эксплуатационным персоналом Заказчика с участием инженерно-технических работников генерального подрядчика, проектных и субподрядных монтажных организаций, а также персонала предприятий - изготовителей оборудования. Объем и порядок выполнения

работ по комплексному опробованию узлов и оборудования, количество необходимого эксплуатационного персонала, топливо-энергетических ресурсов, материалов, сырья определяются внутренними регламентами Заказчика. Комплексное опробование включает в себя пусконаладочные работы, выполняемые после производства индивидуальных испытаний и их приемки рабочей комиссией, связанные с комплексным опробованием всего трубопровода до приемки объекта в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

Таблица 1.3 - Испытания технологических и промышленных трубопроводов

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория группа по ГОСТ Категория группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			На герметичность, МПа	Примечания
					На прочность				
					Гидравлическим способом		Пневматическим способом		
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке			
Технологические трубопроводы (площадки СОД и дренажных емкостей)									
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД, от дренажной емкости	57х5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	<u>Аб, II</u> 2 (1 гр. среды)	10 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =0,2 (гидравлический)	Не испытывается	0,2	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013	
Трубопровод откачки из дренажной емкости в емкость передвижной техники	89х5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	<u>Аб, II</u> не нормируется (1 гр. среды)	10 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =0,2 (гидравлический)	Не испытывается	0,2	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013	

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория группа по ГОСТ Категория группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			На герметичность, МПа	Примечания
					На прочность				
					Гидравлическим способом		Пневматическим способом		
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке			
Трубопровод подачи пара в дренажную емкость	89x5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	<u>B, V</u> не нормируется (1 гр. среды)	10 (ультразвуковой или радиграфический метод)	1,43 P _{расч} =0,2 (гидравлический)		Не испытывается	0,2	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Промысловые трубопроводы									
Нефтегазосборный трубопровод	159x6 219x6 273x7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	C	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{зав}	1,25P _{раб} =4, 75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория группа по ГОСТ Категория группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			На герметичность, МПа	Примечания
					На прочность				
					Гидравлическим способом		Пневматическим способом		
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке			
Участок нефтегазосборного трубопровода, примыкающий к кусту скважин на расстоянии 150 м от обвалования	159х6 219х6 273х7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	С	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{зав}	1,25P _{раб} =4,75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21
Пересечения с трубопроводами и коммуникациями на длине 20 м в обе стороны от пересечения	159х6 219х6 273х7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	С	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{зав}	1,25P _{раб} =4,75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория группа по ГОСТ Категория группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			На герметичность, МПа	Примечания
					На прочность				
					Гидравлическим способом		Пневматическим способом		
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке			
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	159х6 219х6 273х7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	С	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{зав}	1,25P _{раб} =4,75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21
Переходы через внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	159х6 219х6 273х7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	С	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{зав}	1,25P _{раб} =4,75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория группа по ГОСТ Категория группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			На герметичность, МПа	Примечания
					На прочность				
					Гидравлическим способом		Пневматическим способом		
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке			
Переход трубопровода через несудоходные водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части с прилегающими к ним прибрежными участками не менее 25 м каждый	219х6 273х7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	С	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{ЗАВ}	1,25P _{раб} =4, 75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21
Прочие участки нефтегазопровода, кроме указанных выше	159х6 219х6 273х7	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52	С	100 (радиографический метод)	1,25P _{раб} = 4,75	P _{ЗАВ}	1,25P _{раб} =4, 75	P _{раб} =3,8	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21

Примечания:

1. Продолжительность испытаний технологических трубопроводов осуществить в соответствии с п.п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569 2013. При испытании на прочность испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут, после чего его снижают до расчетного, при

котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до расчетного и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

2. Испытание технологических трубопроводов на герметичность проводить гидравлическим способом. Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать расчетному давлению трубопровода.

3. В соответствии с п. 13.5 ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы помимо обычных испытаний на прочность и плотность подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность.

4. Продолжительность дополнительных испытаний для технологических трубопроводов составляет не менее 24 ч.

1.7.5 Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции

Гидравлический расчет системы сбора представлен в Томе 4.6.1.1, раздел 1.4.6.

1.8 Перечень мероприятий по энергосбережению

К показателям, характеризующим выполнение требований энергетической эффективности, относятся показатели, характеризующие годовые удельные величины расхода энергетических ресурсов.

С целью исключения нерационального расхода энергетических ресурсов проектом предусмотрены следующие решения:

- подбор оптимальных параметров для осуществления технологического процесса;
- применение оборудования с малой потребляемой мощностью;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности;
- применение процессов, не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала, высокий уровень автоматизации производственного процесса.

Мощность электроприводной арматуры на границе линейных трубопроводов принята с учетом вышеописанных требований.

Подробнее мероприятия по обеспечению энергетической эффективности приведены в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения».

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

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах. Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте на период строительства приведена в разделе 5 «Проект организации строительства».

Оборудование и технические устройства, применяемые при обустройстве, должны иметь декларацию соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011 по схеме 5д либо сертификат соответствия по схеме эквивалентной схеме 5д, либо нижеприведенным регламентам по отдельности:

- ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования";
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Оборудование сертифицировано в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза и должно иметь сертификаты:

- сертификат соответствия требованиям технического регламента;
- сертификат соответствия системе сертификации требованиям стандарта ГОСТ Р;
- сертификат соответствия пожарной безопасности (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (статья 145)).

1.10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Для проекта 1902 «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов» увеличение численности работников не требуется.

В основу разработки численности по обслуживанию месторождения был положен анализ количества и состава проектируемых сооружений промысла, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала в нефтяной и газовой промышленности с учетом автоматизации производственного процесса.

Формирование штатной численности обуславливается набором объектов и сооружений технологического назначения, производственной и социальной инфраструктур.

Организационная структура месторождения определяет состав и подчиненность производственных служб, участков, звеньев хозяйственных групп, их связь и взаимодействие в общей системе управления.

Для работников с вредными условиями труда установлен льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска. Права на льготные пенсии и дополнительные отпуска предоставляются в соответствии со следующими документами:

- Трудовой Кодекс РФ;
- постановление Кабинета Министров СССР от 26 января 1991 г. № 10 «Об утверждении списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение»;
- постановление Госкомтруда СССР и Президиума ВЦСПС от 25 октября 1974 г. № 298/П-22 «Об утверждении списка производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право на дополнительный отпуск и сокращенный рабочий день»;

В соответствии с «Перечнем вредных производственных факторов, при воздействии которых в профилактических целях рекомендуется употребление молока или других равноценных пищевых продуктов» после проведения аттестации рабочих мест работодателем определяется список работающих, которые будут получать молоко или другие равноценные пищевые продукты.

На основании статьи 27 Федерального закона от 17 декабря 2001 г. № 173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», пенсия по возрасту на льготных условиях назначается мужчинам по достижении возраста 50 лет и женщинам по достижении возраста 45 лет, если они проработали на работах с вредными условиями труда, соответственно, не менее 10 лет и 7 лет 6 месяцев и имеют страховой стаж, соответственно, не менее 20 и 15 лет.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ.

Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

Подробно сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в Томе 3.5 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.11 Перечень мероприятий, обеспечивающих требования по охране труда

Все проектные решения на месторождении направлены на обеспечение безопасности производства.

Безопасность производственного оборудования обеспечивается оснащением оборудования всеми предусмотренными средствами и системами безопасности (аварийной вентиляцией, предупредительной сигнализацией, системами пожаротушения, герметичностью оборудования и т.д.).

Обеспечение безопасности производственных процессов достигается приведением технологических и других производственных процессов в соответствие с требованиями технологических регламентов, стандартов безопасности труда, норм, правил и другой нормативной документации по охране труда, проверке соблюдения этих требований и внесения рекомендаций по совершенствованию работы в этой области, а также внедрением новых безопасных технологических процессов, средств механизации и автоматизации.

В связи с удаленностью проектируемого месторождения от населенных пунктов эксплуатация будет осуществляться вахтовым методом.

Для обслуживающего персонала предусмотрено специальное помещение.

Подробно перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов, приведены в Том 3.5 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – природного газа и газового конденсата, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками, объект – комплектом шланговых противогазов в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы транспорта продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ осуществляется по наряду допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 м. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ выполнить не менее 10 м. Баллоны с пропаном и кислородом находятся в вертикальном положении, надежно закрепляются не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ обеспечиваются необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию проектируемых трубопроводов при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

1.12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами

Автоматизированная система управления объектами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль и управление линейными объектами;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Задаaniem на проектирование, требованиями Заказчика.

В проекте приняты решения по автоматическому прекращению подачи продукции от проектируемого нефтегазосборного трубопровода с кустовых площадок № 8-бис, и № 17 с помощью электроприводной арматуры на выходе с кустов скважин 31-С08бис-ХV-001, 31-С17-ХV-001 соответственно. Решения по автоматическому прекращению подачи продукции от проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст № 8 до точки подключения в действующий нефтегазосборный трубопровод с кустов №№ 1, 7 до УПСВ-3 с помощью существующей охранной арматуры 31-D-PSD-ХV-001 и на УПСВ-3 Западно-Хоседаюского месторождения: 31-D-PSD-ХV-003, 31-D-PSD-ХV-004.

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в Томе 3.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.13 Описание проектных решений при реализации требований ФЗ «О транспортной безопасности»

В соответствии с п. 5 ст. 1 Федерального закона №16-ФЗ от 09.02.2007 г. «О транспортной безопасности», проектируемые сооружения объекта «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов» не относятся к объектам транспортной инфраструктуры.

Проектные решения по реализации требований ст. 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» не предусматриваются.

1.14 Описание решений по оснащению ремонтного хозяйства, его оснащённость

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации и обслуживания трубопровода на опасном производственном объекте и безопасность выполнения ремонтных работ:

- защита технологического оборудования от превышения давления;
- защита системы транспорта газа от понижения температуры продукта;
- наличие переносных устройств для контроля загазованности.

В проектных решениях учтены требования законодательных актов и нормативных документов, действующих на территории Российской Федерации.

Данным проектом не предусмотрено проектирование ремонтных мастерских.

Техническое обслуживание и мелкий ремонт промышленного газопровода предусматривается выполнять силами обслуживающего персонала промысла по добыче газа непосредственно на месте. При этом персонал должен быть оснащен необходимым набором металлорежущего, сварочного и другого оборудования и полным набором приспособлений, оснастки, инструментов, приборов диагностики и контроля для проведения профилактических работ и быстрого устранения неисправностей.

Сложные работы по капитальному ремонту предусмотрено выполнять на специализированных предприятиях, в том числе силами выездных ремонтных бригад этих предприятий.

Ремонтный персонал должен быть оснащен необходимым количеством СИЗОД (противогазы и другие средства) соответствующих марок и типов.

Рабочие места при выполнении ремонтных работ должны соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям, а также требованиям СП 2.2.3670-20.

Контроль за своевременным проведением необходимого ремонта и поверки контрольных средств измерений является частью производственного контроля. Подробнее сведения о производственном контроле приведены в Томе 3.5 «Организация условий труда работников. Управление производством и предприятием».

1.15 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений на проектируемом объекте подразделяются на:

- неорганизованные;
- организованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорной арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок.

К организованным источникам выбросов относятся:

- «воздушник» дренажных емкостей;
- вантузные задвижки на узлах запуска и приема СОД, запорной арматуры.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Томе 6 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.16 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений, в том числе:

- трубопроводы предусматриваются из сталей повышенной эксплуатационной надёжности;
- повышением надёжности трубопроводов и оборудования за счет комплекса мер: подбора труб и деталей, антикоррозионной защиты, испытаний;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности.

Проектными решениями предусмотрен контроль технологического процесса при помощи автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала.

1.17 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Основным источником образования отходов в период эксплуатации газопровода является производство ремонтных работ.

При эксплуатации проектируемых сооружений будут формироваться следующие виды отходов:

– огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании трубопровода.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 6 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии (взрывы, пожары, человеческие жертвы). Кроме того, возможны хищения материальных ценностей и перекачиваемой продукции.

Снижение вероятности возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций из-за противоправных действий внешних и внутренних нарушителей, неумышленных действий персонала объектов, а также предотвращение хищений материальных ценностей является основной задачей современных систем безопасности.

Обеспечение устойчивой и бесперебойной работы объектов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации рассматривается Правительством, как важная государственная задача по укреплению национальной безопасности страны.

Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов соответствуют требованиям нормативно-правовых документов:

– Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

– Федеральный закон от 21.07.11 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;

– СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

Мероприятия по противодействию терроризму разработаны в соответствии с требованиями п. 14 статьи 48 «Градостроительного кодекса Российской Федерации» от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ.

Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи инженерно-технических средств охраны и организационных мероприятий:

– устройств контроля и автоматики;

– контроля доступа в систему управления технологическим процессом;

– оперативной связи и оповещения;

– проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА.

Основным элементом инженерно-технических средств охраны, предназначенным для исключения случаев прохода лиц и проезда транспорта на охраняемый объект, является защитное ограждение.

Ограждение исключает случайный проход людей (животных), въезд транспорта, затрудняет проникновение нарушителей на охраняемую территорию.

Предусмотрено периметральное ограждение проектируемых технологических площадок линейной части (узел запуска СОД) и существующих площадок (узлы запуска/приема СОД, узлы охранной запорной арматуры, узел групповых подключений на УПСВ-3), состоящее из основного ограждения, выполненное из унифицированных сварных секций с прутками диаметром 5 мм, размер ячейки сетчатой панели 50x150 мм, высота панелей ограждения от планировочной отметки не менее 2,2 м. Для исключения возможности перелазы через основное ограждение, предусматривается дополнительное верхнее ограждение, выполненное из плоского барьера безопасности, диаметром 600 мм. Покрытие сварной секции выполнено методом горячего цинкования с последующим нанесением порошковой полимерной краски.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на проектируемых объектах и сооружениях являются:

- ежедневные обходы и осмотр территории на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

Подробнее сведения о контроле по противодействию террористическим актам приведены в Томе 10.3 «Перечень мероприятий по противодействию терроризму».

1.19 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента

Все технические решения при проектировании промышленных трубопроводов приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

Технологический регламент по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

1.20 Обеспечение безопасной эксплуатации линейных трубопроводов, определение периодичности осмотров, контроля, ревизий, обследований

Согласно требованиям п. 959 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534, периодичность и объемы проведения ревизии трубопроводов устанавливаются документацией эксплуатирующей организации в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации

аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.

При этом первая ревизия вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов должна быть проведена не позже чем через один год после начала эксплуатации.

Согласно требованиям, п. 988 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» периодические испытания трубопроводов на прочность и герметичность должны проводиться:

- для оценки технического состояния трубопровода, на котором отсутствует или ограничена возможность применения методов неразрушающего контроля с периодичностью проведения ревизий после аварий;

- после замены участка трубопровода при капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении.

Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

При обходах, объездах и облетах должны соблюдаться соответствующие правила безопасности.

Трубопроводы должны подвергаться, контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Периодичность диагностики устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопровода.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов».

Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

2.2 Общие положения

2.2.1 Технологические трубопроводы

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ 32569-2013 по методике ГОСТ 32388-2013, представленной в данном документе.

2.2.2 Промысловые трубопроводы

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения промысловых трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 по методике, представленной в данном документе.

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 53 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 34 °С;
- Средняя температура самой холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 42°С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

Согласно рекомендациям НТД выбор материального исполнения трубопроводов (трубы, детали, арматура) выполнялся на основании следующих данных:

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H₂S, CO₂, O₂). Степень агрессивного воздействия и прогнозируемая скорость коррозии определены согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и

реконструкции объектов нефтяных месторождений». Нефтегазовая смесь с пластовой водой является среднеагрессивной средой (таблицы 5 РД 39-0147103-362-86). В соответствии с таблицей 2 РД 39-0147103-362-86 коррозионное проникновение для среднеагрессивных сред находится в пределах от 0,1 до 0,5 мм/год. Скорость коррозии трубопроводов, в условиях транспортируемых сред, не превышает 0,1 мм/год. Исходя из данных условий и назначенного срока эксплуатации трубопровода не менее 20 лет, а также при применении труб повышенной коррозионной стойкости, систем ингибирования и мониторинга коррозии, прибавка на коррозию к толщине стенки труб составит 2,0 мм.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

а) для технологических трубопроводов:

– за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;

– за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям п. 4.7 ГОСТ 32569-2013 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

б) для промысловых трубопроводов:

– за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;

– за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты стальные бесшовные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надёжности 13ХФА класса прочности не ниже K52.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ 32569-2013, ГОСТ Р 55990-2014 изготовленных из стали того же класса прочности.

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость)
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $S_{эКВ}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{с.м}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в

процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 21% для бесшовных.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, ГОСТ Р 55990-2014 все трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 30 Дж/см² при температуре минус 60°С;
- на образцах KCV не менее 20 Дж/см² при температуре минус 60°С.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев, должно соответствовать по марке стали и классу прочности материалу трубы, на которой они установлены. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надёжности рекомендуется применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности класса прочности не ниже K52.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для соединения трубопроводов с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами рекомендуется применять фланцы стальные приварные встык (тип 11) по ГОСТ 33259-2015 исполнение В для давления до 1,6 МПа и исполнения Е-F для давления 4,0 МПа из стали 13ХФА.

Прокладки во фланцевых соединениях применять спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев.

2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применять из малоуглеродистой низколегированной хладостойкой стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применять из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применять из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать ГОСТ 33260-2015. Для трубопроводов применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали (20ГЛ, 09Г2С и другие) с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 19,6 Дж/см².

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений не должен присутствовать асбест. Приемлемы различные типы уплотнений, но предпочтительно использовать уплотнения манжетного типа вместо набивочных уплотнений.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.4.5 Металлоконструкции

Для прокладки надземных трубопроводов применяются корпусные хомутовые опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству).

В случае превышения допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применять опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

В данном разделе выполнен расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходные данные для трубопроводов

Диаметр, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
Технологические трубопроводы						
50	A(б), II	Дренажный трубопровод	0,2	+10...+20	–	–
Промысловые трубопроводы						
80	С	Нефтегазосборный трубопровод	4,0	+10...+20	–	–
100						
150						
200						
250						
150	С	Трубопровод обвязки камер запуска/приема СОД	4,0	+10...+20	–	–
200						
250						

Характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_p , МПа	Сопротивление разрыву σ_b , МПа
13ХФА	K52	372	510

2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

Расчетная толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле 7.1:

$$s_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |p|}$$

где s_R – расчётная толщина стенки, мм;
 p – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;
 D_a – наружный диаметр трубопровода, мм;
 $[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;
 φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении,

Допускаемое напряжение при расчёте соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min \left[\frac{\sigma_6}{2,4}, \frac{\sigma_p}{1,5} \right],$$

где σ_p – предел текучести, МПа;
 σ_6 – временное сопротивление разрыву, МПа;

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов s определяется из условий (5.7), (5.8) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

$$s \geq s_{min} + C_2,$$

где C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;
 C_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;
 s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно формуле (5.11) ГОСТ 32388-2013:

$$[s] = \max(s_R + C_1; s_{min}).$$

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная S	Принятая
57	0,2	212,5	12,5	0,03	0,62	2	1,50	3,50	5

2.5.3 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов

Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, производится в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», разделом 12.2.1.1:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\};$$

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u},$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y},$$

где $\gamma_{fp} = 1,15$ – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014);
 p – рабочее давление;
 D – наружный диаметр трубопровода, мм;
 R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;
 R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетные сопротивления по прочности и текучести определяются по формулам (12.1), (12.2) ГОСТ Р 55990-2014:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u;$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;
 σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;
 γ_d – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;
 γ_{mu} – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;
 $\gamma_{my} = 1,15$ – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый согласно п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014;
 $\gamma_n = 1,1$ – коэффициент надёжности по ответственности трубопроводов (пункт 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промышленных трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта толщины стенки промышленных трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм				
D , мм	Категория					t_y	t_u	Наименьшая (критическая) толщина, мм	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
89	C	4,0	0,767	225,55	254,01	0,91	0,81	2,00	3,00	5
114	C	4,0	0,767	225,55	254,01	1,16	1,03	2,00	3,16	5
159	C	4,0	0,767	225,55	254,01	1,62	1,44	2,50	3,62	6
219	C	4,0	0,767	225,55	254,01	2,23	1,98	2,50	4,23	6
273	C	4,0	0,767	225,55	254,01	2,78	2,47	3,00	4,78	8

2.5.4 Расчёт срока службы технологического трубопровода

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии (формула Д.8 ГОСТ 32388-2013):

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c};$$

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;
 s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;
 c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.5 .

Таблица 2.5 – Результаты расчёта ресурса технологического трубопровода

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	C_1 , мм	S_R , мм	[s]*	V_c , мм/год	τ , лет
57	5	0,2	372	510	0,62	0,03	1,50	0,1	28

* если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ32388-2013

Согласно результатам, представленным в таблице 2.5 , расчетный ресурс трубопровода превосходит назначенный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

2.5.5 Расчёт срока службы промышленных трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации выполнен в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии по формуле:

$$T_r = \frac{t_{nom} - t_{отб}}{V_{кор}};$$

где t_{nom} – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

$t_{отб}$ – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, мм;

$V_{кор}$ – расчетная скорость коррозии для трубопроводов водогазонефтяной смеси 0,1 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.6 .

Таблица 2.6 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Отбраковочная толщина, мм	T_r , лет
89	5	4,0	372	510	2,00	30
114	5	4,0	372	510	2,00	30
159	6	4,0	372	510	2,50	35
219	6	4,0	372	510	2,50	35
273	8	4,0	372	510	3,00	50

Согласно результатам, представленным в таблице 2.6 , расчетный ресурс трубопроводов превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

2.5.6 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.7 . Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.7 - Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов

DN	Наименование участка трубопровода	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Группа, категория	D × S, мм	Тип трубы, материал
Промысловые трубопроводы						
80	Нефтегазосборный трубопровод	4,0	+10...+20	С	89×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52
100					114×5	
150					159×6	
200					219×6	
250					273×8	
150	Трубопровод обвязки камер запуска/приема СОД	4,0	+10...+20	С	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52
200					219×6	
250					273×8	
Технологические трубопроводы						
50	Дренажный трубопровод	0,2	+10...+20	А(б), II	57×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52

2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки и требованиям ГОСТ 32569-2013, ГОСТ Р 55990-2014, СП 406.1325800.2018 и ВСН 006-89.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры»;
- для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

Строительство стальных трубопроводов производить согласно технологическим картам с применением следующих видов сварки:

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;
- автоматической и механизированной в защитных газах;
- автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- автоматической дугоконтактной.

Выбор конкретного вида сварки, осуществляется подрядчиком в зависимости от условий строительства.

В целях снижения затрат и повышения производительности работ рекомендуется применять автоматические и механизированные виды сварки труб. Ручная дуговая сварка допускается при технической невозможности использования механизированных способов сварки.

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

– для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;

– Для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для сварки труб применяется ручная электродуговая сварка. Рекомендуемые к применению электроды:

– для сварки труб из низколегированных сталей и металлоконструкций рекомендуются электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

– для сварки труб из сталей повышенной эксплуатационной надежности рекомендуется применять электроды типа Э-50А, AWS E7015, AWS E7018 по ГОСТ 9467-75.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

– Ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– Твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

Контроль сварных соединений промышленных трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется 100% радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией, выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

2.7 Защита от коррозии

Защита трубопроводов, аппаратов, резервуаров и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, вида и параметров транспортируемых веществ.

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры, оборудования с теплоизоляцией применить эпоксидное покрытие – один слой толщиной 200 мкм. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. Покрытия должны выдерживать кратковременные повышения температуры при пропарке до 150 °С.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Рекомендуется степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014. Качество подготовки металлической поверхности должно быть проконтролировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

Работы по подготовке антикоррозионных материалов и их нанесения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

Контроль качества ЛКП осуществляют после его полного отверждения согласно технической документации на ЛКП. Контролю подлежат, как минимум, внешний вид покрытия, его толщина, сплошность покрытия и адгезия.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 Градостроительный кодекс Российской Федерации, от 29.12.2004 №190-ФЗ.
- 2 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изм-ми на 15.09.2023 г.).
- 3 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.
- 4 Федеральный закон от 21 июля 1997 г № 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. №534.
- 6 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536.
- 7 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
- 8 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.
- 9 «Правила противопожарного режима в РФ» утв. постановлением Правительства РФ, №1479 от 16.09. 2020 г. (с изменениями и дополнениями);
- 10 Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 15.04.2016 г. №248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».
- 11 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 12 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 13 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 14 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования к безопасности.
- 15 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 16 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 17 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 18 ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности.
- 19 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 20 ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 21 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 22 ГОСТ 15180-86. Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры.
- 23 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 24 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.

- 25 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 26 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 27 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 28 ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие условия.
- 29 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
- 30 ГОСТ 23208-2022 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.
- 31 ГОСТ 27772-2021. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия.
- 32 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 33 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах».
- 34 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 35 ГОСТ 33260-2015 Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов».
- 36 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
- 37 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 38 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 39 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
- 40 ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.
- 41 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976 г.
- 42 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979 г.
- 43 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 44 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 45 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 46 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 47 ГОСТ 9573-2012 Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные. Технические условия.
- 48 ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- 49 ОК 016-94 «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».
- 50 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 51 ПУЭ Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г.).

- 52 ПУЭ, седьмое издание, 2003 г. Правила устройства электроустановок.
- 53 РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности».
- 54 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
- 55 РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».
- 56 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
- 57 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования и дополнение к «Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров» в части Раздел 2.1, Гипрокаучук 01.01.1991.
- 58 РТМ 36.22.13-90 «Системы автоматизации. Монтажно-технологические требования к проектированию».
- 59 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 60 СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
- 61 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 62 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 63 СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003. Минрегион России, Москва, 2012.
- 64 СП 131.13330.2020. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, приказ №859/пр от 24.12.2020.
- 65 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80* (введен с 18.03.2020 г.)».
- 66 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
- 67 СП 25.13330.2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 915/пр от 30.12.2020.
- 68 СП 28.13330.2017, Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии».
- 69 СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности.
- 70 СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 71 СП 48.13330.2019, Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 «Организация строительства».
- 72 СП 52.13330.2016, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
- 73 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Минрегион России, Москва, 2012.
- 74 СП 72.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».
- 75 СП 75.13330.2011, СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

76 СП 77.13330.2016, Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации».

77 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» (Приказ МЧС России от 17.06.2015 № 302).

78 СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования».

79 СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

80 ISO 12944-2:1998 Лаки и краски – Защита стальных конструкций от коррозии системам защитной окраски – Часть 2: Классификация сред.

81 Нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений Главтюменнефтегаза, ВНИИОЭНГ, Москва, 1987 г.

82 Требования к функциональным характеристикам» № СтКНГ-912-2015.

83 ТУ 1468-010-593377520-2003. Соединительные детали трубопроводов стальные приварные бесшовные, повышенной эксплуатационной надежности, предназначенные для обустройства месторождений ОАО "ТНК". Утв. ЗАО НИПЦ НефтеГазСервис.

84 ТУ 1462-203-0147016-01. Соединительные детали стальные приварные для эксплуатации в нефтепромысловых средах повышенной коррозионной активности. Утв. АО ВНИИТнефть; АО Белэнергомаш.

85 ТУ 1317-006.1-593377520-2003. Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений АО "ТНК". Утв. ЗАО НИПЦ НефтеГазСервис.

Приложение Б
ВЕДОМОСТЬ
оборудования, изделий и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Нефтегазосборный трубопровод (лупинг) от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения			
1. Камера запуска СОД DN250 PN40		компл.	1
2. Емкость дренажная $V_{расч}=0,05$ МПа, $V=8$ м ³		компл.	1
3. Задвижка клиновая DN250 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	1
4. Задвижка клиновая DN200 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	2
5. Задвижка клиновая DN150 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	1
6. Задвижка клиновая DN80 PN1,6 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	2
7. Задвижка клиновая DN50 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	2
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой			

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52			
8. Труба 273x8 (лупинг нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст №8 до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод с кустов №№1, 7 до УПСВ-3)		м	2200
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №17 до точки подключения (3Х)			
9. Задвижка клиновая DN150 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	1
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52			
10. Труба 159x6 (нефтегазосборный трубопровод от проектируемого куста №17 до точки подключения)		м	210
Нефтегазосборный трубопровод от куста №8-бис Западно-Хоседаюского месторождения до точки подключения			
11. Задвижка клиновая DN150 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	3
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52			
12. Труба 159x6 (Нефтегазосборный трубопровод от куста №8-бис до точки подключения. Перемычка между нефтегазосборными трубопроводами от куста №8 и №8-бис)		м	130
Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 5 метров Д 114 и Д 89)			
13. Задвижка клиновая DN80 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		компл.	2

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
14.Задвижка клиновая DN150 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		КОМПЛ.	1
15.Клапан обратный фланцевый DN100 PN4,0МПа. Климатическое исполнение ХЛ1. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		КОМПЛ.	1
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности K52			
16.Труба 114x5 (Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом-лупингом от кустовой площадки №8 DN100 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС»)		м	5
Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 8 метров, Д 159)			
17.Задвижка клиновая DN80 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		КОМПЛ.	1
18.Задвижка клиновая DN150 PN4,0 МПа с ручным приводом. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52, спирально-навитыми прокладками со шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.		КОМПЛ.	1
19.Клапан обратный фланцевый DN150 PN4,0МПа. Климатическое исполнение ХЛ1. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52, спирально-навитыми прокладками со		КОМПЛ.	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
шпильками и крепежом с цинковым покрытием не менее 9 мкм.			
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52			
20. Труба 159х6 (Перемышка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 DN100 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС»)		м	10

Приложение В
Сертификаты соответствия оборудования



ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «Пензенский завод энергетического машиностроения».

Основной государственный регистрационный номер: 1135835002665.

Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 440028, Россия, Пензенская область, город Пенза, улица Германа Титова, дом 5; номер телефона: (8412) 99-16-01; адрес электронной почты: mail@pzem.ru.

в лице Управляющего - индивидуального предпринимателя Почивалова Евгения Владимировича. **заявляет, что** Оборудование (сосуды), работающие под избыточным давлением: аппараты емкостные типов ВЭЭ, ВКЭ, ГКК, ГЭЭ, ГЭЭ1, ВПП, 1 (аппараты цилиндрические горизонтальные для жидких и газовых сред), 2 (аппараты цилиндрические вертикальные на цилиндрической опоре для жидких и газовых сред), 3 (аппараты цилиндрические вертикальные на опорах стойках для жидких и газовых сред), БС, ЕП, ЕПП, П(Б)С, В(Р), ЕТЗ, Р, ГС, НГС(В), ТФС,ФС, ОН,ОВ, категорий 1 и 2, предназначенные для газов и жидкостей и используемые для рабочих сред группы 1 и 2, вместимостью свыше 1 до 200 м³, с максимально допустимым рабочим давлением свыше 0,05 до 16,0 МПа. Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями ТУ 3615-001-85873787-2013 «Аппараты емкостные».

изготовитель: Общество с ограниченной ответственностью «Пензенский завод энергетического машиностроения».

Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 440028, Россия, Пензенская область, город Пенза, улица Германа Титова, дом 5.

Код ТН ВЭД ЕАЭС: 7309 00 590 0, 7309 00 510 0.

Серийный выпуск.

соответствует требованиям

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола приемосдаточных испытаний от 10.07.2020 ООО «ПЗЭМ»; обоснования безопасности 3615.0001.00.00.000 ОБ; паспорта оборудования; руководства по эксплуатации 3615.1188.00.00.000 РЭ; расчета на прочность 3615.1188.00.00.000 РР; технических условий ТУ 3615-001-85873787-2013; документов, подтверждающих аттестацию сварочных материалов и специалистов сварочного производства; документов, подтверждающих квалификацию специалистов неразрушающего контроля и аттестацию лаборатории неразрушающего контроля; документов, подтверждающих соответствие и характеристики материалов.

Схема декларирования 1д.

Дополнительная информация

Стандарты, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента: ГОСТ 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия». Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69. Срок хранения – указан в прилагаемой к продукции товарно-сопроводительной и/или эксплуатационной документации. Срок службы – указан в прилагаемой к продукции товарно-сопроводительной и/или эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 21.07.2025 включительно.


(подпись)

М.П.




Почивалов Евгений Владимирович
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС № RU Д-РУ.АМ02.В.01138/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 22.07.2020

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
	№ ЕАЭС RU C-RU.HB73.B.01369/23
	Серия RU № 0474357
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ	Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью "Стройтехэксперт". Место нахождения: 111024, РОССИЯ, город Москва, улица Энтузиастов 2-я, дом 5, этаж 3, помещение V, комната 20 (рм 2). Адрес места осуществления деятельности: 127411, РОССИЯ, город Москва, Дмитровское шоссе, дом 157, строение 9, офис С, этаж 02, помещение 92-045. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.11HB73. Дата решения об аккредитации: 29.04.2020. Телефон/факс: +7 (926) 125-98-01, адрес электронной почты: expert.stroyteh@gmail.com
ЗАЯВИТЕЛЬ	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "УРАЛНЕФТЕМАШ" Место нахождения (адрес юридического лица): 443099, Россия, Самарская область, город Самара, улица Крупской, дом 1Е, офис 9, этаж 6 Адрес места осуществления деятельности: 443101, Россия, Самарская область, город Самара, Куйбышевский район, улица Воинская, дом 11 Основной государственный регистрационный номер 1146312009062 Телефон: +7(800) 250-11-38 Адрес электронной почты: info@uralnm.com
ИЗГОТОВИТЕЛЬ	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "УРАЛНЕФТЕМАШ" Место нахождения (адрес юридического лица): 443099, Россия, Самарская область, город Самара, улица Крупской, дом 1Е, офис 9, этаж 6 Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 443101, Россия, Самарская область, город Самара, Куйбышевский район, улица Воинская, дом 11
ПРОДУКЦИЯ	Элементы трубопроводов: Камера пуска и приема средств очистки и диагностики в блочно-комплектном исполнении типа КЗ, КП, БКП, БКЗ, УЗПЗ, УЗПП, I-УПП, II-УПП, III-УПП, 4-й категории согласно Приложению № 1 к ТР ТС 032/2013. Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 28.99.39-001-36867281-2023 «Камера пуска и приема средств очистки и диагностики в блочно-комплектном исполнении типа: КЗ, КП, БКП, БКЗ, УЗПЗ, УЗПП, I-УПП, II-УПП, III-УПП». Серийный выпуск
КОД ТН ВЭД ЕАЭС	8479 89 970 7
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ	Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013)
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ	Протокола испытаний № 1218 от 14.11.2023 года, выданного "Центр Экспертизы Промышленной Безопасности "Эксперт" (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21AK52) Акта анализа состояния производства №20231110-03/ТРТС/РА от 10.11.2023, выданного ОС ООО "Стройтехэксперт" (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.11HB73) эксперт, подписавший акт анализа состояния производства - Баранова Ольга Евгеньевна Документов, представленных заявителем: Обоснование безопасности, Паспорт, Руководство по эксплуатации, Технические условия ТУ 28.99.39-001-36867281-2023, Чертеж, Расчет на прочность, Сертификаты качества на материалы, Документы, подтверждающие квалификацию сварщиков и специалистов неразрушающего контроля Схема сертификации: 1с
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	Соответствие оборудования требованиям технического регламента обеспечивается путем выполнения требований ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах». Сертификат соответствия распространяется на продукцию, изготовленную с даты изготовления отобранных образцов (проб) продукции, прошедших исследования (испытания) и измерения, указанную в акте(ах) отбора: № 20231110-04/ТРТС/ОТБ от 10.11.2023.
СРОК ДЕЙСТВИЯ С	16.11.2023
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО	ПО 15.11.2028
	Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))
	Шеленков Сергей Евгеньевич (Ф.И.О.)
	Алексеевский Сергей Александрович (Ф.И.О.)
АО ОПЦИОН, Москва, 2020 г., Б., ТЗ № 845	

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
	№ ЕАЭС RU C-RU.АЖ58.В.04046/23
	Серия RU № 0459139
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью "ПРОММАШ ТЕСТ Инжиниринг". Место нахождения: 119501, Россия, город Москва, улица Веерная, дом 2, этаж П, помещение №1, комната №4. Адрес места осуществления деятельности: 142111, РОССИЯ, Московская область, город Подольск, улица Окружная, дом 2В, комнаты 1,5. Телефон: +7(495) 011-03-06, адрес электронной почты: info@profeks.ru. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.10АЖ58. Дата решения об аккредитации: 23.11.2017 года.</p>	
<p>ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софьи Перовской, дом 29 Основной государственный регистрационный номер 1070275000070. Телефон: 73472260000. Адрес электронной почты: kontakt@vark.ru</p>	
<p>ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица): 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софьи Перовской, дом 29 Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453430, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Космонавтов, дом 2/А</p>	
<p>ПРОДУКЦИЯ Задвижки клиновые стальные ЗКС, ЗКСП Маркировка взрывозащиты согласно приложению (бланки №№ 0950977, 0950978, 0950979). Продукция изготовлена в соответствии с Техническими условиями ТУ 3741-001-97965425-2007 «Задвижки клиновые стальные». Серийный выпуск</p>	
<p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481806310</p>	
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)</p>	
<p>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 7804ИЛПМВ от 14.08.2023 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21BC05) Акта анализа состояния производства №23/07/0007-7 от 01.08.2023, выданного Органом по сертификации Общества с ограниченной ответственностью "ПРОММАШ ТЕСТ Инжиниринг" (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.10АЖ58), эксперта, подписавший акт анализа состояния производства - Rogozin Сергей Сергеевич Технических условий ТУ 3741-001-97965425-2007, руководства по эксплуатации ВК 13001-015 РЭ, оценки опасностей воспламенения ЗКС.000.001.0В Схема сертификации: 1с</p>	
<p>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Назначенный срок службы 30 лет, условия хранения 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69, срок хранения 2 года без переконсервации. Действие сертификата соответствия распространяется на серийно выпускаемую продукцию, изготовленную с даты изготовления отобранных образцов (проб) продукции, прошедших исследования (испытания) и измерения: с 04.2023. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах": согласно приложениям - бланки №№ 0950977, 0950978, 0950979.</p>	
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.08.2023 ПО 14.08.2028</p>	
<p>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>	
	<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации</p>
	<p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>
 (подпись)	<p>Хамедова Аделия Равильевна (Ф.И.О.)</p>
 (подпись)	<p>Рылохин Артем Вячеславович (Ф.И.О.)</p>

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
EAES	№ ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03348/21
	Серия RU № 0264539
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общество с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС». Место нахождения (адрес юридического лица): 195009, РОССИЯ, город Санкт-Петербург, улица Академика Лебедева, дом 12, корпус 2, литера А, этаж 2, комната 26. Адрес места осуществления деятельности: 190068, РОССИЯ, город Санкт-Петербург, переулок Никольский, дом 4 литер А, помещение 8Н. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.10АД07. Дата решения об аккредитации: 24.03.2016. Телефон: +74952211810. Адрес электронной почты: info@velessert.ru	
ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица): 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софы Перовской, дом 29 Адрес места осуществления деятельности: 453430, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Космонавтов, дом 2/А Основной государственный регистрационный номер 1070275000070. Телефон: 73472260000 Адрес электронной почты: kontakt@vark.ru	
ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица): 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софы Перовской, дом 29 Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453430, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Космонавтов, дом 2/А	
ПРОДУКЦИЯ Затворы обратные Маркировка взрывозащиты согласно приложению (бланки №№ 0777569, 0777570). Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-002-97965425-2007 «Затворы обратные DN 10-1400 на PN 1.0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 25,0; 32,0; 40,0 МПа (10; 16; 25; 40; 63; 80; 100; 125; 160; 250; 320; 400 кгс/см ²)». Серийный выпуск	
КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481309108	
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 3023ИЛПМВ от 08.04.2021 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21BC05) акта анализа состояния производства от 17.03.2021 года, выданного Органом по сертификации Общество с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС» ТУ 3742-002-97965425-2007, Руководство по эксплуатации ВК 45010-015 РЭ, паспорт ВК 45160-300-01 ПС, оценка риска воспламенения КОП 28.14.11.132, комплект конструкторской документации Схема сертификации: 1с	
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Срок службы 30 лет. Назначенный ресурс до списания - 3000 циклов. Условия транспортирования и хранения 8(ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69, Срок консервации - 3 года. Гарантийный срок эксплуатации 24 месяца со дня ввода изделий в эксплуатацию, но не более 36 месяцев со дня отгрузки с предприятия-изготовителя. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах": согласно приложениям - бланки №№ 0777569, 0777570.	
СРОК ДЕЙСТВИЯ С	30.04.2021
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО	ПО 29.04.2026
Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации	 (подпись)  Родзивон Галина Александровна (Ф.И.О.)
Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))	 (подпись) Шатило Андрей Алексеевич (Ф.И.О.)

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03348/21

Серия **RU** № **0777569**

1. Назначение и область применения

Сертификат соответствия распространяется на затворы обратные.

Структурное обозначение затворов обратных:

КОП	.	ВАРК	-	300	-	160	-	01	-	20
1				2		3		4		5

где

1 – тип арматуры: КОП – затвор (клапан обратный поворотный);

2 – номинальный диаметр: (условный проход) DN 10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500; 600; 700; 800; 1000; 1200; 1400 мм;

3 – номинальное давление (условное) PN 10; 16; 25; 40; 63; 80; 100; 125; 160; 250; 320; 400 кгс/см²;

4 – материальное исполнение: 00 – углеродистое, 01 – хладостойкое, 03 – нержавеющее, 04 – молибденистое;

5 – исполнение по присоединению клапана предохранительного к трубопроводу*: 10 – фланцевое исполнение, 20 – исполнение под приварку, 31 – исполнение муфтовое (DN≤40), 41 – исполнение штуцерное (DN≤40), 42 – исполнение штуцерно-нипельное (DN≤40), 51 – исполнение вантузное.

Затворы обратные предназначены для использования в качестве устройств, предотвращающих обратный поток среды на линиях трубопроводов, емкостях и другом оборудовании, для нефтегазоперерабатывающей, нефтегазодобывающей, нефтехимической, химической, газовой и энергетической отраслей промышленности в условиях умеренного, холодного и тропического климатов.

Область применения – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок согласно маркировке взрывозащиты, в соответствии с требованиями ГОСТ 31441.1-2011 (EN 13463-1:2001) и другими нормативными документами, регламентирующими применение оборудования во взрывоопасных зонах.

2. Описание оборудования и средств обеспечения взрывозащиты

Затворы обратные состоят из: узлов запорного органа, сальников и корпусных узлов, а именно из: корпуса, крышки, захлопки (диска), седла, рычага, оси, кронштейна и крепежных элементов. Затвор обратный может иметь исполнение с указателем положения затвора, а также как с демпферным устройством, так и без.

Корпус, литой либо кованный, материал зависит от исполнения.

Управление затворами – автоматическое от направления подачи рабочей среды в трубопроводе.

Более подробное описание конструкции затворов обратных приведено в руководстве по эксплуатации изготовителя.

Основные технические данные:

Давление PN, МПа от 1,0 до 40,0

Диаметр DN, мм от 10 до 1400

Температура окружающей среды, °С:

- для У1 от минус 45 до + 50

- для ХЛ1, УХЛ1, М от минус 70 до + 45

- для Т1 от минус 40 до + 60

Температура рабочей среды, °С от минус 210 до + 650

Конструкция затворов обратных обеспечивает их безопасность, что достигается выполнением ряда требований, в том числе:

- конструкция и применяемые материалы исключают возможность накопления и разряда статического электричества за счёт подключения к контуру заземления;
- корпусные детали и сварные швы соединения деталей, находящихся под давлением, исключают возможность прорыва уплотнений или раскрытия стыков;
- материалы и конструкция выбираются в соответствии с конкретными условиями эксплуатации и рабочими средами;
- применением защитных лакокрасочных покрытий наружных поверхностей, толщина которых не превышает 2 мм, согласно требованиям ГОСТ 31441.1-2011(EN 13463-1:2001);

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификацииЭксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))Родивен Галина Александровна
(Ф.И.О.)Цыганов Андрей Алексеевич
(Ф.И.О.)

Разрешение	Обозначение	ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.01.01
3720-26	Наименование объекта строительства	Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
02	ТКР.00 .01.01- С	Заменен. Содержание актуализировано.	3	Изменения внесены на основании сводного листа замечаний к ПД от Заказчика БП №1902-2026-0006 от 14.04.2026 г.
	ТКР.00 .01.01 л. 8	Заменен. Откорректированы названия сооружений и состав сооружений этапов.		
	ТКР.00 .01.01- ПрилА	Заменен. Актуализирована ревизия.		
	ТКР.00 .01.01- ПрилБ	Заменен. Отредактирована позиция 17. Откорректированы наименования сооружений.		
	ТКР.00 .01.01- ПрилВ	Заменен. Актуализирована ревизия.		

Согласовано	Н.контр	Шалиевский	27.04.26
	Н.контр		

Изм.внес	Гаврилина		27.04.26	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)	Лист	Листов
Составил	Гаврилина		27.04.26			
Утв.	Шапиевский		27.04.26			1