



**ТОМСКНИПИНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**«ТОМСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И  
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»  
(АО «ТомскНИПИнефть»)**

**ОБУСТРОЙСТВО ПАЙЯХСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО  
УЧАСТКА. ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №2, 6, 7  
(ОПР-2). ЛИНЕЙНЫЕ КОММУНИКАЦИИ КП №№2, 6, 7**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

**Часть 1. Трубопроводы**

**D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1**

**Том 3.1**

Заместитель главного инженера по  
проектированию

И.Б. Манжола

Главный инженер проекта

О.Г. Вторушин

Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	2120-23		13.06.23
2	2278-23		22.06.23

2023

Инов. № подл. 464387	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------------------	--------------	--------------

Обозначение	Наименование	Примечание
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-СОД-001	Содержание тома 3.1	1
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ТЧ-001	Трубопроводы. Текстовая часть	108
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001	Трубопроводы. Графическая часть	9
	Всего листов	118





Согласовано	Нач. УТП	Цырфа	11.05.2023
	Взам. инв. №	Подп. и дата	

Инв. № подл.	464387
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	2278-23		22.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
		Дудин			11.05.2023
		Шерина			11.05.2023
		Мельников			11.05.2023

D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-СОД-001			
Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
	П		1
	АО "ТомскНИПИнефть"		

Разрешение		Обозначение	7612		
2120-23		Наименование объекта строительства	Обустройство Пайяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок 2 6 7 (ОПР-2)		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1		Изменения внесены на основании замечаний ООО "Восток Ойл", письмо Исх.№ ВО-5842 от 31.05.23  <b>D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ТЧ-001</b>			<b>Инв. №464387</b>
	1	Внесена информация об изменениях;			
	16	Откорректировано месторасположение начального пункта			
	17	Добавлено назначение напорного нефтепровода			
	18,19	Добавлено наименование участков, информация по защите внутренней зоны сварного шва			
	24	В таблице 2.6 откорректировано наименование пункта 5			
	25	Откорректировано наименование узла СОД			
	26	Добавлены требования по установке УКК и площадке обслуживания			
	41	Откорректировано наименование участка			
	51	Добавлена информация о результатах контрольных осмотров			
	74	Добавлены предложения касательно температур ниже образования парафина			
	71,77	Добавлена фраза про расчетные периоды			

Согласовано Н.контр	13.06.23						
		Шерина					
	Изм. внес	Гордеева		13.06.23	АО «ТомскНИПИнефть» Отдел трубопроводного транспорта	Лист	Листов
	Составил	Шейкин		13.06.23			
ГИП	Петров		13.06.23			2	
Утв.	Петров		13.06.23				

Разрешение		Обозначение	7612		
2120-23		Наименование объекта строительства	Обустройство Пайяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок 2 6 7 (ОПР-2)		
Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание	
	89	Откорректировано наименование участков, добавлена информации о способе защиты			
	100	Добавлено приложение Ж <b>D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001</b>			
	1	Внесена информация об изменениях;			
	2	Откорректировано наименование участков ВВД, ВНД			
АО «ТомскНИПИнефть»				Лист	2

Разрешение		Обозначение	7612		
2278-23		Наименование объекта строительства	Обустройство Пайяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок 2 6 7 (ОПР-2)		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
2(С03)		Изменения внесены на основании замечаний ООО «РН-ЦЭПиТР», письмо Исх.№ 07_2-265 от 08.06.2023			Инв. №464387
		<b>D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ТЧ-001</b>			
	1	Внесена информация об изменениях;			
	24	В таблице 2.6 откорректирован тип быстроразъемного концевого затвора камеры			
	91	Откорректирована информация о принятии толщины теплоизоляции в соответствии с ЕТТК № П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00			
95	В таблицу Г.11 добавлены нормативные нагрузки снега, льда и ветра;				
98-104	В Приложение Е добавлен полный расчет шага расстановки утяжелителей				
		<b>D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001</b>			
1	Внесена информация об изменениях;				
3,4	Добавлен преобразователь давления				

Согласовано Н.контр	22.06.23							
	Шерина							
	Изм. Внес	Гордеева		22.06.23	АО «ТомскНИПИнефть» Отдел трубопроводного транспорта		Лист	Листов
	Составил	Шейкин		22.06.23				
ГИП	Вторушин О.Г.		22.06.23				1	
Утв.	Вторушин О.Г.		22.06.23					

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность, ФИО	Подпись	Дата
<i>Отдел трубопроводного транспорта</i>		
Главный специалист, Мельников А.Е.		
Ведущий инженер, Дудин А.В.		
Нормоконтроль, Шерина В.В.		

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Характеристика участка строительства	5
1.1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	5
1.1.1	Топографические условия	5
1.1.2	Инженерно-геологическая и гидрографическая характеристика, геокриологические и гидрогеологические условия района строительства проектируемого объекта	5
1.1.3	Климатические условия	7
1.1.1	Гидрографическая характеристика	10
2	Характеристика линейного объекта	16
2.1	Сведения о категории и классе линейного объекта	17
2.2	Сведения о проектной мощности	18
2.3	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств	18
2.4	Мероприятия по энергосбережению	27
2.4.1	Молниезащита, заземление арматуры и трубопроводов	27
2.5	Количество и типы оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства	27
2.6	Численность и профессионально-квалификационный состав персонала	27
2.7	Обоснование принятых решений по автоматизации	33
2.8	Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации	34
2.9	Организация ремонтного хозяйства	38
2.10	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	39
2.11	Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	40
2.12	Проектные решения, направленные на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов	40
3	Линейные трубопроводы	41
3.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	41
3.2	Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта - для нефтепроводов	41
3.3	Характеристика параметров трубопровода	41
3.4	Обоснование диаметра трубопровода	41
3.5	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	42
3.6	Описание системы работы клапанов-регуляторов	42
3.7	Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок	42

3.8	Очистка полости и испытание трубопроводов	42
3.9	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации	47
3.10	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов	47
3.11	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании, и потенциальной необходимости в них	48
3.12	Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий	48
3.13	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	48
3.14	Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта	48
3.15	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	49
3.16	Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса)	49
3.17	Описание системы диагностики состояния трубопровода	49
3.18	Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой	53
3.19	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	53
3.20	Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	53
3.21	Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	53
3.22	Оценка возможных аварийных ситуаций	55
3.23	Сведения об опасных участках на трассе трубопроводов и обоснование выбора размера защитных зон	57
3.24	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (при необходимости)	58
3.25	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопровода в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)	



3.26	Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении магистрального трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами	62
3.27	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов	63
3.28	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод	63
3.29	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам	64
3.30	Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	64
3.31	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода	64
3.32	Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)	64
3.33	Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве	65
3.34	Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов	65
3.35	Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	65
3.36	Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек	66
3.37	Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)	66
3.38	Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов	66
4	Ссылочные нормативные документы	67
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	70
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	76
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	81
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е	98
	Таблица регистрации изменений	108

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА СТРОИТЕЛЬСТВА

### 1.1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка

#### 1.1.1 Топографические условия

Район работ в административном отношении находится на территории Российской Федерации в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края, на территории Пайяхского месторождения.

Населенные пункты в границах лицензионного участка отсутствуют. Ближайший населенные пункты от участка работ: п. Мунгуй (в 20 км на запад), п. Байкаловск (в 40 км на северо-запад), с. п. Караул (60 км на юго-запад) и г. Дудинка (в 130 км на юго-восток).

Сеть автомобильных дорог на месторождении и в данном районе отсутствуют. Связь осуществляется речным транспортом в летнее время и автозимниками в зимнее время.

Город Дудинка связан железной и шоссейной дорогами с г. Норильском.

Круглогодичная транспортная связь изучаемого района с центральными районами России осуществляется авиатранспортом через аэропорт «Норильск» (г. Алыкель), расположенный в 34,5 км от г. Норильска. В с.п. Караул имеется аэропорт для приема воздушных судов малой авиации всех типов.

Доставка грузов производится круглогодично через морской порт Дудинку, связанный морским сообщением с Архангельском и Мурманском, а в летний период, кроме того – речным сообщением по р. Енисей с г. Красноярск и п. Диксон.

#### 1.1.2 Инженерно-геологическая и гидрографическая характеристика, геокриологические и гидрогеологические условия района строительства проектируемого объекта

Разделение грунтов на инженерно-геологические элементы выполнено с учетом их возраста, происхождения и номенклатурного вида. Классификационные признаки номенклатурных видов грунтов приняты в соответствии с ГОСТ 25100-2020.

В результате анализа материалов полевых и лабораторных исследований и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020 в разрезе площади изысканий выделено 7 инженерно-геологических элемента (ИГЭ) и 4 Слоя:

*Среднечетвертичные отложения санчуговской свиты (m, gm QII)*

*Класс - мерзлые грунты, подкласс – дисперсные, тип – осадочные, вид – минеральные, подвид – пески и глинистые грунты.*

ИГЭ 2061Т (m, gmQII) - Суглинок слабльдистый, незасоленный, твердомерзлый, с редким включением гравия и гальки (до 3%), при оттаивании - легкий песчанистый, текучей консистенции.

Вскрытая мощность от 0,7 м до 10,2 м.

По относительной деформации морозного пучения – сильнопучинистый (по кусту 7).

Нормативная глубина сезонного оттаивания – 1.86 м.

ИГЭ 2062Т (m,gmQII) - Суглинок льдистый, незасоленный, твердомерзлый, с редким включением гравия и гальки (до 3%), при оттаивании - легкий пылеватый, текучей консистенции.

Вскрытая мощность от 0,2 м до 12,9 м.

По относительной деформации морозного пучения – сильнопучинистый.

Нормативная глубина сезонного оттаивания на кустовой площадке №2 и трассах линейных коммуникаций – 1.82 м, на площадках инфраструктуры – 1,89.

ИГЭ 2041Т (m,gmQII) - Суглинок слабольдистый, незасоленный, твердомерзлый, с редким включением гравия и гальки (до 3%), при оттаивании - легкий пылеватый, мягкопластичной консистенции.

Вскрытая мощность от 0,3 м до 15,1 м.

По относительной деформации морозного пучения – сильнопучинистый.

Нормативная глубина сезонного оттаивания на кустовой площадке №2 и трассах линейных коммуникаций – 2.21 м, на площадках инфраструктуры – 2,17 м.

ИГЭ 2031Т (m,gmQII) - Суглинок слабольдистый, незасоленный, твердомерзлый, с редким включением гравия и гальки (до 3%), при оттаивании - легкий пылеватый, тугопластичной консистенции.

На площадках инфраструктуры - легкий песчанистый.

Вскрытая мощность от 0,4 м до 9,2 м.

По относительной деформации морозного пучения – среднепучинистый.

Нормативная глубина сезонного оттаивания на кустовой площадке №2 и трассах линейных коммуникаций – 2.14 м, на площадках инфраструктуры – 2,30 м.

ИГЭ 3031Т (m,gmQII) - Супесь слабольдистая, незасоленная, твердомерзлая, с включением гравия и гальки (до 3%), при оттаивании - песчанистая, пластичной консистенции.

Залегаet редкими линзами, преимущественно в средней и нижней частях инженерно-геологического разреза, редко встречен в верхней его части.

Вскрытая мощность от 0,6 м до 9,0 м.

По относительной деформации морозного пучения – среднепучинистый.

Нормативная глубина сезонного оттаивания – 2.17 м.

ИГЭ 3021Т (m,gmQII) - Супесь слабольдистая, незасоленная, твердомерзлая, с включением гравия и гальки (до 3%), при оттаивании - песчанистая, текучей консистенции.

Залегаet преимущественно в нижней части инженерно-геологического разреза, редко встречается в средней части инженерно-геологического разреза.

Вскрытая мощность от 0,9 м до 11,2 м.

По относительной деформации морозного пучения – сильнопучинистый.

Нормативная глубина сезонного оттаивания – 2.21 м.

ИГЭ 4401Т (m,gmQII) - Песок мелкий слабольдистый, незасоленный, твердомерзлый, при оттаивании водонасыщенный.

Имеет повсеместное распространение преимущественно в средней и нижней частях инженерно-геологического разреза, на площадках инфраструктуры встречен так же в верхней его части.

Вскрытая мощность от 0,3 м до 16,6 м.

По относительной деформации морозного пучения – слабопучинистый.

Нормативная глубина сезонного оттаивания – 2.15 м.

*Верхнечетвертичные - современные органогенные отложения (bQIII)*

*Класс - мерзлые грунты, подкласс – дисперсные, подтип – болотные, вид – органические, подвид – торфы.*

Слой 9023 (bQIII) - Торф верховой, льдистый, твердомерзлый, при оттаивании - сильно-разложившийся, очень-влажный, тип 2.

Вскрытая мощность – 0,9-2,5 м. На момент изысканий находился в мерзлом состоянии.

Слой 902 (bQIII) - Торф погребенный, льдистый, твердомерзлый, с прослойками песка и су-глинка, при оттаивании - сильноразложившийся, избыточно-влажный, тип – 3А.

Вскрыт единичными скважинами в западной части площадки ВЖК в С-4-17, С-4-18, С-4-19, С-4-21, С-4-22.

Отмечен на участке с нарушенным естественным покровом и деятельным слоем в результате проезда тяжелой техники.

Вскрытая мощность – 1,4-2,4 м на глубинах 2,3-5,4 м. На момент изысканий находился в мерзлом состоянии.

В связи с тем, что грунты ИГЭ 9023 и ИГЭ 902 не используются в качестве естественного основания, для них был определен только состав, распространение по площади и по глубине согласно п. 9. 2. 1 СП 11-105-97 ч. III.

Торфа слагающий разрез изыскиваемой территории, встречены на небольших локальных участках, но установлено, что характеристики грунтов изменяются в пределах выделенных ИГЭ случайным образом. Поэтому, в соответствии с п.5.4 ГОСТ 20522-2012, данные ИГЭ принимаются за окончательные, независимо от значений коэффициента вариации характеристик.

### **1.1.3 Климатические условия**

Район изысканий находится в высоких широтах за полярным кругом (69° с.ш.), в 330 км от побережья Енисейского залива Карского моря. Территория изысканий приурочена к климатическому подрайону I Б (согласно СП131.13330.2020, рис. А.1). По схематической карте районирования северной строительной-климатической зоны участок изысканий относится к району 3 (с наиболее суровыми условиями (согласно СП131.13330.2020, рис. А.2). Главными климатообразующими факторами являются характер общей циркуляции воздушных масс и физико-географическое положение территории. Климат территории изысканий отличается резкой континентальностью, зимы здесь суровы, а летние сезоны непродолжительны.

Температура воздуха. Многолетняя средняя годовая температура воздуха на исследуемой территории отрицательная и составляет минус 9,3°С. Сезонность климата выражена достаточно четко: средняя температура июля (самого теплого месяца) составляет плюс 14,3°С, а января (самого холодного месяца)-минус 26,9°С. Годовая амплитуда среднемесячных температур составляет 41,2°С. Абсолютный максимум температуры на исследуемой территории плюс 32,2°С, а абсолютный минимум - минус 56,1°С.

Продолжительность отопительного периода – 301 сутки. Средняя температура отопительного периода – минус 13,9°С.

Расчётные температуры наиболее холодной пятидневки (по данным из СП 131.13330.2020 по м/с Дудуинка.) обеспеченностью 0,92-минус 47°С, обеспеченностью 0,98-минус 47 °С. Расчётные температуры наиболее холодных суток (по данным из СП 131.13330.2020 по м/с Дудуинка) обеспеченностью 0,92-минус 50°С, обеспеченностью 0,98-минус 52°С. Расчётные температуры теплого периода (по данным из СП 131.13330.2020 по м/с Дудуинка) обеспеченностью 0,95-16°С, обеспеченностью 0,98-21°С.

В районе Дудинки отмечается четко выраженный годовой ход повторяемости приземных инверсий с зимним максимумом. В среднем за год повторяемость приземных инверсий составляет 32%. В зимние месяцы длительные периоды ясной погоды способствуют сильному радиационному выхолаживанию подстилающей поверхности и созданию благоприятных условий для формирования радиационных инверсий. В долинах рек и глубоких котловинах инверсии усиливаются под влиянием сложных орографических условий: холодный воздух, стекая на дно долин, застаивается в виде холодной пленки и тем самым усиливает эффект радиационного выхолаживания. В январе повторяемость приземных инверсий 46%.

Поскольку район изысканий лежит за полярным кругом и летом продолжительность дня велика, нет условий для длительного радиационного выхолаживания приземного слоя атмосферы. Повторяемость приземных инверсий в среднем в июле равна 22%.

Приподнятые инверсии наблюдаются реже, чем приземные. Повторяемость приподнятых инверсий с нижней границей в слое 0,01-0,50 км (низкие) в январе составляет 21%.

Низкие приподнятые инверсии летом характерны для утренних часов, так как чаще всего образуются при разрушении снизу приземных инверсий за счет интенсивного радиационного прогрева подстилающей поверхности. В среднем для июля повторяемость приподнятых инверсий равна 12%.

В годовом ходе мощности приземной инверсии максимум наблюдается зимой, а минимум летом. Средняя высота приземной инверсии соответствует высоте антициклона над рассматриваемой территорией и равна 0,9 км.

Атмосферные осадки. На исследуемой территории за год выпадает в среднем 466 мм осадков. Основная доля осадков приходится на холодное время года-за девять месяцев (сентябрь-май) выпадает больше половины годового количества осадков-около 60%. В среднем меньше

всего осадков выпадает в феврале-26 мм, больше всего-в августе, 58 мм. В отдельные годы месячные количества осадков в зависимости от условий атмосферной циркуляции могут значительно отклоняться от многолетнего среднего значения.

Снежный покров. Снежный покров оказывает существенное влияние на формирование климата в зимний период. Небольшое количество тепла, получаемое зимой от солнца из-за наличия снежного покрова, почти полностью отражается. Особенно велика отражательная способность свежеснежавшего снега (70-80%). В связи с наличием вечной мерзлоты в районе, малая теплопроводность снега предохраняет почву от сильного выхолаживания и является источником влаги в почве. Первый (временный) снежный покров образуется в третьей декаде августа. Как правило, даты выпадения снега близки к дате перехода температуры воздуха через 0°C. Первый снег не всегда остается лежать всю зиму, а оттаивает под влиянием оттепелей или жидких осадков. Устойчивый снежный покров и общий зимний характер погоды устанавливается в среднем в середине-конце сентября. Снежный покров в среднем сохраняется около 9 месяцев (260-280 дней). Обычно в конце мая – начале июня снег сходит полностью.

Ветер. Анализ ветрового режима района изысканий показывает, что в году преобладают ветры восточной четверти горизонта (В, ЮВ). Совместная повторяемость этих ветров составляет 43%. Зимой повторяемость этих направлений сохраняется и увеличивается до 64%. Летом, кроме преобладающих ветров, увеличивается повторяемость северного, западного и северо-западного ветра. Вероятность штиля в году составляет 7,3%. Район характеризуется средне сильными ветрами, среднегодовая скорость ветра составляет 4,9 м/с. Распределение среднемесячных скоростей ветра отличается малой изменчивостью. Годовая амплитуда среднемесячных скоростей составляет около 1,5 м/с. Наибольшие скорости отмечаются в зимние месяцы (5,2-5,7 м/с).

Согласно СП 20.13330.2016, местность месторождения относится к VI снеговому району, вес снежного покрова на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли равен 3,0 кПа.

По толщине стенки гололеда местность относится к II району, толщина стенки гололеда 5 мм (СП 20.13330.2016). По ПУЭ-7 район гололеда II (15 мм).

По давлению ветра местность относится к IV району (СП 20.13330.2016). Значение равно 0,48 кПа. По ПУЭ-7 ветровой район IV (800 Па).

Зона влажности согласно СП 50:13330:2012 – 2 (нормальная).

Согласно СП 14.13330.2018, сейсмичность, определенная по картам А (массовое строительство) и В (объекты повышенной ответственности) составляет 5 баллов.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам согласно табл. 4.1 СП 14.13330.2018:

– к I категории относятся все встреченные твердомерзлые грунты при строительстве и эксплуатации I по принципу.

Согласно СП 115.13330.2016 по категории опасности землетрясений территория относится к умеренно опасной.

Более подробно климатические характеристики по указанным метеостанциям приведены в таблицах 1.1

Таблица 1.1 - Климатические параметры холодного периода года для м/с Дудинка (согласно СП131.13330.2020)

Климатические параметры	Значения
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98 обеспеченностью 0,92	-52 -50
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 обеспеченностью 0,92	-47 -47
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94	-38
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-57
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца,	8,0
Продолжительность периода, (сут), со средней суточной температурой воздуха: равной и меньше 0 °С равной и меньше 8 °С равной и меньше 10 °С	247 296 311
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, °С	73
Количество осадков за ноябрь-март, мм	203
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/сек	6,7
Средняя скорость ветра, м/сек, за период со средней суточной температурой воздуха 8 °С	5,0
<b>Климатические параметры теплого времени года</b>	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	16
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	21
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	18,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	32
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	9,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	317
Суточный максимум осадков, мм	48
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,0
<b>Средняя месячная и годовая температура воздуха</b>	
Средняя годовая температура воздуха, °С	-9,7
Средняя месячная температура воздуха наиболее жаркого (июль) месяца, °С	13,6
Средняя месячная температура воздуха наиболее холодного (январь) месяца, °С	-28,1

### 1.1.1 Гидрографическая характеристика

Исходя из возрастных и литологических особенностей в данном регионе выделяются следующие водоносные горизонты:

- 1) водоносный горизонт, приуроченный к слою сезонного оттаивания;

2) водоносный горизонт безнапорно-напорных порово-пластовых вод четвертичных отложений.

В соответствии со строением толщи многолетнемерзлых пород в пределах изыскиваемого района в различных сочетаниях развиты воды надмерзлотные, и подмерзлотные. В надмерзлотные воды включены воды сезонно-талого слоя (СТС) режимы которых определяются активной связью с атмосферой. Подземные воды подошвы ММП являются подмерзлотными.

На период изысканий (март-апрель 2022 г.) в пределах изыскиваемого объекта подземные воды находились в мерзлом состоянии.

Для определения агрессивного воздействия грунтовых вод на строительные конструкции было отобрано 3 пробы воды из озера в районе С-2-58 из-под льда с глубины 0,3 м.

По результатам инженерно-геологических изысканий выполненных в сентябре 2021 г (ш.7553) вскрытые воды приурочены к горизонту надмерзлотных порово-пластовых вод четвертичных отложений. Их статический уровень устанавливается на глубине 0,1-0,2 м.

Режим надмерзлотных вод непостоянен, зависит от температурного режима и количества выпавших осадков. Питание их осуществляется за счет атмосферных осадков, а также за счет таяния льдистых грунтов в приповерхностном слое и внутри многолетнемерзлой толщи.

Водоупорной границей для надмерзлотных вод служить кровля многолетнемерзлых пород.

Рекомендуемые коэффициенты фильтрации грунтов (Инженерная геология СССР, 1978; Справочник техника-геолога, 1982; Groundwater Hydrology, 1978; Рекомендации по определению гидрогеологических параметров грунтов методом откачки воды из скважин, 1986): крупнообломочные грунты – 10 м/сут; суглинки туго-мягкопластичные – 0,01-0,02 м/сут.

По результатам стандартного анализа воды.

- по химическому составу: по анионам – гидрокарбонатно-сульфатная; по катионам – магниевая-натриевая и сульфатная кальциево-натриево-магниевая;

- по минерализации (сухой остаток 291,7– 325,1 мг/л) – пресные;

- по водородному показателю (рН=6,83-6,96) – нейтральные;

- по величине общей жесткости (2,4-2,6 мг-экв./дм<sup>3</sup>) – умеренно жесткие.

Грунтовые воды согласно СП 28.13330.2017, таблиц: В.3, В.4, В.5, X.3:

- по содержанию рН - неагрессивные к бетонам марок W4-W12 по водопроницаемости;

- по содержанию: бикарбонатной щелочи, агрессивной углекислоты, солей магния, солей аммония, едких щелочей, сульфатов, по водородному показателю, по суммарному содержанию хлоридов и сульфатов, нитратов и других солей - неагрессивные к бетонам всех марок;

- по концентрации хлоридов неагрессивные на стальную арматуру железобетонных конструкций из бетона всех марок и типов;

- по содержанию сульфатов - неагрессивны к бетонам марок W4-W8 по сульфатостойкости I, II и III группы при содержании ионов  $\text{HCO}_3^-$  св. 0 до 3,0;

- по содержанию сульфатов - неагрессивные к бетонам марки W10-14 и W16-20;



- по водородному показателю и по содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – среднеагрессивные на металлические конструкции при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50 °С и скорости движения до 1 м/с.

### **1.1.2 Сведения об особых природно-климатических условиях участка**

Опасность для сооружений представляют: сезонное промерзание-протаивание грунтов и связанные с этим пучинистость грунтов в зоне сезонного промерзания/оттаивания, термокарст, солифлюкция, заболачивание территории, прогнозируемое подтопление и сейсмичность территории

#### **Криогенное пучение.**

На территории распространения многолетнемерзлых грунтов, грунты залегающие в слое сезонного оттаивания и промерзания, подвержены процессам пучения. Криогенное пучение связано с интенсивной миграцией влаги к фронту промерзания в процессе неравномерного промерзания грунтов с поверхности. Наличие водонасыщенных грунтов в слое сезонного промерзания, с одной стороны, и наличие оголенных от снега и растительности участков, способствующих быстрому промерзанию, с другой – приводит обычно к образованию бугров пучения. Многолетние и сезонные бугры пучения являются одним из наиболее важных в инженерном отношении процессов. При строительстве в районах его проявления возможны значительные деформации возводимых сооружений при оттаивании ММГ.

При маршрутном обследовании территории многолетние бугры пучения не отмечены. Сезонные бугры пучения встречаются на исследуемой территории повсеместно (бугристая тундра).

На изыскиваемых участках имеются все необходимые условия для процесса сезонного пучения. Интенсивность сезонного пучения определяется глубиной сезонного оттаивания, литологией грунтов и их влажностью. В рассматриваемом районе величина пучения в зависимости от состава и увлажнения грунтов может колебаться от 5 см до 40 см в год. В среднем амплитуда ежегодного гидротермического движения горных пород составляет около 20 см.

В пределах объекта в зоне сезонного оттаивания/промерзания залегают все типы грунтов по выделенным ИГЭ.

По лабораторным определениям степени пучинистости грунты деятельного слоя согласно ГОСТ 25100-2020, таблица Б.24 подразделяются:

- суглинки твердомерзлые слабльдистые, при оттаивании текучие (ИГЭ 2061Т) – сильнопучинистые;
- суглинки твердомерзлые льдистые, при оттаивании текучие (ИГЭ 2062Т) – сильнопучинистые;
- суглинки твердомерзлые слабльдистые, при оттаивании мягкопластичные (ИГЭ 2041Т) – сильнопучинистые;
- суглинки твердомерзлые слабльдистые, при оттаивании тугопластичные (ИГЭ 2031Т) – среднепучинистые;

- супеси твердомерзлые слабльдистые, при оттаивании пластичные (ИГЭ 3031Т) – среднепучинистые;
- супеси твердомерзлые слабльдистые, при оттаивании текучие (ИГЭ 3021Т) – сильнопучинистые;
- пески твердомерзлые слабльдистые, при оттаивании водонасыщенные (ИГЭ 4401Т) – слабопучинистые.

Процесс пучения усиливается при увеличении влажности пучинистых грунтов в результате атмосферных осадков (в частности, обильных осенних дождей) и при капиллярном поднятии влаги.

Напряжения и деформации, возникающие в процессе пучения грунтов основания, вызывают деформацию и нарушают эксплуатационную пригодность подземных и наземных конструкций зданий и сооружений. На участках развития интенсивного процесса пучения возможны довольно значительные деформации возводимых сооружений, такие как выпучивание, изгиб и даже разрыв трубы при подземном и наземном способе её прокладки, нарушении изоляции, перекос задвижек, образование пучин под твердыми покрытиями.

Согласно СП 115.13330.2016 по категории опасности процесс морозного пучения относится к весьма опасному, потенциальная площадная пораженность территории строительства составляет более 75 %.

#### ***Подтопление.***

По результатам изысканий выполненных в сентябре 2021 г. (ш.7553) площадка куста №2, трассы линейных коммуникаций и площадки инфраструктуры естественно подтоплены, глубина установления уровня грунтовых вод менее 3,0 м (согласно СП 22.13330.2016 п.5.4):

В морских, ледово-морских льдистых суглинках (ИГЭ 2062Т), слабльдистых суглинках (2061Т, 2031Т и 2041Т), слабльдистых супесях (ИГЭ 3031Т и 3021Т), слабльдистых песках (ИГЭ 4401Т) и льдистых торфах (Слой 900 и 9023), находящихся на момент изысканий в мерзлом состоянии) в теплый период года в пределах деятельного слоя могут образовываться воды слоя сезонного оттаивания (СТС), водоупорной границей для них будет служить кровля многолетне-мерзлых пород.

Так же в летнее время после дождей могут формироваться воды типа «верховодка» в интервале глубин от 0,0 м до кровли ММГ.

Прогнозируемым процессом подтопления может быть охвачено от 75 до 100% изыскиваемой территории. Согласно СП 115.13330.2016 по категории опасности процесс подтопления относится к весьма опасному.

#### ***Подтопление.***

Процессы термокарста связаны с оттаиванием льда в верхних горизонтах мёрзлых грунтов, что приводит к образованию просадочных и провальных форм рельефа, такие как озера, заболоченные ложбины и замкнутые котловины.

На период изысканий на площадке куста №2, трассам линейных коммуникаций и площадкам инфраструктуры по данным рекогносцировочного обследования отмечается небольшие редкие проявления поверхностного термокарста приуроченные к пойме ручья и заболоченным участкам.

Процессом термокарста охвачено менее 25% территории строительства. Согласно СП 115.13330.2016 по категории опасности процесс термокарста относится к умеренно опасному.

Так же можно отметить, что на основании сравнения условий по данному району работ (маломощный мохово-растительный покров до 0,1-0,3 м, в верхней части разреза залегают легко размываемые грунты) можно предположить, что будет отмечается процесс плоскостной эрозии или термоэрозии – эродирующее или одновременное тепловое и эродирующее воздействие вод поверхностного стока по многочисленным узким понижениям (смыв по различным понижениям верхнего слоя грунта потоками талых (дождевых) вод), особенно интенсивно который будет проявляться в период дружного снеготаяния и дождей.

Действия данного вида эрозионных процессов существенно не приносят катастрофических последствий, поскольку имеют малую масштабность, но при проектировании на территории склонной к данному виду эрозии, стоит своевременно проводить защитные меры (укрепление поверхности, планировка и т.д.). Последствиями плоскостной эрозии является частичный смыв грунта в одной части участка и намыв его в другой части участка, в особо опасных случаях может грозит подмывом фундамента, и как следствие привести к деформации всей конструкции.

При хозяйственном освоении территории происходит резкая интенсификация эрозионных процессов, в связи с увеличением поверхностного стока за счет сброса промышленных и бытовых вод, устройства твердых покрытий, накопления снега, перераспределением и концентрацией поверхностного стока в результате отсыпки подъездных дорог, устройства водопропускных сооружений, прокладки трубопроводов и т.д.

### ***Заболачивание***

Заболачивание территории происходит на ровных плоских или пониженных поверхностях рельефа, где скапливаются дождевые и талые воды, а испарение недостаточно. Сфагновые мхи, нарастая, образуют материал для накопления мощных толщ торфа в центре болота и меньшей мощности на периферии, где водное питание болота происходит частично за счет притока более минерализованных вод.

Трасса трубопроводов в районе С-2-62, С-2-63 пересекает небольшой заболоченный участок с мощностью торфа 2,0-2,8 м, а так же в районе С-2-75 с мощностью торфа 1,0 м.

В данном случае отложения торфа имеют очень незначительную мощность и распространение. Поражённость участка прохождения трасс процессом заболачивания составляет менее 5%.

На момент изысканий торфяные отложения находились в мерзлом состоянии.

**Сейсмичность**

Согласно СП 14.13330.2018, сейсмичность, определенная по картам А (массовое строительство) и В (объекты повышенной ответственности) составляет 5 баллов.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам согласно табл. 4.1 СП 14.13330.2018:

– к I категории относятся все встреченные твердомерзлые грунты при строительстве и эксплуатации I по принципу.

Согласно СП 115.13330.2016 по категории опасности землетрясений территория относится к умеренно опасной.

**Солюфикация**

Солифлюкция - медленное вязкопластическое течение на склонах переувлажнённых почв и тонкодисперсных грунтов в условиях их попеременного промерзания, протаивания и действия силы тяжести. Начинается при уклонах от 2° до 3°, наиболее активна на склонах крутизной от 8° до 15°, при больших уклонах иногда переходит в оползневые процессы. Течение происходит по мёрзлой поверхности ещё непротаявшего основания, сцементированного льдом. Солифлюкции способствуют активное снеготаяние и сильные ливни, приводящие к снижению устойчивости почв и грунтов на склонах. Скорость передвижения материала – от нескольких см до нескольких м в год. Солифлюкция развивается выше верхней границы леса и способствует образованию специфических форм мерзлотного рельефа – солифлюкционных террас, валов, гряд и др., часто имеющих в плане языкообразную форму. Распространена главным образом в области развития многолетнемёрзлых пород.

На участке изысканий солифлюкция встречается за границами кустовой площадки №2 по трассе нефтегазосборных сетей МУПН-2-Узел приема СОД на склонах р.Тыяха.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

В настоящей проектной документации приведены решения по строительству нефтегазосборных трубопроводов, водоводов высокого давления и водовода низкого давления.

Выбор трассы проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, Федерального Закона «Об охране окружающей среды», Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ. Основными критериями при выборе трасс являются: минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка линейных коммуникаций. Инженерные сети проложены по кратчайшему расстоянию. Расстояние принимается из условий безопасности строительства и эксплуатации объекта, определено нормами СП 284.1325800.2016 и ПУЭ.

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при поставке труб, арматуры, оборудования организациями-поставщиками, наравне с технической документацией, должны быть представлены сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и требованиям нормативных документов по стандартизации; разрешения на применение.

Технологическая схема проектируемых трубопроводов приведена в графической части тома. Диаметр трубопровода принят на основании гидравлического расчета (Приложения А, Б, В).

Сведения о проектируемом трубопроводе с указанием назначения, протяженности, месторасположения начального и конечного пунктов представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Характеристика трубопроводов

Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Рабочее давление, МПа	Месторасположение начального пункта	Месторасположение конечного пункта
Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»	114x7	3580,41 (по ПК) 3702,50 с учетом компенсатора)	4,0	Точка стыковки с технологическими трубопроводами КП №7	Узел запуска/приема КП №2
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7»	114x10	3371,07 (по ПК) 3547,55(с учетом компенсатора)	25,0	Точка стыковки с технологическими трубопроводами КП №2	Точка стыковки с технологическими трубопроводами КП №7
Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»	114x7	3847,75 (по ПК) 4208,57(с учетом компенсатора)	4,0	Точка стыковки с технологическими трубопроводами КП №6	Узел запуска/приема КП №2

Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Рабочее давление, МПа	Месторасположение начального пункта	Месторасположение конечного пункта
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6»	114x10	3834,41 (по ПК) 4197,41(с учетом компенсатора)	25,0	Узел запуска/приема КП №2	Точка стыковки с технологическими трубопроводами КП №6
Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	114x7	4213,6 (по ПК) 4463,51(с учетом компенсатора)	4,0	Узел запуска/приема КП №2	Точка стыковки с технологическими трубопроводами на НПС «Пайяха»
Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2»	159x7	4422,92 (по ПК) 4641,45 (с учетом компенсатора)	1,6	Точка стыковки с технологическими трубопроводами на НПС «Пайяха»	Точка стыковки с технологическими трубопроводами на МУПН-2

Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2» предназначен для транспорта сырой нефти и попутного нефтяного газа от обвалования площадки кустов скважин №7 до МУПН-2.

[Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД \(КП №2\)»](#) предназначен для транспорта подготовленной нефти от КП №6 до узла запуска и приема СОД (КП №2).

Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»» предназначен для транспорта подготовленной нефти от МУПН-2 до НПС «Пайяха»

Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2» предназначен для транспорта подтоварной воды от НПС «Пайяха» до МУПН-2 с последующей утилизацией на КП №2

Водоводы высокого давления предназначен для транспортирования воды от МУПН до площадки кустов скважин №6,7 с последующей закачкой в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления.

Трассы трубопроводов проходят по территории распространения многолетнемерзлых грунтов. На всем протяжении трубопровода предусмотрена надземная прокладка на эстакаде, подземная прокладка предусмотрена только на участках перехода через автомобильные дороги и ВЛ 110 кВ. Способ укладки надземной части - подъем с поверхности строительной полосы на опоры заранее заготовленных секций с последующей сваркой их между собой.

## 2.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы в зависимости от диаметра относятся III классу (диаметр трубопроводов менее 300 мм).

В соответствии с таблицей 1 СП 284.1325800.2016 в зависимости от назначения, класса, рабочего давления, с учетом прохождения трассы по многолетнемерзлым грунтам проектируемые нефтегазосборный трубопровод и напорные нефтепроводы отнесены к категории II, проектируемый водовод высокого давления отнесен к категории II, так как давление в трубопроводе выше 10 МПа.

Категория трубопроводов указана на чертеже профиля трассы. Чертеж профиля трассы приведен в графических документах тома D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО настоящей проектной документации.

## 2.2 Сведения о проектной мощности

Гидравлический расчет нефтегазосборных трубопроводов выполнен на год максимальной добычи нефти по рассматриваемой ветке – 01.11.2024 (Приложение А). Гидравлический расчет водоводов высокого давления выполнен на год максимальной закачки по рассматриваемой ветке – 01.01.2025 (Приложение Б). Гидравлический расчет на водовод низкого давления выполнен на все года эксплуатации трубопроводов (Приложение В).

Таблица 2.2 – Производительность промысловых трубопроводов

Наименование трубопровода	Расход жидкости, м3/сут (обводненность, %)	Расход газа, м3/сут
Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»	457,33 (47,66%)	7892,56
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7»	96,11	-
Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»	670,91 (0,5%)	-
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6»	1245,21	-
Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	1516,75 (0,5%)	-
Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2»	1200	-

## 2.3 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств

Для строительства нефтегазосборного трубопровода «КП №7 – МУПН-2» приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали класса прочности К48, с заводским антикоррозионным наружным однослойным эпоксидным покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 80 °С, с заводским теплоизоляционным слоем 43 мм из ППУ, в защитной оболочке из оцинкованной стали со СКИН-системой, в количестве 1 ИРН-Трубки наружным диаметром 25 мм. по ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Для строительства напорного нефтепровода «КП №6 – Узел СОД (КП №2)» приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали класса прочности К48, с заводским

антикоррозионным наружным однослойным эпоксидным покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 80 °С, с заводским теплоизоляционным слоем 43 мм из ППУ, в защитной оболочке из оцинкованной стали со СКИН-системой, в количестве 1 ИРН-Трубки наружным диаметром 25 мм по ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Для строительства напорного нефтепровода «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха» приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали класса прочности К48, с заводским антикоррозионным наружным однослойным эпоксидным покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 80 °С, с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 80 °С, с заводским теплоизоляционным слоем 43 мм из ППУ, в защитной оболочке из оцинкованной стали со СКИН-системой, в количестве 1 ИРН-Трубки наружным диаметром 25 мм по ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Для строительства водоводов высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7», «Узел СОД (КП №2) – КП №6» приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали класса прочности К48, с заводским антикоррозионным наружным однослойным эпоксидным покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 80 °С и с заводским теплоизоляционным слоем 43 мм из ППУ, в защитной оболочке из оцинкованной стали со СКИН-системой, в количестве 1 ИРН-Трубки наружным диаметром 25 мм по ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Для строительства водовода низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2» приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали класса прочности К48, с заводским антикоррозионным наружным однослойным эпоксидным покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 80 °С, с заводским теплоизоляционным слоем 45,5 мм из ППУ, в защитной оболочке из оцинкованной стали со СКИН-системой, в количестве 1 ИРН-Трубки наружным диаметром 25 мм по ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Для защиты наружной зоны сварных швов, соединений труб применены комплекты изоляции сварных стыков. Для защиты внутренней зоны сварных швов применены вставные втулки.

Способ прокладки трубопровода надземный на эстакаде (за исключением участков переходов через автодороги и ВЛ 110 кВ).

Трубопровод укладывают так, чтобы расстояние от среднего значения снегового покрова до низа оболочки теплоизоляции трубопровода было не менее 0,5 м, но не менее 1,5 от поверхности земли.



Срок эксплуатации для трубопроводов в соответствии с заданием на проектирование составляет 30 лет.

Химический состав трубной продукции для трубопроводов представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Химический состав металла трубной продукции для трубопроводов

Класс прочности	Массовая доля элементов по анализу плавки и из- делия, %, не более								Углеродный эквива- лент, %, ее более	
	C	Si	Mn	P	S	V	Nb	Ti	Сэкв	P <sub>см</sub>
K48	0,24	0,60	1,40	0,025	0,015	0,10	0,06	0,04	0,43	0,25

Основные механические свойства металла труб для трубопроводов принятые для расчетов, представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Основные механические свойства металла примененных труб для трубопроводов

	Наименование показателя	K48
1	Временное сопротивление $\sigma_B$ , МПа	460-760
2	Предел текучести $\sigma_{0,5}$ , МПа	360-530
3	Относительное удлинение $\delta_5$ , %, не менее	20
4	Отношение $\sigma_{0,2}/\sigma_B$ , не более	0,93
6	Ударная вязкость КСУ, Дж/см <sup>2</sup> , при температуре испытания минус 60 °, не менее	45

Тепловая и антикоррозионная изоляция поверхностей фасонных деталей на проектируемых трубопроводах принята аналогично тепловой и антикоррозионной изоляции труб. Конструктивное исполнение изоляции деталей такое же, как у труб.

Теплоизоляционное покрытие из пенополиуретана относится к горючим материалам. В соответствии с требованиями п. 9.5.4 СП 284.1325800.2016 по трассе проектируемых трубопроводов должны предусматриваться противопожарные вставки из негорючих материалов через каждые 24 м, протяженность которых должна быть не менее 0,5 м. В качестве противопожарных ставок в проекте предусмотрены комплекты изоляции сварных стыков, выполненные из огнезащитных цилиндров из минеральной ваты в защитной спирально-замковой стальной оболочке из оцинкованной стали на каждом втором стыке.

Для наружной защиты зоны сварных швов применены комплекты для изоляции сварного стыка с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой из оцинкованной стали на надземных участках.

Прокладка трубопроводов на участках пересечения с автомобильной дорогой предусмотрена подземным способом в защитном футляре на свайном основании.

В качестве защитных футляров на переходах через автомобильные дороги и коммуникации приняты стальные электросварные прямошовные трубы  $\varnothing 530 \times 10$  мм для трубопроводов  $\varnothing 159$  мм с тепловой изоляцией и  $\varnothing 426 \times 10$  мм для трубопроводов  $\varnothing 114$  мм с тепловой изоляцией. Трубы для защитного футляра приняты из класса прочности К48 по ЕТТ №П4-06.03 ЕТТ-0111 «Единые технические требования. Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

При пересечении с линиями электропередачи в соответствии с требованиями п.2.5.281 ПУЭ предусмотрено устройство защиты эстакады от падения проводов – строительная конструкция выступает по обе стороны пересечения на расстояние высоты опоры, пересекаемой ВЛ, и имеет ширину по 2,5 м в обе стороны от оси трубопровода на эстакаде. Конструкция и размеры защитных устройств представлены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО3.2.

Согласно выполненному расчету (Приложение В) максимальное расстояние пролета с учетом возможного повреждения одной из опор составляет 7,9 м. В результате вариативного численного моделирования для различного шага опор в специализированном ПО «СТАРТ» допустимый максимальный пролет с учетом возможного выпадения одной из опор составил 7,0 м, с учетом запаса 0,5 метра и округления в меньшую сторону, до целого числа, итоговое максимальное значение длины пролета принято 7,0 метра.

Поперечные сварные стыки труб должны находиться от опор на расстоянии не менее 1 м. Установленное положение трубопроводов фиксируется на подвижных опорах путем затяжки охватывающих хомутов, на неподвижных – приваркой трубных катушек.

В качестве компенсаторов применены трапециевидные компенсаторы, монтируемые в горизонтальной плоскости.

Расчет расстановки компенсаторов проведен с использованием программного комплекса «СТАРТ». Места установки компенсаторов, их параметры (длина вылета, длина спинки, компенсируемые длины, угол поворота в горизонтальной плоскости), места расстановки опор по трассам трубопроводов показаны на планах трасс, см. графическую часть томов D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО.

#### Узлы запуска и приема СОД

Проектом предусмотрена установка узлов запуска и приема СОД на трубопроводах.

Характеристика и количество запорной арматуры, принятой в проектной документации для установки на трубопроводах, приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Перечень запорной арматуры, установленной по трассе проектируемого нефтепровода

Узел СОД	Наименование	Количество, шт.
Узел запуска и приема СОД (КП №2)	Задвижка клиновая DN150, PN16, фланцевая с электроприводом ЗК150*16-Ф-Х-К0/7-К48/ЭПГВ1/Н/С0	1
	Задвижка клиновая DN100, PN250, с патрубками под приварку, с ручным управлением ЗК100*250-С-Х-К0/10-К48/РМ/Н/С0	2
	Задвижка клиновая DN100, PN4,0, фланцевая с ручным управлением ЗК100*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	11
	Задвижка клиновая, фланцевая, с электроприводом DN100, PN4,0 ЗК 100*40-Ф-Х-К0/7-К48/ЭПГВ1/Н/С0	1
	Задвижка клиновая DN 80, PN 40, фланцевая с ручным управлением ЗК80*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	1
	Задвижка клиновая DN 50, PN 40, фланцевая с ручным управлением ЗК50*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	9
Узел запуска СОД КП №6	Задвижка клиновая DN100, PN4,0, фланцевая с ручным управлением ЗК100*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	2
	Задвижка клиновая DN 50, PN 40, фланцевая с ручным управлением ЗК50*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	3
Узел запуска СОД КП №7	Задвижка клиновая DN100, PN4,0, фланцевая с ручным управлением ЗК100*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	2
	Задвижка клиновая DN 50, PN 40, фланцевая с ручным управлением ЗК50*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	3
Узел приема СОД НПС «Пайяха»	Задвижка клиновая DN150, PN16, фланцевая с электроприводом ЗК150*16-Ф-Х-К0/7-К48/ЭПГВ1/Н/С0	1
	Задвижка клиновая, фланцевая, с электроприводом DN100, PN4,0 ЗК 100*40-Ф-Х-К0/7-К48/ЭПГВ1/Н/С0	1
	Задвижка клиновая DN100, PN4,0, фланцевая с ручным управлением ЗК100*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	2
	Задвижка клиновая DN 80, PN 40, фланцевая с ручным управлением ЗК80*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	1
	Задвижка клиновая DN 50, PN 40, фланцевая с ручным управлением ЗК50*40-Ф-Х-К0/7-К48/РМ/Н/С0	3

Герметичность затворов запорной арматуры соответствует классу «А» ГОСТ 9544-2015. Арматура выбрана из условия максимального расчетного давления, работа возможна при полном перепаде давления на затворе, которое может возникнуть в системе транспорта нефти. Арматура относится к классу ремонтируемых.

Время закрытия задвижек клиновых оборудованных электроприводами в соответствии с МУК «ЕТТ. Задвижки клиновые» №П1-01.05 М-0082 версия 3.00 не должно превышать 100 секунд.

На всех наружных установках предусмотрен контроль давления и температуры по месту с каждой стороны запорной арматуры.

Установка арматуры узлов запуска/приема СОД предусмотрена на строительных опорах, на площадках, отсыпанных минеральным грунтом.

Вся арматура имеет молниезащиту и заземление; на узлах запуска/приема СОД предусмотрен электрообогрев дренажных трубопроводов, запорной арматуры и надземных резервуаров – эти вопросы и решения по электроснабжению рассмотрены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.1.

Месторасположение запорной арматуры обозначено на технологической схеме в графической части данного тома.

Соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011), технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013) должно быть подтверждено технической документацией, прилагаемой к оборудованию и техническим устройствам.

Для восстановления пропускной способности нефтепроводов необходима периодическая очистка его внутренней полости – удаление парафина, грязевых отложений. С этой целью, а также, с целью проведения диагностики предусмотрена установка узлов запуска и приема СОД, конструктивное исполнение которых показано на чертежах в графической части данного тома. На узлах СОД имеются металлические ограждения площадок узлов высотой 3,0 м. Калитки ограждений после проведения необходимых текущих работ закрывают на замки. На ограждениях с внешней стороны предусмотрена установка знаков «Стой! Запретная зона. Проход запрещен», «Схема узла».

Узлы СОД оснащаются камерами заводского изготовления с грузоподъемным оборудованием. Конструкция камеры, комплектность поставки должна соответствовать ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0011 «Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики». Номинальное рабочее давление камер СОД составляет 4,0 МПа. Параметры камер СОД приведены в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Параметры камер СОД

Основные параметры		Характеристики		
1	Наименование трубопровода	Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»	Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»	Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»
2	Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается камера СОД, мм	114x7	114x7	114x7
3	Проходное давление (избыточное) на участках установки узла пуска СОД, МПа	1,68	1,42	3,21
4	Проходное давление (избыточное) на участках установки узла приема СОД, МПа:	0,8	0,8	0,8
5	Расчетное давление в проектируемом трубопроводе, МПа	4,0		
6	Расположение технологической обвязки камеры пуска (правое, левое), если смотреть по направлению потока	Правое исполнение	Правое исполнение	Левое исполнение
7	Расположение технологической обвязки камеры приема (правое, левое), если смотреть по направлению потока	Правое исполнение	Правое исполнение	Левое исполнение
8	Материал очистного устройства	Полиуретановый		
9	Тип быстроразъемного концевой затвора камеры	Байонетный		
10	Сейсмичность района расположения камеры	Не сейсмостойкое (менее 6 баллов)		
11	Характеристика района эксплуатации устройства: – абсолютная минимальная температура воздуха, °С; – температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98, °С; – температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	Минус 55,5  Минус 50  Минус 47,6		
12	Наименование среды, транспортируемой по трубопроводу	Нефтегазоводяная смесь	Товарная нефть	Товарная нефть
13	Характеристика среды, транспортируемой по трубопроводу (класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76, категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 30852.11-2002, ГОСТ Р 30852.5-2002)	3, IIA-T3		

Основные параметры		Характеристики
14	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	АН
15	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	В-1г
16	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ1

В качестве очистных устройств возможно применение устройств типа ПР и ДЗК или других устройств, предназначенных для очистки нефтепроводов, эксплуатируемых в таких же условиях. Контроль давления осуществляется манометрами по месту.

В местах прохождения очистных устройств предусмотрено применение отводов с радиусом не менее 5DN, для исключения попадания средств очистки и диагностики в ответвление от основного трубопровода предусмотрено применение тройников с решёткой.

Дренаж нефти из камер СОД предусматривается:

- на Узле запуска СОД КП №6 – в резервуар, расположенный на КП №6;
- на Узле запуска СОД КП №7 – в резервуар, расположенный на КП №7;
- на Узле запуска и приема СОД (КП №2) и узле приема СОД НПС «Пайяха» в резервуар горизонтальный стальной надземный выполненный в соответствии с ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0060 версия 2 изм.2 «Резервуар горизонтальный стальной».

Перелив жидкости самотеком обеспечивается за счет разности высот. На узлах запуска/приема СОД предусмотрено дальнейшее опорожнение резервуара в передвижные автоцистерны.

На «Узле запуска и приема СОД (КП №2)», «Узле приема СОД НПС «Пайяха» предусмотрена установка надземного резервуара горизонтального стального объемом 3,0 м3. Для недопущения застывания продукта резервуар предусмотрен в тепловой изоляции с электрообогревом.

На проектируемых узлах СОД, установленных на нефтепроводе, предусмотрено местное измерение давления (по показаниям манометров), которые предусматривается устанавливать с каждой стороны запорной арматуры, а также на камерах пуска/приема СОД. На узлах СОД предусмотрен местный контроль температуры (переносным термометром), а также сигнализаторы прохождения СОД (для сокращения времени обнаружения приборов СОД по трассе трубопровода в случае возникновения аварийной ситуации).

Срок эксплуатации оборудования в соответствии с заданием на проектирование составляет 30 лет.

Основные принципиальные технологические решения по узлам запуска и приема СОД приведены в графической части данного тома.

### Узлы контроля коррозии

На нефтегазосборном трубопроводе и напорных нефтепроводах для проведения мониторинга состояния металла предусмотрена врезка датчиков скорости коррозии, работающих по методу электрического сопротивления (ER), и образцов-свидетелей коррозии (ОСК) по верхней образующей (12 часов). Место установки определить в нижней точке профиля как можно ближе к концу участка трубопровода. Конструкция датчиков обеспечивает:

- Возможность ручного подъема (спуска) штока с датчиком на время пропуска по трубопроводу очистного или диагностического снаряда;
- Возможность эксплуатации при заданных рабочих давлениях трубопровода, отбора проб транспортируемой жидкости.

На нефтегазосборном трубопроводе и водоводе высокого давления предусмотрена установка ультразвукового датчика по нижней образующей (6 часов) в нижней точке профиля.

Расстояние от устройства контроля коррозии до ближайших отводов, влияющих на режим течения жидкости, составляет не менее 50 диаметров трубопроводов до УКК и не менее 20 диаметров после УКК (по ходу течения продукта).

Для обслуживания УКК предусмотрены площадки. Установка датчиков скорости коррозии, работающих по методу электрического сопротивления и образцов-свидетелей коррозии предусмотрена с учетом обеспечения полноценного доступа с единой площадки обслуживания.

Предусмотрено безопасное обслуживание и установка информационных знаков в местах расположения узлов контроля коррозии.

### Краткое описание порядка монтажа плетей труб на опорах

Монтаж плетей трубопроводов принято проводить при низких температурах – до минус 30°C.

Предварительно устанавливаются строительные конструкции (фундаменты, ростверки) под монтаж плетей труб и опор. Монтаж надземного трубопровода следует начинать от неподвижных опор в сторону компенсаторов. Участки труб закрепляют на неподвижных опорах, затем варивают компенсаторы в нитку трубопровода. Замыкающие швы не должны находиться в границах компенсаторов и не должны выполняться на концах трубных катушек, являющихся частью неподвижных опор. Стыковать компенсатор непосредственно с плетью запрещается. К компенсаторам с обоих концов должны быть пристыкованы одиночные трубы, которые, в свою очередь стыкуются с плетью, смонтированной от неподвижной опоры.

Сварные стыки должны быть вынесены за пределы опорной части трубопровода не менее чем на 1 м. Конструкция тепловой изоляции сварного стыка должна располагаться за пределами ложементов подвижных опор. В случае если не представляется возможным осуществить подбор труб, то из целой трубы изготавливается трубная вставка.

## **2.4 Мероприятия по энергосбережению**

Перечень мероприятий по энергосбережению приведен в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.1.

### **2.4.1 Молниезащита, заземление арматуры и трубопроводов**

Перечень мероприятий по молниезащите, заземлению арматуры и трубопроводов приведен в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.1.

## **2.5 Количество и типы оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства**

Сведения о количестве и типах оборудования, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства трубопроводов, приведены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ПОС.

## **2.6 Численность и профессионально-квалификационный состав персонала**

На объекте действует вахтовый метод работы с организацией работ в непрерывном режиме. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников. Основные положения этого метода: продолжительность вахты, режимы труда и отдыха, гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом, регламентированы главой 47 Трудового Кодекса РФ. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учёт рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год (ст. 300 ТК РФ).

Продолжительность вахты для персонала, обслуживающего проектируемые трубопроводы, составляет 30 календарных дней.

Годовой режим работы и отдыха обеспечивается выполнением суточных и месячных режимов, а также представлением работникам отпуска установленной законом продолжительности. Статьей 302 Трудового Кодекса РФ предусмотрены гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.

Время начала и окончания работы каждой смены, обеденного перерыва и другие вопросы регламентации труда и отдыха на производстве отражаются в правилах внутреннего трудового распорядка, которые утверждаются в установленном порядке.

Проектируемый объект находится в районе Крайнего Севера, в связи с этим, для женщин устанавливается 36-часовая рабочая неделя.

Организована доставка персонала авиатранспортом.

Обслуживание трубопроводов проводится в дневную смену. Постоянных рабочих мест на трубопроводах и их наружных установках нет. Обход трасс в нормальном режиме эксплуатации



проводит бригада линейных трубопроводчиков в составе не менее двух человек. Продолжительность одной смены составляет 12 часов. После ввода в эксплуатацию проектируемых трубопроводов их будет обслуживать по установленным графикам штатный персонал цеха эксплуатации и ремонта трубопроводов (ЦЭРТ) управления эксплуатации трубопроводов (УЭТ) ООО «Восток Ойл».

В наличии у персонала должны быть необходимые рабочие инструменты (слесарный инструмент, лопата, лом и т.п.), должен иметься переносной радиотелефон, аптечка с набором медикаментов и перевязочных материалов, переносными техническими средствами контроля за наличием взрывоопасных воздушных сред (газоанализаторами).

Административно-управленческий персонал работает в одну смену.

Руководящий состав ООО «Восток Ойл» осуществляет общее руководство деятельностью предприятия, направленное на выполнение планов по добыче нефти, координирует взаимодействие всех звеньев производственного процесса, решает вопросы социально-бытового характера, несет ответственность за финансовую деятельность предприятия, определяет планы дальнейшего развития производства.

Ликвидацией возможных аварийных разливов нефти и других аварий на объектах месторождения будет заниматься персонал участка ликвидации аварий ЦЭРТ. Цех оснащен специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами, необходимыми для проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах чрезвычайных ситуаций. Дежурство персонала участка ликвидации аварий ЦЭРТ круглосуточное, место дислокации – помещение цеха на территории НПС «Пайяха».

В таблице 2.7 перечислен персонал бригад ЦЭРТ, задействованный в обслуживании проектируемых трубопроводов после пуска их в эксплуатацию.

Доставка персонала на трассы трубопроводов будет осуществляться служебным автотранспортом. В наличии у персонала должны быть необходимые рабочие инструменты (допустимые для применения в газоопасных зонах), переносной газоанализатор, для связи – переносной радиотелефон.

Доставка персонала на трассы трубопроводов будет осуществляться служебным автотранспортом. В наличии у персонала должны быть необходимые рабочие инструменты (допустимые для применения в газоопасных зонах), переносной газоанализатор, для связи – переносной радиотелефон.

Таблица 2.7 – Персонал бригад ЦЭРТ, задействованный в обслуживании проектируемых трубопроводов после пуска их в эксплуатацию

Должность, профессия	Кол-во чел., всего	В том числе, чел.		персонал Подменный	Предполагаемое место проживания
		на вахту			
		1 смена	2 смена		
<b>Трубопроводы</b>					
Начальник (зам.начальника) цеха	1	1	-	-	НПС Пайха
Заместитель начальника цеха	1	1	-	-	НПС Пайха
Ведущий специалист по охране труда	1	1	-	-	НПС Пайха
Специалист (кадровый)	1	1	-	-	НПС Пайха
Ведущий технолог	1	1	-	-	НПС Пайха
Старший механик	1	1	-	-	НПС Пайха
Мастер ЛЭУ	1	1	-	-	НПС Пайха
Трубопроводчик линейный 5 разряда	8	8	-	-	НПС Пайха
Трубопроводчик линейный 4 разряда	12	12	-	-	НПС Пайха
Трубопроводчик линейный 3 разряда	6	6	-	-	НПС Пайха
Слесарь-ремонтник 5 разряда	1	1	-	-	НПС Пайха
Слесарь-ремонтник 4 разряда	2	2	-	-	НПС Пайха
Мастер аварийно-восстановительных работ	1	1	-	-	НПС Пайха
Электрогазосварщик, занятый на резке и ручной сварке 6 разряда	4	4	-	-	НПС Пайха
Слесарь-ремонтник 5 разряда	2	1	1	-	НПС Пайха
Слесарь-ремонтник 4 разряда	3	2	1	-	НПС Пайха
<b>ИТОГО:</b>	<b>46</b>	<b>44</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	

Доставка персонала на трассы трубопроводов будет осуществляться служебным автотранспортом. В наличии у персонала должны быть необходимые рабочие инструменты (допустимые для применения в газоопасных зонах), переносной газоанализатор, для связи – переносной радиотелефон.

Всем работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ), в соответствии с Трудовым Кодексом РФ.

Спецодежда для теплого и холодного периода года, средства индивидуальной защиты (СИЗ) выдаются работникам согласно Постановлению Минтруда и соцразвития РФ от 26.12.1997 № 67 (в ред. от 16.03.2010) «Об утверждении Типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

Спецодежда должна отвечать требованиям промышленной безопасности и производственной санитарии, быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней, надежной в эксплуатации, должна быть изготовлена из специальных термостойких тканей с масловодоотталкивающей пропиткой.

Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, от нефтепродуктов, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

К средствам защиты рук относятся рукавицы, перчатки, полуперчатки.

К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы.

Для защиты глаз персонал должен применять защитные очки, щитки, маски.

Для защиты от повреждений головы должны применяться каски.

К ведению огневых работ сварщики допускаются в термостойких костюмах, защищающих от искр, брызг расплавленного металла и окалины.

Не разрешается приступать к работе в спецодежде, не соответствующей размеру и росту рабочего, с незастегнутыми лапами куртки и т.п. в неисправной, загрязненной спецодежде и спецобуви.

При температуре воздуха минус 40 °С и ниже должна быть обеспечена защита органов дыхания и лица.

Спецодежда, спецобувь, противогазы и другие СИЗ должны быть сертифицированы. Хранение СИЗ предусмотрено в специально отведенном месте в помещении цеха ЦЭРТ. Приобретение СИЗ производится за счет средств предприятия.

На предприятии имеются в необходимом количестве дежурные противогазы, диэлектрические перчатки, резиновые коврики и медицинские аптечки.

Персонал, обслуживающий трубопроводы базируется в помещении ЦЭРТ, расположенном на территории НПС «Пайяха». Здесь имеются все необходимые санитарно-бытовые помещения, обеспечивающие условия для рабочих и служащих (для группы производственных процессов 2г): гардеробно-душевые; сушильные спецодежды; умывальные и санитарные узлы, комната приема пищи.

Снабжение питьевой водой выездных бригад для обслуживания трубопроводов осуществляется бутилированной питьевой водой.

Качество питьевой воды должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21, СанПиН 2.1.4.1116-02.

Для работы на месторождениях предприятия характерно потенциальное действие различных вредных факторов производственной среды, неблагоприятные метеорологические условия.

Для обеспечения безопасных условий труда ООО «Восток Ойл» проводится процедура аттестации рабочих мест по условиям труда.

По итогам аттестации составляется карта аттестации условий труда для каждого рабочего места, в которой определяются фактические значения вредных и опасных производственных факторов, выдается оценка фактического состояния условий труда и присваивается класс по условиям труда, указываются льготы и компенсации за работу во вредных условиях труда.

Законодательством РФ предусмотрено право работника на льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда.

Учитывая климатические условия (район Крайнего Севера), вредные условия труда для работников устанавливается льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска.

Право на льготную трудовую пенсию предоставляется мужчинам по достижении возраста 55 лет и женщинам по достижении возраста 50 лет, если они проработали в районах Крайнего Севера (и приравненных к Крайнему Северу), не менее 20 календарных лет и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет.

Лицам, работающим в районе Крайнего Севера, ежегодно предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 16 календарных дней.

Для женщин, работающих в районе Крайнего Севера, устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районе Крайнего Севера.

Работодатель обязан обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Группа производственных процессов по санитарной характеристике в соответствии с СП 44.13330.2011 при обслуживании проектируемых трубопроводов – 2г и 1б.

#### Оценка микроклимата

Согласно приложению 13 Р 2.2.2006-05 проектируемый район относится к климатическому региону – Ia («особый») (минус 25 °С, 6,8 м/с). При работах на открытых территориях в холодный период года класс условий труда оценивается как вредный. Согласно Р 2.2.2006-05 таблицы 8 и 9 класс условий труда по микроклимату по степени вредности относится к классу 3.2.

В соответствии со статьей 109 Трудового кодекса для работающих на открытом воздухе предусмотрены регламентированные перерывы для обогрева. Продолжительность регламентированных перерывов устанавливается в зависимости от температуры воздуха и скорости ветра.

В соответствии с МР 2.2.7.2129-06 в климатическом регионе 1а (особый) при среднегодовой скорости ветра (по зимним месяцам) 3 м/с и температуре воздуха минус 26 °С за 4-часовой период рабочей смены продолжительность непрерывного пребывания на холоде должна быть не более 103 минут, число 10-минутных перерывов для обогрева – не менее 2. При температуре воздуха минус 45 градусов приведенные параметры равны соответственно 53 минутам и трем 10-минутным перерывам.

#### Оценка химического фактора

По ГОСТ 12.1.005-88 нефть относится к III классу опасности (по аэрозолю), предельно-допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup>. Угледородные газы и пары нефти относятся к IV классу опасности, ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>. Система транспорта сырой нефти является полностью герметизированной, в регламентном режиме работы трубопроводов какие-либо отходы отсутствуют. Выбросы транспортируемого продукта возможны только в аварийных ситуациях. В этом случае допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание паров нефти и газа в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам. В пересчете на углерод ПДК С1-С10 равна 300 мг/м<sup>3</sup>.

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек нефти. Мероприятия по повышению эксплуатационной надежности трубопроводов и охране окружающей среды отражены в п. 3.21 «Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)».

Согласно «Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)» – величины ПДВ подлежат обязательному контролю при эксплуатации объекта.

В зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ производство относится ко 2 классу условий труда (допустимый).

#### Акустика и вибрация

Источники шума и вибрации на трубопроводах отсутствуют.

#### Световая среда

Оценка параметров световой среды не проводилась, т.к. обход и обслуживание трасс трубопроводов проводится в светлое время суток.

#### Тяжесть и напряженность трудового процесса

По тяжести при перемещении в пространстве, обусловленном технологическим процессом (до 10 км) – 2 класс условий труда (допустимый), по напряженности трудового процесса по фактической продолжительности рабочего дня – 2 класс условий труда (допустимый); по

сменности работы и наличие регламентированных перерывов – 1 класс условий труда (оптимальный).

#### Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитных полей на объекте является электротехническое оборудование (линейные трубопроводчики), персональные компьютеры (управленческий персонал).

Воздействие неионизирующих электромагнитных полей и излучений, их допустимых значений, определенных по СанПиН 1.2.3685-21, СП 2.4.3648-20, ГОСТ 12.1.006-84, приведено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Воздействие неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал

Фактор	Ед. измерения	Значение	
		Расчетное	Допустимое
1 Электростатическое поле ЭВМ	кВ/м	17,3	20,0
2 Индукция магнитного поля ЭВМ	Тл	$5 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-3}$
3 Электромагнитное поле частотой 50Гц, создаваемое ЭВМ	В/м	до 500	500

Мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана компьютера при любых положениях регулировочных устройств не превышает допустимых значений – 1 мкЗв/ч (100 мкР/ч).

Напряжённость и плотность электромагнитного поля отвечает требованиям СП 2.4.3648-20.

Таким образом, условия труда при действии неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал относятся ко второму (допустимому) классу, согласно п. 5.7 Р 2.2.2006-05.

#### Общая оценка условий труда

Согласно Р 2.2.2006-05 условия труда на рабочих местах проектируемого объекта (принимаются по худшему показателю) отвечают гигиеническим требованиям и относятся к классу 3.2 (вредному 2 степени).

### **2.7 Обоснование принятых решений по автоматизации**

Перечень мероприятий по автоматизации приведен в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.2

## 2.8 Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации

В таблице 2.9 приведены свойства опасного вещества – сырой нефти, попутного нефтяного газа, транспортируемый по нефтегазосборному трубопроводу, характеристика, степень опасности при воздействии на организм человека.

Таблица 2.9 – Свойства веществ, обращающихся в нефтегазосборных трубопроводах, характер их воздействия на организм человека

Вещество	Характер воздействия на организм человека	ПДК р.з., мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88 <sup>1)</sup>	Санитарная характеристика производства по СП 44.13330.2011 <sup>1)</sup>
1 Нефть	Общетоксичный, sensibilizing	10 (по аэрозолю)	III	2г, 1б
2 Нефтяной газ, пары нефти	Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение	300	IV	2г
3 Одорант (этилмеркаптан) <sup>1)</sup>	Влияет на центральную нервную систему, обладает наркотическим действием, характеризующемся мышечной скованностью при попадании на кожу, глаза, верхние дыхательные пути вызывает раздражение	1	II	2г, 3а
1) Применяется только при проведении пневматических испытаний трубопровода				

В соответствии с приложением № 1 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ) проектируемые трубопроводы являются опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируются горючие вещества (жидкость, способная возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления).

К работникам, для обеспечения требований охраны труда и промышленной безопасности (ОТ и ПБ) при работе на трубопроводах, предъявляются следующие требования:

- знать технологическую схему работы трубопроводов (включая места подключения к объектам промысла) и контрольно-измерительных приборов;
- знать свойства рабочего продукта и характер ее воздействия на организм человека;
- применять инструменты из материала, не дающего искр; как исключение допускается использование стальных инструментов, рабочие поверхности которых густо смазаны солидолом или другой консистентной смазкой;
- использовать шланговые противогазы, специальную, одежду и обувь при работе в загазованной зоне;
- содержать закрепленный за работником противогаз в исправности и уметь

пользоваться им.

Основными решениями, позволяющими исключить контакт обслуживающего персонала с вредными веществами, являются:

- герметичная схема транспорта продукции;
- контроль технологического процесса по показаниям приборов КИПиА.

В процессе эксплуатации для обеспечения безопасности, сохранности здоровья и работоспособности персонала должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- контроль состояния воздушной среды на наличие паров нефти при обходе трассы трубопровода, при производстве ремонтных и аварийно-восстановительных работ; допуск персонала к проведению газоопасных работ возможен, если содержание паров нефти в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам. В пересчете на углерод ПДК  $C_1-C_{10}$  равна  $300 \text{ мг/м}^3$ ;
- разрешение курения только в пределах специально отведенных мест, назначаемых распорядительными документами по организации;
- обеспечение персонала СИЗ (согласно Трудовому Кодексу РФ);
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров работников, согласно ст. 212, 213 Трудового Кодекса Российской Федерации;
- получение разрешения перед началом производства огневых работ. Допуск персонала к проведению работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше ПДК по санитарным нормам;
- выделение средств и необходимых материалов для выполнения мероприятий по охране труда на предприятии, которые не должны расходоваться на другие цели.

К руководству работами на объекте допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие аттестацию в области ПБ.

К работе допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие профессионально-техническое образование, квалификационные разряды. Перед допуском к работе персонал должен пройти инструктаж, проверку знаний в области ОТ и ПБ, пожарной безопасности, пройти медицинскую комиссию и не иметь противопоказаний по состоянию здоровья.

Рабочие основных профессий допускаются к работе при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Организация и порядок обучения, проведение инструктажей, проверка знаний и допуск работников к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям Трудового кодекса РФ.

Все работники предприятия подлежат обучению ОТ и ПБ, проверке знаний требований ОТ и ПБ.

Периодичность обучения и проверка знаний по ОТ у руководителей и специалистов устанавливается не реже одного раза в три года, по ПБ – не реже одного раза в пять лет.



Обучение и проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно. Первичная аттестация проводится не позднее одного месяца с момента поступления на работу.

Руководитель структурного подразделения должен организовать в обязательном порядке обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в течение месяца после приема на работу всех поступающих на работу лиц, а также лиц, переводимых на другую работу.

Допуск работников к самостоятельной работе осуществляется после прохождения вводного и первичного инструктажей, стажировки на рабочем месте, проверки знаний работником правил по охране труда. Срок стажировки составляет не менее двух недель.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда.

Проведение инструктажей на рабочем месте, ознакомление рабочих с информационными письмами, сообщениями о несчастных случаях и приказами по вопросам охраны труда оформляется в «Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте».

Повторный инструктаж проходят не реже одного раза в полугодие по программам первичного инструктажа на рабочем месте.

Внеплановый инструктаж проводится в случаях, предусмотренных Постановлением Минтруда России № 1/29 от 13.01.2003.

Целевой инструктаж проходят при выполнении разовых работ, при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение или другие специальные документы.

Аттестация в области ОТ и ПБ включает в себя комплексную оценку знаний работниками опасного производственного объекта, требований ПБ, относящихся к их основной деятельности.

Весь персонал в обязательном порядке проходит специальную подготовку по пожарной безопасности.

Вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится со всеми вновь принимаемыми работниками независимо от их образования.

Пожарно-технический минимум и инструктаж по пожарной безопасности могут совмещаться с обучением и проверкой знаний в области ОТ и ПБ.

При эксплуатации должен быть обеспечен постоянный контроль технического состояния и своевременное обслуживание трубопроводов.

*Требования безопасности при проведении испытаний трубопровода  
на прочность и герметичность*

При проведении гидравлических и пневматических испытаний участков трубопроводов, а также при продувке в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15 декабря 2020 года №534 устанавливают зоны безопасности, представленные в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10 – Зоны безопасности при очистке и испытании трубопроводов воздухом

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны		
	при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	при очистке полости в направлении вылета эрша или поршня, м	при испытании в обе стороны от трубопровода, м
до 300	40	600	100

Таблица 2.11 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при испытании в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
	при давлении испытания до 8,25 МПа	
До 300	75	600
при давлении испытания свыше 8,25 МПа		
100-300	100	900

Запрещается проведение испытаний трубопроводов в ночное время. До начала испытания трубопроводов необходимо снять напряжение с воздушных линий электропередачи, находящихся в опасной зоне.

При испытании трубопроводов, для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1,0 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне опасных зон.

При проведении работ по пневматическому испытанию трубопровода используется одорант, поэтому должны соблюдаться дополнительные требования ОТ и ПБ при производстве работ с одорантом.

#### Правила безопасности при проведении операций с применением одоранта

Одорант (этилмеркаптан) применяется при проведении пневматических испытаний трубопровода на прочность и герметичность. Все работы с одорантом необходимо проводить в строгом соответствии с «Инструкцией по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта».

К работам по использованию одоранта допускаются лица не моложе 18 лет, годные по состоянию здоровья, прошедшие обучение и проверку знаний по утвержденной главным инженером предприятия программе, дополнительно включающей вопросы ОТ и пожарной безопасности при работе с одорантом. Работники должны знать свойства одоранта, требования ОТ и ПБ, пожарной безопасности и промышленной санитарии при работе с одорантом в объеме, предусмотренном «Инструкцией по технике безопасности при производстве, хранении,

транспортировании (перевозке) и использовании одоранта», правила использования средств защиты работающих, первичные признаки отравления одорантом и приемы оказания доврачебной помощи пострадавшим. Работы необходимо выполнять с применением промышленных фильтрующих противогазов (с коробкой БКФ, А), резиновых сапог, резиновых рукавиц и прорезиненных фартуков. Работы с одорантом являются газоопасными. Запрещается использование фильтрующего противогаза для выполнения аварийных работ при наличии одоранта в воздухе рабочей зоны выше ПДК. Работа в таких условиях должна выполняться персоналом с применением изолирующих противогазов и дыхательных аппаратов.

При аварийном разливе одорант должен быть немедленно нейтрализован бытовым отбеливающим раствором или водным раствором перманганата калия и смыт обильной струей воды; в случае разлива большого количества одоранта он должен быть нейтрализован 10 % водным раствором хлорной извести, затем удален в закрытую систему утилизации. Запрещается сыпать на пролитый одорант сухой порошок хлорной извести – это может вызвать возгорание.

Контроль воздуха рабочей зоны на содержание одоранта следует производить перед началом и в процессе работы через каждые 2 часа.

## 2.9 Организация ремонтного хозяйства

Техническое обслуживание и наблюдение за трубопроводами на трассе предусматривается с использованием воздушного транспорта и высокопроходимой техники линейной эксплуатационной службой, в состав которой входит аварийно-восстановительный пункт.

Основными задачами линейной эксплуатационной службы являются:

- Выполнение необходимого комплекса профилактических мероприятий, обеспечивающих сохранность и работоспособность оборудования и линейной части трубопровода;
- Контроль технического состояния объектов линейной части трубопровода, организации и проведение технического обслуживания и ремонта, своевременное формирование заявок на выполнение работ силами подрядных организаций; подготовка участков трубопровода к проведению ремонтных работ, их приемка по окончании выполнения;
- Обследование линейной части трубопровода при аварийных ситуациях из-за снижения давления, вызванного не по техническим причинам, а также при сообщениях о разливе нефти.

Ремонтные работы на промысловых трубопроводах (замена аварийных участков, устранение отказов) проводятся силами и средствами бригад ЦЭРТ. Капитальный ремонт трубопроводов будут осуществлять специализированные предприятия по отдельным договорам.

Примерный список техники и оборудования, необходимой при проведении ремонтных работ, приведен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Примерный список технической оснащенности предприятия для проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ

Техника и оборудование	Количество, ед.
------------------------	-----------------

Автомобильная и спецтехника		
1	Вездеход типа «Витязь» ДТ-30П	1
2	Экскаватор	1
3	Бульдозер	1
4	Самосвал типа Татра	1
5	Трубоукладчик типа ТР 1204.01	1
6	Снегоход "Буран СБ-640 М"	1
Оборудование		
7	Агрегаты сварочные	2
8	Нефтьесборщик типа "Lamor"	1
9	Мотопомпы	2
10	Труборезы механические	2
11	Труборезы ручные	2
12	Труборез с эл. приводом для безогневой резки труб типа МРТ 219-820 "Волжанка"	1
13	Установка хол. врезки в трубопровод типа УХВ-150	1
14	Центратор наружный звенный -531	1
15	Вышка осветительная	1
16	Переносной взрывозащищенный аккумуляторный светильник типа ELM01	2-3
17	Дизельная электростанция	1
18	Резервуар разборный	2-3
19	Боны заградительные	100-200 м
20	Канат капроновый для установки боновых заграждений	30 м
21	Бензопила	1
22	Лестница искробезопасная длиной 2-3 м	1

В таблице 2.12 перечислено основное оборудование и техника. Перед началом ремонтных или аварийно-восстановительных работ рабочим предоставляются и другие необходимые инструменты, вспомогательное оборудование (переносные сигнальные знаки, лопаты, грабли, ведра, слесарный инструмент), средства связи (переносные радиостанции), переносные газоанализаторы, медицинские средства (носилки санитарные складные, аптечка, шины) и др.

## 2.10 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности природных геологических процессов в пределах изученного района:

- Землетрясения по интенсивности – умеренно опасная категория;
- Пучение (сезонное) – весьма опасная категория;
- Подтопление территории – весьма опасная категория;
- Термозрозия – опасная категория.

В связи с прокладкой трубопроводов в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, морозное пучение прокладка трубопровода принята надземной, категория трубопровода повышена до II.

С учетом необходимости сохранения устойчивости ММГ в период строительства и эксплуатации проектируемого объекта, а также нанесения наименьшего ущерба окружающей среде, проектной документацией принят надземный способ прокладки трубопроводов.

### **2.11 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

Информация по предотвращению несанкционированного доступа на объект физических лиц и транспортных средств на период строительства приведена в томе «Проект организации строительства» (D812921/0454Д-33-ПД-402500-ПОС).

### **2.12 Проектные решения, направленные на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов**

В период появления угрозы диверсионного акта совместно с сотрудниками ОМВД Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края охраной предприятия предусмотрено проводить внеочередные занятия с персоналом объекта на предмет противодиверсионной устойчивости и обследование сооружений. При получении информации об угрозе проведения террористического акта на объекте организацией мероприятий и взаимодействия с территориальными органами МВД и ФСБ руководит начальник СБ ООО «Восток Ойл».

Дежурный оператор ЦЭРТ оповещает службы и структурные подразделения ООО «Восток Ойл» о немедленном прекращении всех работ и выводе рабочих и служащих с территории объекта.

### **3 ЛИНЕЙНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ**

#### **3.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта**

Нефтегазосборный трубопровод предназначен для нефтегазоводяной смеси от площадки кустов скважин №7 до МУПН-2.

Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха» предназначен для транспорта подготовленной на МУПН нефти до НПС «Пайяха»

Водовод низкого давления предназначен для транспорта подтоварной воды от НПС «Пайяха» до МУПН-2 с последующей утилизацией на КП №2

Водовод высокого давления предназначен для транспортирования воды от МУПН до площадки кустов скважин №6,7 с последующей закачкой в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления.

Режим работы трубопровода непрерывный.

Технологическая схема проектируемых трубопроводов представлена в графической части данного тома.

#### **3.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта - для нефтепроводов**

Сведения о проектной пропускной способности трубопроводов приведены в п. 2.2 «Сведения о проектной мощности».

#### **3.3 Характеристика параметров трубопровода**

Размерные параметры трубопроводов (протяженности, диаметры) представлены в таблице 2.1 данного тома.

#### **3.4 Обоснование диаметра трубопровода**

Диаметр трубопроводов и значения проходного давления определены на основании гидравлического расчета (Приложение А, Б, В). Трубопроводы обеспечивают транспорт необходимых объемов рабочего продукта, обусловленных техническим заданием на проектирование.

По результатам гидравлического расчета для строительства нефтегазосборного трубопровода «КП №7 – МУПН-2» принят диаметр DN100.

По результатам гидравлического расчета для строительства водовода высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7» принят диаметр DN100.

По результатам гидравлического расчета для строительства напорного нефтепровода «КП №6 – Узел СОД (КП №2)» принят диаметр DN100.

По результатам гидравлического расчета для строительства водовода высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6» принят диаметр DN100.

По результатам гидравлического расчета для строительства напорного нефтепровода «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха» принят диаметр DN100.

По результатам гидравлического расчета для строительства водовода низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2» принят диаметр DN150.

### **3.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении**

За рабочее (нормативное) давление принимается наибольшее давление, которое может быть в трубопроводе, определяемое на основании характеристик источника давления и условий эксплуатации.

Нефтегазосборный трубопровод и напорный нефтепровод. Регламентный режим транспортирования сырой нефти и попутного нефтяного газа проводится при давлении, определенном гидравлическим расчетом трубопроводов по проектным объемам транспортировки рабочего продукта. Максимально допустимое давление в нефтегазосборном трубопроводе и напорном нефтепроводе равно 4,0 МПа (принято равным максимальному давлению измерительных установок на проектируемых кустовых площадках). Это давление принято для проведения прочностных расчетов.

Водоводы высокого давления. Регламентный режим транспортирования подготовленной воды проводится при давлении, определенном гидравлическим расчетом по проектным объемам транспортировки. За рабочее (нормативное) давление в водоводе высокого давления принимается максимальное давление, создаваемое насосами БКНС при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности – рабочее давление равно 25,0 МПа. Это давление принято для проведения прочностных расчетов.

Водовод низкого давления. Регламентный режим транспортирования подтоварной воды проводится при давлении, определенном гидравлическим расчетом по проектным объемам транспортировки. За рабочее (нормативное) давление в водоводе низкого давления принимается максимальное давление, создаваемое насосами НПС «Пайяха» – рабочее давление равно 1,6 МПа. Это давление принято для проведения прочностных расчетов.

### **3.6 Описание системы работы клапанов-регуляторов**

Установка клапанов-регуляторов в проектной документации не предусматривается.

### **3.7 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок**

Проектом не предусмотрено использование антифрикционных присадок.

### **3.8 Очистка полости и испытание трубопроводов**

Очистку полости и испытание трубопроводов необходимо проводить в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018.

На проведение работ по очистке полости и испытаниям трубопровода строительно-монтажной организацией составляется специальная инструкция, которая согласовывается с заказчиком с учетом местных условий производства работ; согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопровода. В инструкции на проведение испытаний должны быть подробно расписаны все необходимые операции, места расположения опрессовочного агрегата, нагнетательного агрегата, компрессорной и одорирующей установок и др. вопросы.

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться строительно-монтажной организацией в присутствии комиссии с участием представителей Заказчика (ООО «Восток Ойл»), генерального подрядчика.

#### Очистка полости трубопроводов

Очистку полости трубопровода проводят в два этапа:

- предварительная очистка (протягивание очистного устройства в процессе выполнения сварочно-монтажных работ);
- продувка полости трубопровода сжатым воздухом (промывка полости трубопровода потоком жидкости), без пропуска поршней (с учетом наличия гнутых отводов радиусом менее пяти диаметров).

При очистке полости трубопровода или его участка необходимо: удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а также поверхностный рыхлый слой ржавчины и окалины; достигнуть качество очистки полости, обеспечивающее заполнение трубопровода транспортируемой средой без ее загрязнения и обводнения.

#### Испытание нефтегазосборного трубопровода, напорного нефтепровода на прочность и герметичность

Испытание нефтегазосборного трубопровода, напорного нефтепровода на прочность и герметичность проводят в два этапа: предварительный (гидравлическим способом и пневматическим способом) и основной (пневматическим способом).

Предварительно проводят испытание отдельных участков, затем проводят окончательный этап испытаний всего трубопровода.

#### Предварительные испытания участков нефтегазосборного трубопровода, напорного нефтепровода

Участки трубопроводов для предварительных гидравлических испытаний после укладки их в траншею и засыпки или крепления на опорах:

- узлы запуска и приема внутритрубных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним, давление испытания в верхней точке равно  $1,25 P_{\text{раб}}$  (5 МПа), продолжительность испытаний равна 12 часов;



– переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи земляного полотна после укладки в траншею, давление испытания в верхней точке  $1,5 P_{\text{раб}}$  (6 МПа), продолжительность испытаний равна 6 часов.

Участки трубопроводов для предварительных пневматических испытаний после укладки их в траншею и засыпки или крепления на опорах:

- Переход через водную преграду: поймы рек по горизонту высоких вод 10% обеспеченности и участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности после крепления на опорах на давление  $1,25P_{\text{раб}}=5,00$  МПа в течении 12 часов.

После предварительного испытания на прочность участков трубопроводов проводят проверку их на герметичность, снизив испытательное давление до рабочего (4,0 МПа). Продолжительность выдержки – не менее 12 часов.

После проведения предварительных испытаний участков трубопровода проводят окончательный этап испытаний трубопроводов.

#### Окончательный этап испытаний нефтегазосборного трубопровода

Окончательный этап испытаний трубопроводов на прочность и герметичность проводят в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018. после полной готовности трубопровода:

- крепления на опорах;
- установки приборов;
- удаления персонала, вывода техники из опасной зоны;
- предоставления испытательной документации на испытываемый объект.

Трубопровод испытывают одновременно со всеми предварительно испытанными участками.

Давление испытания равно  $1,1 P_{\text{раб}} - 4,4$  МПа. Продолжительность испытания 12 часов. После окончания испытания необходимо снизить давление до значения максимального рабочего давления (4,0 МПа) и выполнить контрольный осмотр трасс для проверки на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов. В процессе закачки в трубопровод воздуха в него следует добавлять также одорант (для облегчения последующего поиска возможных утечек в трубопроводе). Для этого на узле подключения к источнику воздуха монтируют установку одоризации газа (УОГ). Заполнение трубопровода воздухом производится с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 от испытательного на прочность. В процессе закачки в воздух следует добавлять одорант, что облегчает последующий поиск утечек в трубопроводах. Для этого на узлах подключения к источнику воздуха необходимо монтировать установку для дозирования одоранта. Рекомендуемая норма одоризации этилмеркаптаном - 50-80 г на 1000 м<sup>3</sup> воздуха. Работы с одорантом необходимо проводить в строгом соответствии с "Инструкцией по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использо-

вании одоранта". Осмотр трассы в пределах опасной зоны (по 100 м в обе стороны от трубопровода) при увеличении давления от 0,3 Р<sub>исп.</sub> до Р<sub>исп.</sub> и в течение времени испытания на прочность запрещается.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не были обнаружены утечки.

#### Испытания водоводов высокого давления

Испытание водовода высокого давления на прочность и герметичность проводят в два этапа: предварительный (гидравлическим способом) и основной (гидравлическим способом).

Предварительно проводят испытание отдельных участков, затем проводят окончательный этап испытаний всего трубопровода.

#### Предварительные испытания участков водовода высокого давления

Участки водовода высокого давления для предварительных гидравлических испытаний после укладки их в траншею и засыпки или крепления на опорах:

– узлы запорной арматуры, давление испытания в верхней точке равно  $1,25 P_{\text{раб}}$  (31,25 МПа), продолжительность испытаний равна 6 часов;

– переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи земляного полотна после укладки в траншею, давление испытания в верхней точке  $1,5 P_{\text{раб}}$  (37,5 МПа), продолжительность испытаний равна 6 часов;

– переход через водную преграду: поймы рек по горизонту высоких вод 10% обеспеченности и участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности после крепления на опорах на давление  $1,25 P_{\text{раб}} = 31,25$  МПа в течении 12 часов.

После предварительного испытания на прочность участков трубопроводов проводят проверку их на герметичность, снизив испытательное давление до рабочего (25,0 МПа). Продолжительность выдержки – не менее 12 часов.

После проведения предварительных испытаний участков трубопровода проводят окончательный этап испытаний трубопроводов.

#### Окончательный этап испытаний водовода высокого давления

Окончательный этап испытаний трубопроводов на прочность и герметичность проводят в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018. после полной готовности трубопровода:

- крепления на опорах;
- установки приборов;
- удаления персонала, вывода техники из опасной зоны;
- предоставления испытательной документации на испытываемый объект.

Трубопровод испытывают одновременно со всеми предварительно испытанными участками.

Давление испытания равно  $1,1 P_{\text{раб}} - 27,5$  МПа. Продолжительность испытания 6 часов. После окончания испытания необходимо снизить давление до значения максимального рабочего давления (25,0 МПа) и выполнить контрольный осмотр трасс для проверки на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не были обнаружены утечки.

#### Испытание водовода низкого давления

Испытание водовода низкого давления на прочность и герметичность проводят в два этапа: предварительный (гидравлическим способом и пневматическим способом) и основной (пневматическим способом).

Предварительно проводят испытание отдельных участков, затем проводят окончательный этап испытаний всего трубопровода.

#### Предварительные испытания участков водовода низкого давления

Участки трубопровода для предварительных гидравлических испытаний после укладки их в траншею и засыпки или крепления на опорах:

– узлы запорной арматуры, давление испытания в верхней точке равно  $1,25 P_{\text{раб}}$  (2 МПа), продолжительность испытаний равна 6 часов;

– переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи земляного полотна после укладки в траншею, давление испытания в верхней точке  $1,5 P_{\text{раб}}$  (2,4 МПа), продолжительность испытаний равна 6 часов.

Участки трубопровода для предварительных пневматических испытаний после укладки их в траншею и засыпки или крепления на опорах:

- Переход через водную преграду: поймы рек по горизонту высоких вод 10% обеспеченности и участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности после крепления на опорах на давление  $1,25 P_{\text{раб}} = 2,00$  МПа в течении 12 часов.

После предварительного испытания на прочность участков трубопроводов проводят проверку их на герметичность, снизив испытательное давление до рабочего (1,6 МПа). Продолжительность выдержки – не менее 12 часов.

После проведения предварительных испытаний участков трубопровода проводят окончательный этап испытаний трубопроводов.

#### Окончательный этап испытаний водовода низкого давления

Окончательный этап испытаний трубопроводов на прочность и герметичность проводят в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018. после полной готовности трубопровода:

- крепления на опорах;
- установки приборов;

- удаления персонала, вывода техники из опасной зоны;
- предоставления испытательной документации на испытываемый объект.

Трубопровод испытывают одновременно со всеми предварительно испытанными участками.

Давление испытания равно  $1,1 P_{\text{раб}} - 1,76 \text{ МПа}$ . Продолжительность испытания 12 часов. После окончания испытания необходимо снизить давление до значения максимального рабочего давления (1,6 МПа) и выполнить контрольный осмотр трасс для проверки на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов. В процессе закачки в трубопровод воздуха в него следует добавлять также одорант (для облегчения последующего поиска возможных утечек в трубопроводе). Для этого на узле подключения к источнику воздуха монтируют установку одоризации газа (УОГ). Рекомендуемая норма одоризации этилмеркаптаном 50-80 г на  $1000 \text{ м}^3$  воздуха.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не были обнаружены утечки.

При проведении гидравлических испытаний в зимний период времени используется незамерзающая жидкость, с температурой застывания, ниже температуры окружающей среды в момент проведения испытаний.

В соответствии с требованием п.108 ФНИП №534 по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промышленного трубопровода должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение промышленного трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода.

### **3.9 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации**

Выбор диаметра трубопровода проведен на основании гидравлического расчета (Приложения А, Б, В), выбор толщин стенки трубопроводов подтвержден расчетом.

На всем протяжении проектируемых участков трубопроводов выбранные диаметры труб обеспечивают падение давления в допустимых пределах при оптимальных скоростях движения рабочего продукта.

Изменение толщины стенки трубопроводы в зависимости от падения рабочего давления по трассе трубопровода не предусмотрено.

### **3.10 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов**

Размещение запорной арматуры предусмотрено из расчета безопасности участков трубопроводов, для разделения потоков рабочей жидкости и в целях охраны окружающей среды:

- в начале каждого ответвления трубопроводов;

- на входе и выходе НПС на расстоянии не менее 100 м от границы;
- на узлах запуска и приема СОД.

Места установки арматуры показаны на схеме трубопроводов, см. графическую часть тома, количество примененной арматуры указаны в таблице 2.5

### **3.11 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании, и потенциальной необходимости в них**

Дальнейшего увеличения пропускной способности трубопроводов на данном этапе проектирования в соответствии с выполненными гидравлическими расчетами (Приложение А, Б, В) не планируется, потенциальной необходимости в резервном оборудовании нет.

### **3.12 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий**

Трубопроводный транспорт принят на основании Задания на проектирование и решениями, принятыми в рамках интегрированного проекта развития проекта «Восток-Ойл».

На всем протяжении трубопроводов предусмотрена надземная прокладка, за исключением участков подземных переходов через автомобильные дороги.

### **3.13 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием**

Обоснование выбора труб, соединений трубопроводов, их техническая характеристика приведены в п. 2.3 «Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств».

### **3.14 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта**

После ввода в эксплуатацию проектируемых трубопроводов его будет обслуживать персонал цеха эксплуатации и ремонта трубопроводов (ЦЭРТ) УЭТ ООО «Восток Ойл».

Подробная информация о персонале цеха, вахтовом методе работы приведена в п. 2.6 «Численность и профессионально-квалификационный состав персонала».

Административно-управленческий персонал находится в помещении АБК опорной базы промысла.

Рабочие места бригады линейных трубопроводчиков (минимальное количество персонала одной бригады – 2 человека) находятся на трассе трубопроводов месторождения. Осмотр и обслуживание трубопроводов происходит по графикам, утвержденным главным инженером УЭТ. Графики обслуживания составляются руководством ЦЭРТ, утверждаются главным инженером УЭТ.

Доставка персонала на трассы проектируемых трубопроводов Пайяхского месторождения (после пуска их в эксплуатацию) будет осуществляться служебным автотранспортом. У персонала должны быть в наличии необходимые рабочие инструменты (слесарный инструмент, лопаты, ломы и т. п.), переносной радиотелефон, средства индивидуальной защиты. Бригады цеха оснащены переносными техническими средствами контроля за наличием взрывоопасных воздушных сред.

В случае обнаружения аварийного порыва трубопровода информируют дежурного диспетчера НПС, которые фиксируют факт аварии, затем информация доводится до участка по ликвидации аварий ЦЭРТ и других структурных подразделений, согласно утвержденной схеме оповещения служб и организаций.

Персонал участка по ликвидации аварий базируется в помещении ЦЭРТ, доставляется к месту аварии автотранспортом, примерный перечень техники и оборудования приведен в таблице 2.10. Количество и вид привлекаемых средств и оборудования зависит от вида аварии, решение принимается по факту аварии.

Для обслуживания спец. автотехники (вездеход, экскаватор, бульдозер, автокран, самосвал и др.) привлекается персонал транспортного управления ООО «Восток Ойл».

### **3.15 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды**

Перед пуском в работу трубопроводов проводят их испытания на прочность и герметичность (рассмотрено в п. 3.8). Данные о необходимом количестве воды при производстве работ по испытанию трубопроводов приведены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ПОС.

При эксплуатации трубопроводов должны проводить периодические гидравлические испытания их на прочность и герметичность (приурочивают ко времени проведения ревизии трубопроводов, не реже одного раза в 8 лет). Количество воды, необходимое для проведения одного периодического испытания трубопровода, равно его внутреннему объему.

Необходимое количество горючего для доставки персонала на рабочие места для проведения плановых текущих и аварийно-ремонтных работ предусмотрено в бюджете управлений и служб ООО «Восток Ойл».

### **3.16 Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса)**

В рамках данного проекта не предусмотрена разработка технологических процессов.

### **3.17 Описание системы диагностики состояния трубопровода**

В соответствии с п. 890 ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 №534 внутрипромысловые трубопроводы (ВПТ), имеющие участки, относящиеся к особо опасным с

точки зрения экологических последствий (пересечения с автодорогами, другими коммуникациями), должны быть подвергнуты предпусковой приборной диагностике.

Работы по диагностическому обследованию выполняются в рамках договора на строительство трубопровода с привлечением специализированной организации, имеющей соответствующее оборудование, опыт работы и обученный персонал на этапе СМР. Проведение диагностики проводится за счет строительной организации и до сдачи объекта в эксплуатацию. По результатам диагностирования оформляется заключение об оценке технического состояния трубопроводов, их участков, составляются графики планово-предупредительных ремонтов, что обеспечивает длительную и безаварийную эксплуатацию трубопровода. Для диагностирования технического состояния трубопровода могут использоваться передвижные лаборатории контроля качества, укомплектованные приборами и оборудованием для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового и магнитного контроля.

По завершению строительно-монтажных работ и испытаний, до момента сдачи трубопровода в эксплуатацию предусмотрено проведение предпусковой внутритрубной диагностики посредством пропуска внутритрубных инспекционных снарядов в следующей последовательности:

- Пропуск очистного устройства для предварительной очистки внутренней полости трубопровода
- Пропуск снаряда-калибра для определения минимально-проходного сечения трубопровода
- Пропуск снаряда-профилемера для определения дефектов геометрии трубопровода;
- Пропуск магнитного дефектоскопа для определения продольных и поперечных, внутренних и внешних дефектов стенки трубопровода и сварных соединений.

При эксплуатации трубопроводов обслуживающий персонал должен проводить периодические осмотры, текущее обслуживание, осмотр охранных зон, выявлять несанкционированное ведение работ другими организациями в этих зонах. Результаты осмотров должны быть записаны в вахтенном журнале.

Контрольные обследования промысловых трубопроводов проводятся работниками ОГ, назначенными распорядительным документом ОГ не реже одного раза в год после обнаружения первого инцидента на ПТ (за исключением механических повреждений при проведении работ).

При контрольном осмотре особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек;
- показанию приборов, по которым осуществляется контроль параметров;
- выявлению оголения трубопровода;
- состоянию вдольтрассовых сооружений;
- наличию несанкционированных врезок;

При контрольном осмотре проводится снятие с трубопровода изоляции на длине 2 м. Замеряют толщину стенки трубы и глубину язв на теле трубы и в сварных швах (при наличии) с помощью ультразвукового или радиоизотопного толщиномера.

Если для устранения дефекта необходимо проведение огневых работ, то трубопровод должен быть подготовлен к производству ремонтных работ – в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.003-86.

**Результаты контрольных осмотров должны фиксироваться в документах эксплуатирующих служб технического надзора и в паспортах трубопроводов.**

Периодичность и объемы проведения ревизии трубопровода 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 в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет. Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Выбор участков для ревизии осуществляет служба технического надзора и утверждает главный инженер УЭТ. Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ. На работающих трубопроводах допускается проводить ультразвуковую толщинометрию.

При ревизии намеченного участка трубопровода необходимо:

- провести тщательный наружный осмотр;
- промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах;
- при возникновении сомнений в качестве сварных швов произвести вырезку образцов для металлографического испытания или проверить их магнитографическим методом или методом просвечивания гамма-лучами;
- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно прокладок;

Объемы работ при ревизии трубопроводов определяет отдел технического надзора.

Результаты ревизии заносят в паспорта трубопроводов. Полученные данные сопоставляются с первоначальными данными и составляется акт ревизии, который подписывает начальник цеха.

В случае выявления в результате ревизии неудовлетворительного состояния участка трубопровода необходимо принять меры по ремонту данного участка.

Определение остаточного ресурса действующего трубопровода производится на основании комплексного технического диагностирования, выполненного отдельно или в составе работ по экспертизе промышленной безопасности.



Для проведения комплексного технического диагностирования трубопроводов должна разрабатываться индивидуальная программа диагностирования, обеспечивающая получение и обработку необходимой и достаточной информации о техническом состоянии и функциональных возможностях объекта.

Программа комплексного технического диагностирования трубопроводов имеет рекомендательный характер и отражает общие принципы, структуру и основные методические положения по проведению диагностики трубопроводов.

Объем работ по диагностированию трубопроводов определяют специалисты и должностные лица ООО «Восток Ойл», при необходимости – с привлечением экспертной организации, имеющей соответствующую лицензию.

Для выполнения технического диагностирования должны использоваться методики и аппаратура, регламентируемые для этих целей действующей нормативно-технической документацией, с учетом требований проектной, исполнительной и эксплуатационной документации на обследуемый трубопровод.

Контроль металла труб включает следующие работы:

- визуальный и измерительный контроль;
- определение фактической толщины стенки труб;
- выборочный ультразвуковой контроль дефектных мест металла труб;
- магнитопорошковую и/или цветную дефектоскопию металла труб;
- измерение твердости металла.

При определении коррозионного износа следует использовать данные мониторинга узлов контроля коррозии.

Для диагностирования технического состояния трубопроводов могут также использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопроводов («ВНИИСТ»), укомплектованные приборами и оборудованием для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового и магнитного контроля.

При проведении ревизии производят также диагностику запорной арматуры: изношенный корпус задвижки отбраковывают:

- если уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;
- если толщина стенки корпуса арматуры достигла предельных значений.

По результатам диагностики оформляется заключение об оценке технического состояния трубопроводов, их участков. Диагностика позволяет спланировать выполнение выборочного ремонта, выявить предаварийные участки.

### **3.18 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой**

Трубопроводы проложены надземно. Для предохранения транспортируемой нефти от снижения температуры ниже допустимой предусмотрено применение трубной продукции, соединительных деталей с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана.

По результатам теплотехнического расчета (расчет остывания продукта при остановке на 6 часов для выполнения аварийно-восстановительных работ) для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов, напорных нефтепроводов, водоводов высокого давления и водовода низкого давления предусмотрен электрообогрев на всем протяжении.

Более подробная информация о тепловой изоляции приведена в п. 2.3 «Показатели и характеристика трубопроводов и арматуры».

### **3.19 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению**

Характеристика образующихся отходов в период строительства трубопровода приведена в томе «Охрана окружающей среды» (D812921/0454Д-33-ПД-402500-ООС).

### **3.20 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями**

Сведения о классификации отходов, образующихся в процессе строительства трубопроводов, места и способы их захоронения рассмотрены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ООС. В процессе регламентной эксплуатации трубопроводов отходы не образуются.

### **3.21 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)**

При возникновении аварийного порыва напорного нефтепровода, произойдет выброс товарной нефти с загрязнением почвы и атмосферы углеводородами с вероятностью возникновения взрыва газовоздушного облака (ГВО) или парагазового облака (ПГО) из паров нефти.

При возникновении аварии на нефтегазосборном трубопроводе произойдет выброс нефтегазоводяной смеси с загрязнением почвы и атмосферы углеводородами с вероятностью возникновения взрыва газовоздушного облака (ГВО) или парагазового облака (ПГО) из паров нефти и попутного нефтяного газа.

На загрязненных участках происходит гибель растений, гибель комплекса почвенных беспозвоночных, перестройка почвенных микроорганизмов. Естественное восстановление растительного покрова и комплекса почвенных животных происходит в течение 8-10 лет, но и через 15-20 лет видовой состав растений оказывается беднее, чем на незагрязненных землях.

Перечень мер по предотвращению аварийных выбросов – это меры, предпринимаемые для исключения разгерметизации трубопроводов.

Основные решения, направленные на исключение разгерметизации трубопроводов и предупреждение аварийных выбросов опасных вещества, следующие:

- применяемые трубы, арматура и материалы соответствуют климатическим условиям района строительства, условиям хранения и эксплуатации. За расчетную температуру строительства принято значение средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 44,4 °С;
- для строительства трубопровода приняты трубы с заводским наружным антикоррозионным покрытием усиленного типа и теплоизоляционным покрытием;
- принятые к строительству трубы сертифицированы;
- предусмотрен входной контроль качества поступающих труб, оборудования, деталей, сварочных материалов;
- предусмотрен операционный контроль качества подготовительных, земляных, транспортных и разгрузочных работ, сварочно-монтажных, укладочных работ;
- предусмотрен 100 % контроль сварных стыков труб неразрушающими методами, а также дублирующий контроль ультразвуковым методом сварных соединений отдельно испытываемых участков (захлестов);
- проведение испытания трубопроводов на прочность и герметичность – после окончания монтажных и сварочных работ, контроля сварных соединений и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ;

В процессе эксплуатации должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- контроль параметров технологического процесса транспорта рабочего продукта посредством наблюдения за давлением и температурой в трубопроводах;
- постоянные осмотры состояния трубопроводов, не реже одного раза в год – контрольные осмотры;
- контроль загазованности воздушной среды при обходе трасс трубопроводов и на наружных установках переносными газоанализаторами – бригады ЦЭРТ в полной мере оснащены переносными техническими средствами контроля за наличием взрывоопасных паров в воздухе;
- регулярная диагностика трубопроводов, приуроченная к ревизии;
- проведение плановых ремонтов трубопроводов;
- выполнение систематических натурных наблюдений за состоянием грунтов основания и фундаментами трубопроводов согласно регламенту их геотехнического мониторинга.

При эксплуатации трубопроводов охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на соблюдение регламентного режима транспорта рабочего продукта, предотвращение аварий.

Механические характеристики труб, соединений трубопроводов обеспечивают планируемый срок эксплуатации трубопроводов при условии соблюдения проектного режима и отсутствия нерегламентированного воздействия (строительного брака, наездов техники и др.).

### **3.22 Оценка возможных аварийных ситуаций**

Проектируемый объект является опасным производственным объектом (ОПО), согласно Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ. После ввода проектируемых трубопроводов в эксплуатацию объект должен быть зарегистрирован в государственном реестре ОПО согласно требованиям п. 2, ст. 2 ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

В проектируемом объекте количество опасного вещества по всей ветке месторождения составляет менее 200 тонн, в связи с чем объект отнесен к III классу опасности.

В соответствии со ст. 48.1 Градостроительного Кодекса проектируемый объект относится к особо опасным объектам, в технологическом процессе которых обращаются, хранятся, транспортируются опасные вещества в количествах, определяемых таблицей 2, приложением 2 Федерального Закона № 116-ФЗ (относится к III классу опасности).

Согласно требованиям п. 6.1 СП 132.13330.2011 проведена классификация запроектированного объекта по значимости в зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен в случае реализации террористических угроз. В соответствии с п. 6.2 данного СП оценен экологический вид ущерба при аварии на полный разрыв трубопровода. Расчеты размеров аварийных выбросов представлены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ГОЧС.

Вопрос об инженерно-технических средствах охраны объекта рассмотрен в п. 2.11 настоящего тома.

С целью повышения надежности при строительстве и эксплуатации трубопроводов и предотвращения аварийных ситуаций предусматривается ряд мероприятий, рассмотренных в п. 3.17.

К аварийным ситуациям (отказам) относятся нарушения работоспособности трубопроводов, связанные с нарушением герметичности трубопроводов, запорной арматуры или с закупоркой трубопроводов.

При обнаружении утечек информация о нарушении технологического режима трубопроводов доводится непосредственному руководству ЦЭРТ.

Отказы делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

Некатегорийные отказы трубопроводов подразделяются на отказы 1 и 2 групп.

Отказы на нефтепроводах относятся к отказам 2 группы.

Виды некатегорийных отказов, характерные для проектируемого трубопровода, представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Виды некатегорийных отказов

Возможная аварийная ситуация	Меры по устранению аварийных ситуаций
Разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым швам	Отключение трубопровода, ограждение аварийного участка; локализация утечки; освобождение аварийного участка трубопровода от продукта, уточнение объемов работ по ликвидации аварии; ликвидация разрыва, устранение последствий аварии
Негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней	Отключение трубопровода; определение аварийного свища; локализация утечки; освобождение аварийного участка трубопровода от продукта; вырезка катушки и вварка новой; контроль сварных швов радиографированием; замена изоляции
Потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий	Отключение трубопровода; определение места утечки; локализация утечки; освобождение аварийного участка трубопровода от продукта, ликвидация дефекта и последствий аварии
Потеря пропускной способности трубопровода из-за образования закупорок	Ликвидация закупорок с помощью горячей воды

Отказ необходимо зарегистрировать в журнале учета отказов трубопроводов в течение 24 часов с момента его возникновения.

В ЦЭРТ фиксируют факт аварии, затем информация доводится до участка ликвидации аварий. Персонал участка ЛАП несет круглосуточное дежурство.

При необходимости, к ликвидации аварий и их последствий могут привлекаться силы сторонних организаций: МВД, МЧС и ГО, воинские соединения, экологические и медицинские организации.

Все отказы на трубопроводах подлежат отдельному расследованию и учету. Назначается действующая комиссия из состава инженерно-технических работников цеха (во главе с начальником цеха ЦЭРТ). Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем.

По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах.

Более подробно вопросы по возможным аварийным ситуациям на проектируемых трубопроводах, сценариях аварий, расчетах величин аварийных выбросов, способы локализации аварий, аварийно-восстановительные работы, перечень аварийного запаса труб и материалов и другие вопросы рассмотрены в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ГОЧС «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

### 3.23 Сведения об опасных участках на трассе трубопроводов и обоснование выбора размера защитных зон

Рекомендуемые минимальные размеры санитарных разрывов (санитарных полос отчуждения) от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов по аналогии с магистральными трубопроводами нефти, согласно требованиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, равны:

- 100 м до городов и поселков;
- 50 м до отдельных малоэтажных жилищ;
- 300 м до гидротехнических сооружений;
- 3000 м до водозабора.

В пределах обозначенных санитарно-защитных зон названные элементы застройки отсутствуют.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов установлены охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов – в виде участков земли, ограниченных условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны;

В охранных зонах должны быть установлены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению, в том числе запрещающие: перемещать и производить засыпку и полонку опознавательных и сигнальных знаков; устраивать всякого рода свалки; разрушать берегоукрепительные сооружения, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию от аварийного разлива транспортируемого продукта; размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

В охранных зонах сторонним организациям без письменного согласия ООО «Восток Ойл» запрещается возводить любые постройки и сооружения, складывать материалы, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда, сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов.

По трассам трубопроводов должны быть установлены знаки безопасности с определенной информацией, предназначенные для привлечения внимания и предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности. ГОСТ Р 12.4.026-2015 устанавливает четыре группы знаков безопасности (запрещающий, предупреждающий, предписывающий, указательный), регламентирует назначение и порядок их применения. Места расположения знаков безопасности, их номера и размеры, а также порядок применения поясняющих надписей к знакам безопасности устанавливает руководство предприятия по согласованию с соответствующими органами государственного надзора. Знаки безопасности должны контрастно выделяться на окружающем фоне и находиться в поле зрения людей, для которых они предназначены. Предупредительные знаки, означающие: "Остановка транспорта за-

прещена" и другие подобного содержания должны применяться для ограждения мест утечки продукта, ремонтируемых участков, мест размыва и т.п. На местах и участках, являющихся временно опасными, следует устанавливать переносные знаки безопасности и временные ограждения, окрашенные лакокрасочными материалами сигнальных цветов (в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001).

При проведении гидравлических и пневматических испытаний трубопроводов устанавливаются зоны безопасности (размеры зон указаны в таблицах 2.10 и 2.11).

### **3.24 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (при необходимости)**

Нормальная эксплуатация проектируемых трубопроводов (после пуска в эксплуатацию), заключается в поддержании всех параметров работы системы транспортировки рабочего продукта в пределах, обусловленных технологическим режимом.

В случае аварии производственному персоналу во главе с ИТР необходимо принять все меры для ее оперативной локализации и ликвидации. Все работы должны производиться с обязательным соблюдением требований безопасности, согласно «Плану ликвидации аварий» (ПЛА), который разрабатывается эксплуатирующей организацией на возможные аварии, опасные для жизни людей, с указанием мест их возникновения. ПЛА должен быть предъявлен приемочной комиссии перед сдачей объекта в эксплуатацию.

Необходимо отключить аварийный трубопровод, закрыв запорную арматуру в начале и в конце участка трубопровода, принять меры по прекращению поступления продукта в трубопровод.

К ликвидации нефтяного загрязнения, а также к восстановительным работам на трубопроводе приступают после того, как произойдет рассеивание паров нефти до допустимой концентрации.

Необходимо соблюдать действующие нормы и правила по технической эксплуатации применяемых при восстановительных работах оборудования и машин.

В целом, работы по ликвидации аварии сводятся к следующему:

- сооружение земляного приямка, расположенного в пониженном месте по отношению к месту разлива (при разливе нефти);
- оконтуривание загрязненного участка земляным валом;
- прокладка канав к приямку по наиболее низким местам замазученных участков;
- покрытие приямка и канав нефтенепроницаемым материалом;
- замывание переносным гидромонитором (мотопомпой) нефтезагрязнений с почвы по канавам в приямок;
- после отстаивания жидкости производят ее сбор из приямка и канав нефтесборщиком в емкости временного хранения с последующей передачей на УПН;

- зачистка загрязненного грунта и вывоз его в шламонакопитель для обезвреживания и дальнейшего использования при рекультивации земель;
- рекультивация нарушенных земель.

### **3.25 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопровода в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)**

До начала работ должен быть оформлен акт передачи строительной организации трасс трубопроводов и технической документации, в состав которой включены планы и профили строящихся трубопроводов.

По трассе проектируемых трубопроводов присутствуют пересечения с автомобильными дорогами, ВЛ и водными преградами.

#### Переходы трубопроводов через автодороги

Переход трубопроводов через автомобильные дороги предусмотрен подземным способом.

При пересечении автодорог участки трубопроводов проложены в защитных футлярах на свайном основании. Угол пересечения трубопровода с автомобильными дорогами максимально приближен к  $90^\circ$ , но не менее  $60^\circ$ .

Переход через автодороги предусмотрен открытым способом. Ширина полосы вскрытия покрытия автодороги должна быть больше ширины траншеи поверху на 0,3-0,4 м. После окончания строительного-монтажных работ дорога должна быть восстановлена.

При прокладке защитного футляра открытым способом заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автодорогой, принято не менее 1,4 м от верха покрытия автодороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

В связи со сплошным распространением многолетнемерзлых грунтов, на участках подземных переходов выполнена подсыпка дна траншеи слоем не менее 10 см над выступающими частями дна траншеи и присыпка трубопровода над верхней образующей толщиной не менее 20 см мягким грунтом (песком).

Для предотвращения возможного погружения защитных футляров в грунт на участках подземных переходов предусмотрены свайные конструкции. Для недопущения повреждения трубопровода на участках перехода от надземной прокладки к подземной предусмотрено устройство защитных ограждений. Чертежи и параметры свайных конструкций и защитных конструкций представлены в графической части томов D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО3.2- D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО3.4.

Футляр выполнены из стальных электросварных труб по ЕТТК «Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» №П4-



06.03 ЕТТ-0111 – не менее чем на 200 мм больше диаметра оболочки теплоизоляции протаскиваемых труб.

Концы футляров при пересечении с автодорогами выведены на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи автодорог.

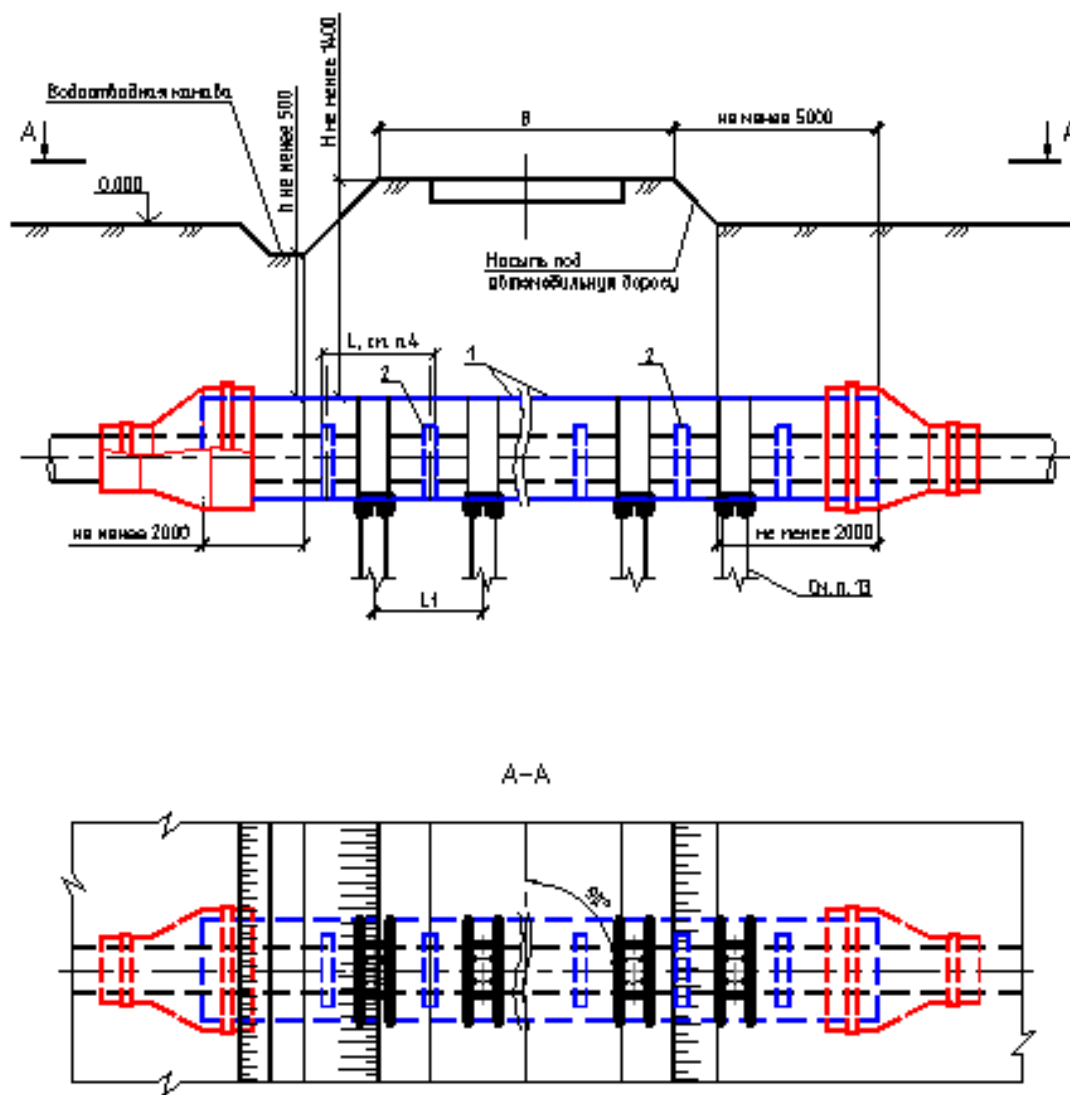
Перед протаскиванием в защитные футляры на участки трубопровода устанавливают футеровочные комплекты с целью защиты теплоизоляционного покрытия. Футляры имеют концевые уплотнения, выполненные из диэлектрического материала, обеспечивающие электрическую изоляцию трубопровода (резиновые манжеты). Предусмотрено укрытие манжет, предназначенное для защиты их от ударов и давления грунта. Укрытие выполнено из двух цилиндрических частей, изготавливаемых из стеклопластика, и соединяемой конической частью со смещённым центром, укрытие закрепляется на футляре и опирается на трубопровод.

Для защиты от почвенной коррозии предусмотрена изоляция внешней поверхности футляров двухслойным полиэтиленовым покрытием с максимальной температурой эксплуатации плюс 60°С. Конструкция, толщина наружного изоляционного покрытия футляра соответствует требованиям ЕТТК «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» №П4-06.03 ЕТТ-0111.

По обеим сторонам пересекаемых дорог на расстоянии 100 м от оси крайнего трубопровода должны быть установлены дорожные знаки «Осторожно, нефтепровод!», «Остановка запрещена».

Схема укладки участка трубопровода на переходе через автодорогу показана на рисунке 1. Места переходов трубопровода через дороги показаны на чертежах планов и профилей, см. графическую часть тома D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО.

Оформление знаков выполняется в соответствии с документом ОАО «НК «Роснефть» «Применение фирменного стиля ОАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока», № ПЗ-01.04 М-0006 от 19.08.2011 г.



- $h$  – расстояние от дна водоотводной канавы до верхней образующей эстакадного футляра;  
 $H$  – расстояние от верха насыпи до верхней образующей эстакадного футляра;  
 $B$  – ширина земляного полотна по борту;  
 $L$  – расстояние между предохранительными кольцами.

Рисунок 1 – Схема укладки участка трубопровода на переходе через автомобильные дороги

#### Переходы трубопроводов через линии электропередач

Пересечения с ВЛ трубопроводов выполнены под углом близким к  $90^\circ$  в соответствии с требованиями п. 2.5.279 ПУЭ.

При пересечении с линиями электропередачи 6кВ и 10 кВ в соответствии с требованиями п.2.5.281 ПУЭ предусмотрено устройство защиты эстакады от падения проводов – строительная конструкция выступает по обе стороны пересечения на расстояние высоты опоры, пересекаемой ВЛ, и имеет ширину по 2,5 м в обе стороны от оси трубопровода на эстакаде. Конструкция и

размеры защитных устройств представлены в томах D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛОЗ.2-D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛОЗ.4.

В соответствии с требованиями таблицы 2.5.39 ПУЭ расстояние в свету между устройством защиты эстакады от падения проводов и неотклонёнными проводами ВЛ менее 20кВ составляет не менее 3,0 м. При пересечении трубопровода и ВЛ расстояние от основания опоры ВЛ до трубопровода по кратчайшему пути принято не менее 11 м. При сближении и параллельном следовании трубопровода и проводов ВЛ расстояние от крайнего неотклоненного провода до трубопровода принято не менее 50 м.

Шаг расстановки опор, высота эстакады показаны на профиле трассы, см. графическую часть тома D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО.

Способы строительства описаны в томе D812921/0454Д-33-ПД-402500-ПОС.

При пересечении с ВЛ 110 кВ участки трубопроводов проложены подземно в защитных футлярах на свайном основании, концы защитных футляров выведены на расстояние не менее 25 м от ВЛ.

#### Переходы трубопроводов через водные преграды

По трассе трубопроводов имеются пересечения с реками и пересыхающими ручьями. Переходы трубопроводов через водные преграды предусмотрено выполнять надземно на эстакаде, установка опор в русле водных преград не предусмотрена.

Ширина водных преград менее 15 м, в соответствии с СП 284.1325800.2016 установка береговой запорной арматуры не требуется.

Шаг расстановки опор, высота эстакады показаны на профилях трасс, см. графическую часть тома D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО

#### Переходы трубопроводов через болота

По трассе трубопроводов имеются болота I типа. На болотах также предусмотрена надземная прокладка трубопровода. Шаг расстановки опор, высота эстакады показаны на профилях трасс, см. графическую часть тома D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО.

По трассе трубопровода отсутствуют болота III типа протяженностью более 500 м, пересечение которых потребовало бы установки запорной арматуры.

Способы строительства описаны в томе «Проект организации строительства» D812921/0454Д-33-ПД-402500-ПОС.

### **3.26 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении магистрального трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами**

Выбор трасс проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, Федерального Закона «Об охране окружающей среды», технических условий на проектирование. Основные критерии при выборе трассы – минимальное нанесение

ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка. За основу размещения трубопроводов и других сооружений объекта приняты требования действующей нормативной документации (СП 284.1325800.2016, ПУЭ): минимальное расстояние между крайними трубопроводами на эстакадах и подошвой насыпи внутрипромысловых дорог равно 10 м; минимальные расстояния между трубопроводами и сооружениями электроснабжения (ПКУ, Блок-контейнер электроснабжения линейных потребителей) составляют 15,0 м; расстояние от ВЛ-6 кВ до крайнего наземного трубопровода эстакады принято согласно таблице 2.5.39 ПУЭ и составляет не менее высоты опоры, то есть не менее 12 м.

Планы проектируемых трубопроводов в технических коридорах коммуникаций показаны в графических документах к тому D812921/0454Д-33-ПД-402500-ППО настоящей проектной документации.

### **3.27 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов**

Для определения прочности и устойчивости надземного стального трубопровода выполнен расчет. Основной расчет напряженно-деформированного состояния в трубопроводах выполнен методом конечных элементов в специализированном программном комплексе «СТАРТ-ПРОФ».

В расчете учтены свойства материалов, из которых изготовлены трубопроводы, геометрическая пространственная конфигурация трубопроводов, параметры нагрузок и воздействий (внутреннее давление, температурный перепад, снеговая и ледовая нагрузки, ветровое воздействие).

По результатам выполненного расчета условия прочности и устойчивости соблюдены.

### **3.28 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод**

На трубопроводы действуют следующие нагрузки:

- напряжения, возникающие от рабочего и испытательного давления;
- нагрузка от веса металла трубы;
- нагрузка от веса изоляции;
- нагрузка от погодных явлений (ветровая, снеговая, ледовая);
- нагрузка от веса транспортируемого продукта.

Нагрузки, которые были учтены в расчете, приняты в соответствии с СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» и СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85\* «Нагрузки и воздействия».

### **3.29 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам**

Для расчета трубопроводов на прочность и устойчивость приняты следующие параметры и значения коэффициентов:

- коэффициент надежности по материалу – 1,40;
- коэффициент надежности по нагрузке – 1,15;
- коэффициент надежности по назначению – 1,0;
- коэффициент условий работы трубопровода – 0,75.

### **3.30 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета**

Основные механические свойства металла труб, принятые для расчетов, представлены в таблице 2.4 настоящего тома, в п. 2.3 «Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств».

### **3.31 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода**

Перед началом работ должна быть разработана и утверждена технологическая карта сборки стыков, монтажа трубопровода с подробным описанием всех операций, связанных со сварочно-монтажными и земляными работами. Технологическая карта должна содержать полный материал по всей технологической цепочке строительства трубопроводов (участков трубопроводов).

Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм. Общая кривизна не должна превышать 0,2 % длины трубы.

Овальность и разностенность труб не должна выводить размер трубы за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки.

Углеродный эквивалент металла не должен превышать 0,43 %.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и зачищены от заусенцев. На концах труб толщиной стенки менее 15 мм должна быть выполнена фаска.

Партия поставляемых труб сопровождается документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие качества изготовления труб.

Прочность и устойчивость трубопроводов подтверждена расчетами.

### **3.32 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)**

Транспортные работы следует выполнять в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014, «Правил дорожного движения», СП 284.1325800.2016.

Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ.

Погрузку и разгрузку изолированных труб следует производить таким образом, чтобы не допустить их соударения, волочения по земле и по нижележащим трубам.

Для производства погрузочно-разгрузочных работ при помощи крановых механизмов необходимо применять широкие брезентовые или прорезиненные стропы с траверсами или оснащать грузоподъемные средства торцовыми захватами, траверсами, мягкими полотенцами.

Разгрузка допускается на спланированный грунт или на специальные стеллажи для хранения труб и их деталей.

Нижний ряд труб следует укладывать на специальные прокладки, покрытые мягким материалом или на валики из просеянного песка, покрытые пленкой из полимерного материала. Между рядами труб прокладывается 3-4 доски шириной не менее 160 мм, при необходимости размещают прокладки из эластичного материала (резиновая или резинотканевая лента). Трубы диаметром до 600 мм складывают в 3-4 ряда.

Раскладку труб по трассе производят трубоукладчиками.

Места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами.

### **3.33 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве**

При прокладке проектируемых промышленных трубопроводов применение бетона не предусматривается. Обоснование выбора марки стали для примененных труб приведено в п. 2.3 «Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств» настоящего тома.

### **3.34 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов**

Рельеф прохождения трасс проектируемых трубопроводов в основном волнистый. Склоны с крутизной более 15 градусов по трассе трубопровода отсутствуют.

### **3.35 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках**

Проектной документацией предусмотрена надземная прокладка трубопроводов, подземные участки предусмотрены в местах пересечения с автомобильными дорогами и ВЛ-110 кВ.

На участках перехода через ВЛ-110 кВ глубина заложения трубопровода (защитного футляра) составляет не менее 0,8 м от верха балластирующих конструкций в соответствии с п.9.3 СП 284.1325800.2016.

На участках пересечения с автомобильной дорогой глубина заложения трубопроводов принято не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра в соответствии с требованиями п.9.3.1 СП 284.1325800.2016.

На подземных участках предусмотрена установка балластирующих устройств типа контейнер текстильный. Шаг расстановки утяжелителей приведен в Приложение Е.

**3.36 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек**

Участки с промоинами отсутствуют, участки, где наблюдаются осыпи, оползни, участки, подверженные эрозии также отсутствуют.

**3.37 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)**

Применение утяжелителей охватывающего типа проектными решениями не предусмотрено. Информация о применении иных утяжелителей приведена в Приложении Е данного тома.

**3.38 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов**

Пересечения проектируемых трубопроводов с лесосплавными реками отсутствуют.

#### 4 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 2 ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов»;
- 3 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- 4 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- 5 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- 6 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- 7 ГОСТ 12.3.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»;
- 8 ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ «Работы электросварочные. Требования безопасности»;
- 9 ГОСТ 10692-2015 «Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»;
- 10 ЛНД № ПЗ-01.04 М-0006 Методические указания Компании «Применение фирменного стиля ОАО "НК "Роснефть" при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ОАО "НК "Роснефть" блока Upstream и производственного сервисного блока»;
- 11 МУК № П1-01.04 М-0041 версия 2.00 Методические указания Компании «Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков на площадочных и линейных объектах»;
- 12 МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»;
- 13 ПБ 03-273-99 «Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;
- 14 Постановление Минтруда России от 13.01.2003 № 1/29 «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»;
- 15 Постановление Минтруда и соцразвития РФ от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении Типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты»;
- 16 Постановление правительства РФ от 16 февраля 2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- 17 ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- 18 Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;
- 19 РД 39-0147103-376-86 «Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов»;
- 20 РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»;



- 21 СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества»;
- 22 СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению населения, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;
- 23 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;
- 24 СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»;
- 25 СП 2.4.3648-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к организациям воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи»;
- 26 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*;
- 27 СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания». Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87;
- 28 СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия». Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\*;
- 29 СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88;
- 30 СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- 31 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» от 25.03.2009 г.;
- 32 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования»;
- 33 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- 34 СП 411.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов»;
- 35 «Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах» Стройиздат 1977 г., под. Ред. Ю.Я. Вели;
- 36 Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ;
- 37 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ»;
- 38 Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- 39 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 40 Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

- 41 Федеральный закон от 29.12.2015 № 404-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- 42 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Приказ от 15.12.2020 г. № 534).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Гидравлический расчет нефтегазосборных трубопроводов Пайяхского месторождения для стадии ОПР

#### Цель расчета

Определение оптимальных типоразмеров и параметров проектируемых нефтегазосборных трубопроводов на профиль для стадии ОПР для КП №№ 2, 6, на профиль для стадии ПРМ для КП№7.

#### Исходные данные

Расчет выполнен на основе исходных данных, предоставленных службами ООО «Восток Ойл» письмами № ВО-2453 от 18.04.2022 «О согласовании ФХС продукции скважин для объектов Пайяхского мр.», № ВО-3132 от 16.05.2022 «О проектировании КП №6 ОПР», ВО-4819 от 15.07.2022 «О направлении ИД (температура на устье скважин)».

Исходные данные, принятые в расчете, представлены в таблицах А1, А2.

Таблица А1 – Физико-химические свойства продукции скважин и параметры перекачки

Наименование параметра	Значение	Источник данных
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1002	Приложение 2 к письму № ВО-2453 от 18.04.2022, Дополнение к проекту пробной эксплуатации Пайяхского нефтяного месторождения Красноярского края (отчет по договору № 20/2-02-20 от 20.02.2020 г.)
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> :		
• 10 °С	855,7	
• 20 °С	848,5*	
• 30 °С	841,5	
• 40 °С	834,5	
• 50 °С	827,5	
• 60 °С	820,5	
• 70 °С	813,5	
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0,979	
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с:		
• 10 °С	16,54	
• 20 °С	10,11	
• 30 °С	7,22	
• 40 °С	5,538	
• 50 °С	4,395	
• 60 °С	3,560	
• 70 °С	3,009	
Температура застывания, °С	минус 24,5	
Температура потери текучести, °С	минус 22,3	
Температура насыщения нефти парафином, °С	плюс 9,5	
Температура на входе МПУН-2, °С	20,0	Согласно ТТ на МПУН-2
Температура продукции на выходе КП№7, °С	4,1 – 12,1	ВО-4819 от 15.07.2022 «О направлении ИД (температура на устье скважин)»
Максимальное допустимое давление на выходе с кустовой площадки, МПа (изб.):		Принято для расчета
• Для расхода до 1500 т/сут	3,5** 3,8**	

Наименование параметра	Значение	Источник данных
• Для расхода до 400 т/сут		
Давление на входе НПС, МПа (изб.)	0,8	
Давление на входе МУПН-2, МПа (изб.)	0,8	
Температура продукции на выходе МУПН-2, МУПН-6, °С	60,0	
Примечания:		
<ul style="list-style-type: none"> <li>*В расчете принята плотность нефти при 20 °С – 848,5 кг/м<sup>3</sup>;</li> <li>**Максимальное допустимое давление на выходе с кустовой площадки принято предварительно с учетом перепада давления на ИУ производительностью до 1500 т/сут – до 0,4 МПа, производительностью до 400 т/сут – 0,1 МПа, и перепада давления в технологических трубопроводах – около 0,1 МПа.</li> </ul>		

Данные по расходу, обводненности, газовому фактору добываемой продукции с кустовых площадок по годам указаны в таблице 2

Таблица А2 – Данные по расходу, обводненности, газовому фактору добываемой продукции с кустовых площадок по годам

№ КП	Параметр	Ед. изм.	01.2023	04.2023	03.2024	11.2024	01.2025
2	Расход нефти с обв. 0,5%	м3/сут	16,13	10,31	304,18	617,11	444,79
КП№6 / МУПН-6	Расход нефти с обв. 0,5%	м3/сут	12,90	8,35	358,83	670,91	757,45
7	Расход жидкости	м3/сут	71,37	119,15	277,69	227,59	222,27
	Расход нефти с обв. 0,5%	м3/сут	38,01	63,08	146,65	119,72	116,74
	Обводненность объемн	%	47,01	47,32	47,45	47,66	47,74
	ГФ	м3/ м3	43,45	41,72	38,86	38,86	38,86
МУПН-2	Расход нефти с обв. 0,5%	м3/сут	67,04	81,74	809,65	1407,73	1318,98

### Процедура расчета

Расчет проведен с использованием программного комплекса Pipesim (Schlumberger). В качестве корреляции для многофазного потока была применена уточненная корреляция Беггс и Брилла (Beggs&Brill Revised).

Расчетные периоды приняты для минимальной и максимальной добычи на проектируемые кустовые площадки за период с 01.01.2023 до 01.12.2027.

Для выбора типоразмеров трубопроводов были приняты следующие расчетные периоды:

- 01.01.2023 – минимальный расход с КП №7, МУПН-2;
- 01.04.2023 – минимальный расход с КП №6 / МУПН-6;
- 01.03.2024 – максимальный расход с КП №7;
- 01.11.2024 – максимальный расход с МУПН-2;
- 01.01.2025 – максимальный расход с КП№6 / МУПН-6.

В гидравлическом расчете были учтены следующие параметры прокладки трубопроводов:

- В расчете учтён рельеф местности;
- Высота эстакады – 1,5 м;
- Теплопроводность стали – 50 Вт/м·К;
- Теплопроводность воздуха – 0,0204 Вт/м·К;

- Теплопроводность тепловой изоляции – 0,03 Вт/м·К;
- Толщина теплоизоляционного покрытия принята в соответствии с требованиями таблицы 22 ЕТТК "Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения" № П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 (с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 14.03.2022 № 23);
- Температура окружающей среды принята по месяцам согласно таблице 3.3, тома 3, 822921/0054Д-33-ПД-320000-ИГМИ-01 «Обустройство Иркинского лицензионного участка. Центральный пункт сбора. Технический отчет по результатам инженерно- гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации»;
- Шероховатость нефтегазосборных трубопроводов принята 0,1 мм согласно п.3.1.4. Приложения 8 к № П2-01 Р-0016 ЮЛ-068 версия 5.02;
- Толщина стенки принята предварительно и составляет 8 мм, будет уточнена на последующих стадиях проектирования с учетом ТЭО по выбору трубной продукции.

### Результаты расчета

Характеристики участков нефтегазосборных трубопроводов представлены в таблице А3. Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов представлена на рисунке А1.

Таблица А3 – Характеристики участков нефтегазосборных трубопроводов

Участок	Протяженность, м	Диаметр, мм
КП №6 - узел СОД (КП №2)	3831	114
КП №7 – МУПН-2	3371	114
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	4423	114
Примечания - <b>оранжевым</b> цветом выделены трубопроводы, проектируемые по ш.7612.		

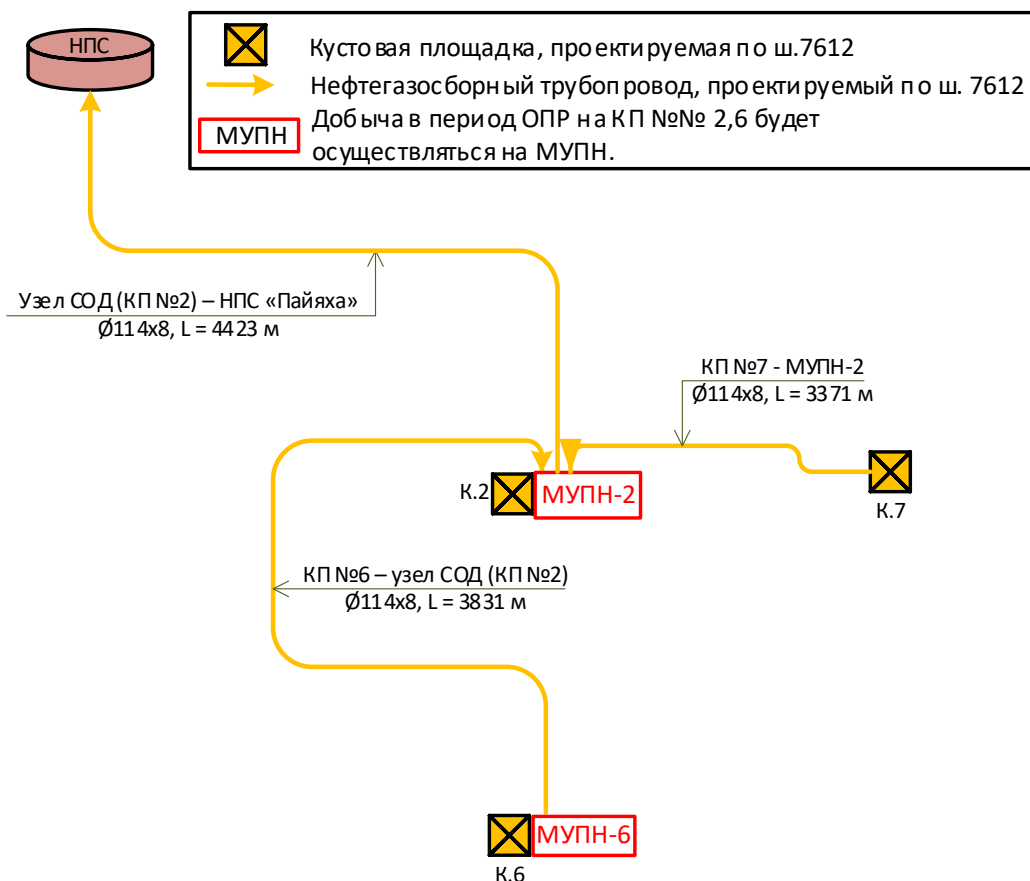


Рисунок А1 – Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов представлены в таблице А4.

Таблица А4 – Результаты гидравлического расчета сети нефтегазосборных трубопроводов

Участок	Давление		Перепад	Температура		Расход жидкости м3/сут	Обводненность %	Скорость жидкости	
	н	к		н	к			н	к
	МПа			°С				м/с	
01.01.2023									
КП №6 - узел СОД (КП №2)	0.85	0.80	0.05	60.00	-42.27	12.90	0.50	0.02	0.02
КП №7 – МУПН-2	1.14	0.80	0.34	12.10	-6.98	71.37	47.01	0.27	0.32
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	0.82	0.80	0.02	60.00	-4.41	67.04	0.50	0.11	0.10
01.04.2023									
КП №6 - узел СОД (КП №2)	0.84	0.80	0.04	60.00	-32.47	8.35	0.50	0.01	0.01
КП №7 – МУПН-2	1.21	0.80	0.41	8.10	-0.93	119.15	47.32	0.41	0.53
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	0.81	0.80	0.01	60.00	2.99	81.74	0.50	0.13	0.12
01.03.2024									
КП №6 - узел СОД (КП №2)	0.97	0.80	0.17	60.00	44.62	358.83	0.50	0.57	0.56
КП №7 – МУПН-2	1.68	0.80	0.88	6.10	1.37	277.69	47.45	0.72	1.17

Участок	Давление		Перепад	Температура		Расход жидкости	Обводненность	Скорость жидкости	
	н	к		н	к			н	к
	МПа		°С		м3/сут	%	м/с		
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	1.55	0.80	0.75	60.00	52.27	809.64	0.50	1.29	1.28
01.11.2024									
КП №6 - узел СОД (КП №2)	1.30	0.80	0.50	60.00	51.97	670.91	0.50	1.07	1.06
КП №7 – МУПН-2	1.66	0.80	0.86	4.10	-0.93	227.59	47.66	0.59	0.95
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	2.89	0.80	2.09	60.00	56.51	1407.74	0.50	2.24	2.23
01.01.2025									
КП №6 - узел СОД (КП №2)	1.42	0.80	0.62	60.00	52.40	757.45	0.50	1.20	1.20
КП №7 – МУПН-2	1.68	0.80	0.88	4.10	-1.94	222.26	47.74	0.57	0.93
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	2.65	0.80	1.85	60.00	56.05	1318.98	0.50	2.10	2.09
Подбор расхода для скорости 0,3 м/с в трубопроводах									
КП №6 - узел СОД (КП №2)	0.87	0.80	0.07	60.00	32.15	191.99	0.50	0.31	0.30
Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»	0.86	0.80	0.06	60.00	29.85	191.99	0.50	0.31	0.30
Примечания:									
<ul style="list-style-type: none"> <li>Оранжевым цветом выделены трубопроводы, проектируемые по ш.7612;</li> <li>Красным цветом выделены значения скорости жидкости менее 0,3 м/с, противоречащие п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133 и температуры менее 20,0 °С на входе МУПН-2 (ТТ на МУПН).</li> </ul>									

По результатам гидравлического расчета подобранные типоразмеры для проектируемых трубопроводов обеспечивают достаточную пропускную способность, однако в трубопроводе «КП №6 - узел СОД (КП №2)» в период с 01.01.2023 по 01.08.2023 и трубопроводе «Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»» в период с 01.01.2023 по 01.04.2023 наблюдается скорость потока менее 0,3 м/с, противоречащая п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133, связанная с низким расходом в год ввода КП №№ 2, 6.

Для исключения скорости менее 0,3 м/с рекомендуется перераспределить объемы добычи, чтобы с МУПН-2, КП №6 транспортировался расход не менее 192 м<sup>3</sup>/сут нефти с обводненностью 0,5 %.

При увеличении расхода нефти до 192 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью 0,5% температура продукции с КП №№ 2, 6 будет выше температуры образования парафина и застывания, см. результаты в таблице А4. Также обращаем внимание, что устьевая температура на выходе КП№7 составляет 4,1 °С, требуется увеличение температуры до 10,0 °С и применение электрообогрева для предотвращения насыщения нефти парафинами.

## Заключение

По результатам гидравлического расчета подобранные типоразмеры для проектируемых трубопроводов обеспечивают достаточную пропускную способность, однако в трубопроводе «КП №6 - узел СОД (КП №2)» в период с 01.01.2023 по 01.08.2023 и трубопроводе «Узел СОД (КП №2) - НПС «Пайяха»» в период с 01.01.2023 по 01.04.2023 наблюдается скорость потока менее 0,3 м/с, противоречащая п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133, связанная с низким расходом в год ввода КП №№ 2, 6.

Для исключения скорости менее 0,3 м/с рекомендуется перераспределить объемы добычи, чтобы с МУПН-2, КП №6 транспортировался расход не менее 192 м<sup>3</sup>/сут нефти с обводненностью 0,5 %.

При увеличении расхода нефти до 192 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью 0,5% температура продукции с КП №№ 2, 6 будет выше температуры образования парафина и застывания, см. результаты в таблице А4. Также обращаем внимание, что устьевая температура на выходе КП№7 составляет 4,1 °С, требуется увеличение температуры до 10,0 °С и применение электрообогрева для предотвращения насыщения нефти парафинами.

Окончательное решение по выбору типоразмеров проектируемых трубопроводов с учетом всех рисков и дополнительных капитальных затрат, описанных в отчете, принимает ООО «Восток Ойл».

Начальник ОТТ

Шейкин В.А.

Главный специалист ОТТ

А.Е. Мельников

Инженер 1 категории ОТТ

А.А. Красуцкая

Инженер 1 категории ОТТ

Л.В. Метляков



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Гидравлический расчет водоводов высокого давления Пайяхского месторождения для стадии ОПР

#### Цель расчета

Определение оптимального типоразмера и параметров проектируемых водоводов с учетом профиля на стадию ОПР для КП№6, профиля на стадию ПРМ для КП№7.

#### Исходные данные

Расчет выполнен на основе исходных данных, предоставленных службами ООО «Восток Ойл» письмами № ВО-2453 от 18.04.2022 «О согласовании ФХС продукции скважин для объектов Пайяхского мр.», № ВО-3132 от 16.05.2022 «О проектировании КП №6 ОПР», № ВО-4819 от 15.07.2022 «О направлении ИД (температура на устье скважин)».

Исходные данные, принятые в расчете, представлены в таблицах Б1, Б2.

Таблица Б1 – Физико-химические свойства продукции скважин и параметры перекачки

Наименование параметра	Значение	Источник данных
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1002	Приложение 2 к письму № ВО-2453 от 18.04.2022, Дополнение к проекту пробной эксплуатации Пайяхского нефтяного месторождения Красноярского края (отчет по договору № 20/2-02-20 от 20.02.2020 г.)
Минимальное давление на устье нагнетательных скважин, МПа (изб.)	22,0	Письмо № ВО-2218 от 08.04.2022, п.11.7 Задания на проектирование
Максимальное давление в системе ВВД, МПа (изб.)	25,0	
Температура воды на выходе МУПН-2, °С	плюс 60,0	п.11.6 Задания на проектирование
Минимальная температура воды, закачиваемой в нагнетательные скважины, °С	плюс 11,0	

Данные по закачке воды на кустовые площадки по профилю добычи, предоставленному письмом № ВО-3132, указаны в таблице 2.

Таблица Б2 – Данные по закачке на стадии ОПР по профилю добычи, предоставленному письмом № ВО-3132

№ КП	Параметр	Ед. изм.	01.05.2023	01.12.2023	01.01.2025	01.02.2025
6	Закачка	м <sup>3</sup> /сут	0,00	8,59	971,93	1245,21
7	Закачка	м <sup>3</sup> /сут	1,79	36,71	96,11	96,11
МУПН-2	Закачка	м <sup>3</sup> /сут	1,79	45,30	1068,04	1341,32

Примечание – 01.05.2023 – месяц минимальной закачки КП№7, 01.12.2023 – месяц минимальной закачки КП№6, 01.01.2025 – месяц максимальной закачки КП№7, 01.02.2025 – месяц максимальной закачки КП№6

#### Процедуры расчета



АО «ТомскНИПИнефть»

Трубопроводы. Текстовая часть

76

Расчет проведен с использованием программного комплекса Pipesim (Schlumberger). В качестве корреляции для однофазного потока применена корреляция Муди (Moody).

Расчетные периоды приняты для минимальной и максимальной закачки на проектируемые кустовые площадки за период с 01.01.2023 до 01.12.2027.

В гидравлическом расчеты были учтены следующие параметры прокладки трубопроводов:

- В расчете учтён рельеф местности;
- Высота эстакады – 1,5 м;
- Теплопроводность стали – 50 Вт/м·К;
- Теплопроводность воздуха – 0,0204 Вт/м·К;
- Теплопроводность тепловой изоляции – 0,03 Вт/м·К;
- Толщина теплоизоляционного покрытия принята в соответствии с требованиями таблицы 22 ЕТТК "Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения" № П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 (с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 14.03.2022 № 23);
- Температура окружающей среды принята по месяцам согласно таблице 3.3, тома 3, 822921/0054Д-33-ПД-320000-ИГМИ-01 «Обустройство Иркинского лицензионного участка. Центральный пункт сбора. Технический отчет по результатам инженерно- гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации»;
- Шероховатость водоводов высокого давления принята 0,2 мм согласно п.3.1.4. Приложения 8 к № П2-01 Р-0016 ЮЛ-068 версия 5.02;
- Толщина стенки принята предварительно и составляет 8 мм, будет уточнена на последующих стадиях проектирования с учетом ТЭО по выбору трубной продукции.

### Результаты расчета

Характеристики водоводов высокого давления представлены в таблице Б3. Расчетная схема водоводов высокого давления представлена на рисунке Б1.

Таблица 3 – Характеристики водоводов высокого давления

Участок	Протяженность, м	Диаметр, мм
Узел СОД (КП №2) – КП №6	3833	114
Узел СОД (КП №2) – КП №7	3367	114

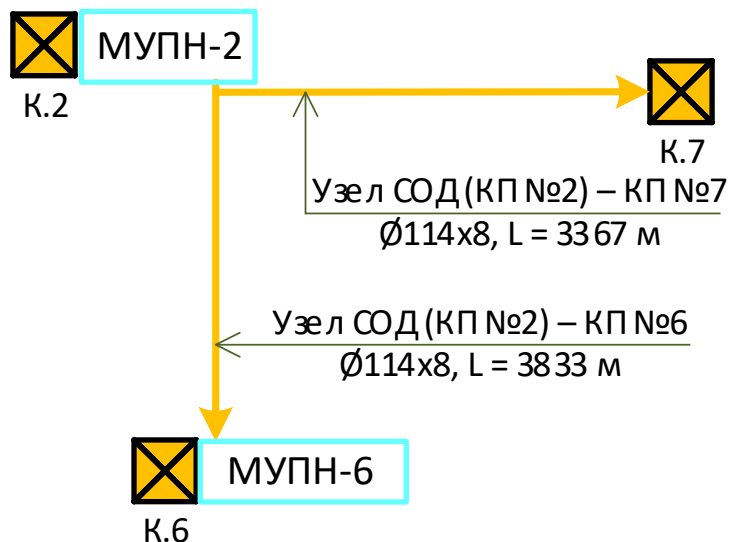
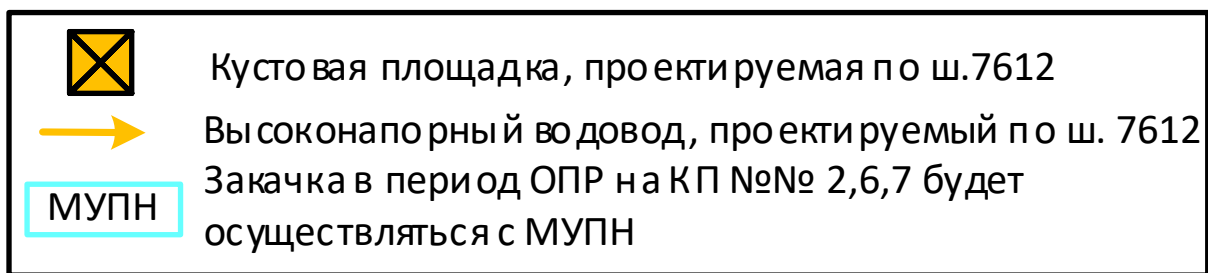


Рисунок Б1 – Расчетная схема водоводов высокого давления на стадии ОПР

Результаты гидравлического расчета водоводов высокого давления на стадии ОПР представлены в таблице Б4.

Таблица Б4 – Результаты гидравлического расчета сети водоводов высокого давления на стадии ОПР

Участок	Давление в начале	Давление в конце	Перепад давления	Температура в начале	Температура в конце	Расход жидкости	Скорость жидкости
	МПа	МПа	МПа	°С	°С	м3/сут	м/с
<b>01.05.2023</b>							
Узел СОД (КП №2) – КП №7	22.17	22.00	0.17	60.00	-20.50	1.79	0.00
<b>01.12.2023</b>							
Узел СОД (КП №2) – КП №6	22.18	22.20	-0.01	60.00	-33.96	8.59	0.01
Узел СОД (КП №2) – КП №7	22.17	22.00	0.17	60.00	16.94	36.71	0.06
<b>01.01.2025</b>							
Узел СОД (КП №2) – КП №6	23.05	22.00	1.05	60.00	57.80	971.94	1.50
Узел СОД (КП №2) – КП №7	23.05	22.87	0.18	60.00	40.14	96.11	0.15
<b>01.02.2025</b>							

Участок	Давление в начале	Давление в конце	Перепад давления	Температура в начале	Температура в конце	Расход жидкости	Скорость жидкости
	МПа	МПа	МПа	°С	°С	м3/сут	м/с
Узел СОД (КП №2) – КП №6	23.72	22.00	1.72	60.00	58.50	1245.20	1.92
Узел СОД (КП №2) – КП №7	23.72	23.54	0.18	60.00	40.31	96.11	0.15
<b>Подбор расхода для скорости 0,3 м/с в трубопроводе</b>							
Узел СОД (КП №2) – КП №6	22.26	22.22	0.03	60.00	48.35	195.00	0.30
Узел СОД (КП №2) – КП №7	22.21	22.00	0.21	60.01	49.70	195.00	0.30
Примечание - <b>красным</b> цветом выделены значения скорости жидкости менее 0,3 м/с, противоречащие п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133 и температуры менее 20,0 °С (ТТ на МУПН) и 11,0 °С (п.11.6 Задания на проектирование)							

По результатам гидравлического расчета подобранный типоразмер для проектируемого трубопровода «Узел СОД (КП №2) – КП №6» обеспечивает достаточную пропускную способность, однако в период с 01.12.2023 по 01.03.2024 наблюдается скорость потока менее 0,3 м/с, противоречащая п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133, связанная с низкой закачкой в год ввода КП №6. Для трубопровода «Узел СОД (КП №2) – КП №7» наблюдается скорость жидкости менее 0,3 м/с на протяжении всего периода эксплуатации, что связано с низким значением планируемой закачки на КП№7 - 91,11 м<sup>3</sup>/сут (период ОПР), 96,11 м<sup>3</sup>/сут (период ПРМ). Обращаем внимание, что уменьшение типоразмера не приведет к увеличению скорости жидкости более 0,3 м/с.

Для исключения скорости менее 0,3 м/с рекомендуется перераспределить объемы закачки, чтобы на КП №7 и КП №6 транспортировался расход воды не менее 195 м<sup>3</sup>/сут в периоды ОПР и ПРМ.

При увеличении закачки воды до 195 м<sup>3</sup>/сут температура продукции в трубопроводах будет выше температуры образования парафина и застывания, см. результаты в таблице Б4.

## Заключение

По результатам гидравлического расчета подобранный типоразмер для проектируемого трубопровода «Узел СОД (КП №2) – КП №6» обеспечивает достаточную пропускную способность, однако в период с 01.12.2023 по 01.03.2024 наблюдается скорость потока менее 0,3 м/с, противоречащая п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133, связанная с низкой закачкой в год ввода КП №6. Для трубопровода «Узел СОД (КП №2) – КП №7» наблюдается скорость жидкости менее 0,3 м/с на протяжении всего периода эксплуатации, что связано с низким значением планируемой закачки на КП№7 - 91,11 м<sup>3</sup>/сут (период ОПР), 96,11 м<sup>3</sup>/сут (период ПРМ). Обращаем внимание, что уменьшение типоразмера не приведет к увеличению скорости жидкости более 0,3 м/с.

Для исключения скорости менее 0,3 м/с рекомендуется перераспределить объемы закачки, чтобы на КП №7 и КП №6 транспортировался расход воды не менее 195 м<sup>3</sup>/сут в периоды ОПР и ПРМ.

При увеличении закачки воды до 195 м<sup>3</sup>/сут температура продукции в трубопроводах будет выше температуры образования парафина и застывания, см. результаты в таблице Б4.

Окончательное решение по выбору типоразмеров проектируемых трубопроводов с учетом всех рисков и дополнительных капитальных затрат, описанных в отчете, принимает ООО «Восток Ойл».

Начальник ОТТ

В.А. Шейкин

Главный специалист ОТТ

А.Е. Мельников

Инженер 1 категории ОТТ

А.А. Красуцкая

Инженер 1 категории ОТТ

Л.В. Метляков

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Гидравлический расчет водоводов низкого давления Пайяхского месторождения для стадии ОПР

#### Цель расчета

Определение оптимального типоразмера и параметров проектируемого водовода низкого давления от НПС «Пайяха» до МУПН-2.

#### Исходные данные

Расчет выполнен на основе исходных данных, предоставленных службами ООО «Восток Ойл» письмом № ВО-9071 от 06.12.2022 «Об утилизации подтоварной воды с НПС Пайяха».

Исходные данные и физико-химические свойства воды, принятые в расчете, представлены в таблице В1.

Таблица В1 – Физико-химические свойства продукции и параметры перекачки

Наименование параметра	Значение	Источник данных
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1002	Письмо №39836 от 15.11.2022
Расход жидкости, м <sup>3</sup> /ч	50	Принято с учетом характеристик насоса согласно письма №39836 от 15.11.2022
Температура продукта на выходе с НПС «Пайяха», °С	5 – 50	Письмо №39836 от 15.11.2022
Температура застывания продукта, °С	0	
Давление в точке подключения МУПН, МПа	0,5	Письмо № ВО-9071 от 06.12.2022

#### Процедура расчета

Расчет проведен с использованием программного комплекса Pipesim (Schlumberger). В качестве корреляции для однофазного потока была применена корреляция Муди (Moody).

В гидравлическом расчете были учтены следующие параметры прокладки трубопроводов:

- В расчете учтён рельеф местности;
- Высота эстакады – 1,5 м;
- Теплопроводность стали – 50 Вт/м·К;
- Теплопроводность воздуха – 0,0204 Вт/м·К;
- Теплопроводность тепловой изоляции – 0,033 Вт/м·К;
- Толщина теплоизоляционного покрытия принята в соответствии с требованиями таблицы 22 ЕТТК "Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения" № П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00 (с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 14.03.2022 № 23);

- Температура окружающей среды принята по месяцам согласно таблице 3.3, тома 3, 822921/0054Д-33-ПД-320000-ИГМИ-01 «Обустройство Иркинского лицензионного участка. Центральный пункт сбора. Технический отчет по результатам инженерно- гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации»;
- Шероховатость водовода низкого давления принята 0,2 мм согласно п.3.1.4. Приложения 8 к № П2-01 Р-0016 ЮЛ-068 версия 5.02;
- Толщина стенки принята предварительно и составляет 8 мм, будет уточнена на последующих стадиях проектирования с учетом ТЭО по выбору трубной продукции.

### Результаты расчета

Характеристики водовода низкого давления представлены в таблице В2. Расчетная схема водовода низкого давления представлена на рисунке В1.

Таблица В2 – Характеристики участка водовода низкого давления

Участок	Протяженность, м	Диаметр, мм
НПС – МУПН-2	4423	159



Рисунок В1 – Расчетная схема водовода низкого давления

Результаты гидравлического расчета водовода низкого давления представлены в таблице В3.

Таблица В3 – Результаты гидравлического расчета водовода низкого давления

Наименование	Давление в начале	Давление в конце	Температура в начале	Температура в конце	Расход жидкости	Скорость потока
<b>При начальной температуре на выходе с НПС – плюс 50 °С</b>						
НПС – МУПН-2	0,76	0,50	50,00	47,52	1200,00	0,87
<b>При начальной температуре на выходе с НПС – плюс 5 °С без СЭО</b>						
НПС – МУПН-2	0,77	0,50	5,00	3,74	1200,00	0,86
<b>При начальной температуре на выходе с НПС – плюс 5 °С с учетом СЭО</b>						
НПС – МУПН-2	0,77	0,50	5,00	5,00	1200,00	0,86

По результатам гидравлического расчета (см. таблицу В3) диаметр водовода DN150 обеспечивает достаточную пропускную способность, т.к. скорость потока лежит в допустимом диапазоне согласно п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133.

Обращаем внимание, для исключения замерзания продукции в трубопроводе при временной остановке процесса перекачки необходимо применять систему электрообогрева – при температуре продукции 5 °С происходит включение системы электрообогрева, при температуре 10 °С – отключение.

#### **Заключение**

По результатам гидравлического расчета (см. таблицу В3) диаметр водовода DN150 обеспечивает достаточную пропускную способность, т.к. скорость потока лежит в допустимом диапазоне согласно п.4.3.6 ТТК № П1-01.05 М-0133.

Обращаем внимание, для исключения замерзания продукции в трубопроводе при временной остановке процесса перекачки необходимо применять систему электрообогрева – при температуре продукции 5 °С происходит включение системы электрообогрева, при температуре 10 °С – отключение.

Окончательное решение по выбору типоразмеров проектируемых трубопроводов с учетом всех рисков и дополнительных капитальных затрат, описанных в отчете, принимает ООО «Восток Ойл».

Начальник ОТТ



Шейкин В.А.

Главный специалист ОТТ



А.Е. Мельников

Инженер I категории ОТТ



А.А. Красуцкая



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет толщины стенки проектируемых промышленных трубопроводов

Для расчета толщины стенки трубопровода использована методика, изложенная в СП 284.1325800.2016. Изменение толщины стенки трубопровода в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода не предусматривается.

Расчет выполнен для II категорий трубопроводов. Категория трубопровода по назначению трубопровода – II, (трубопроводы прокладываемые по территории распространения вечномерзлых грунтов, теряющих при оттаивании свою несущую способность).

Таблица Г.1. Исходные данные для расчета:

Параметры	Значения					
	Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»	Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»	Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6»	Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7»	Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2»
Коэффициент условий работы трубопровода, $\gamma_c$ (таблица 4 СП 284.1325800.2016)	0,75					
Коэффициенты надежности по материалу $\gamma_m$ (таблицы 5 СП 284.1325800.2016)	1,4					
Коэффициент несущей способности труб $\eta$	1					
Коэффициент надежности по назначению трубопровода $\gamma_n$ для трубопровода	1,0			1,05		

Нормативное временное сопротивление разрыву труб $R_{un}$ , МПа: Трубная продукция класса прочности К60	460		
Предел текучести $R_{yn}$ , МПа Трубная продукция класса прочности К60	360		
Коэффициент надежности по нагрузке $\gamma_f$ (таблица 6 СП 284.1325800.2016)	1,15		
Рабочее (нормативное) давление $\rho_n$ , МПа	4	25	1,6
Наружный диаметр трубы $d_e$ , мм	114		159
Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	848,5	1002	
Объемный модуль упругости нефти $K$ , МПа	1,3·10 <sup>3</sup>		
Модуль Юнга трубной стали $E$ , МПа	2,06·10 <sup>5</sup>		

Расчетная толщина стенки определяется по формуле

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot \rho_n \cdot d_e}{2 \cdot (R_1 + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot \rho_n)}, \quad (\text{Г.1})$$

где  $R_1$  для трубопровода, транспортирующего продукт, не содержащий сероводород, определяется из выражения

$$R_1 = \min \left\{ \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\}; \quad (\text{Г.2})$$

где  $R_{un}$  – нормативное временное сопротивление разрыву труб;

$R_{yn}$  – нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела текучести;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу;

$d_e$  – наружный диаметр, мм;

$\gamma_f$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$\eta$  – коэффициент несущей способности труб;

$\rho_n$  – расчетное давление, МПа.;

Для обеспечения условий поперечной (местной) устойчивости толщина стенки труб должна приниматься не менее  $d_e/100$ , для труб номинальным диаметром DN200 и менее – 3 мм.

В соответствии с п.13.2 СП 284.1325800.2016 для обеспечения необходимого срока эксплуатации трубопровода расчетное значение должно быть увеличено на величину прибавки, учитывающую возможность коррозионного воздействия.

Срока службы проектируемых промысловых трубопроводов составляет 30 лет, согласно заданию на проектирование.

При расчете толщины стенки нефтегазосборного трубопровода и напорных нефтепроводов принято значение скорости коррозии для стали, соответствующей классу прочности К48 – 0,1 мм/год из согласно лабораторных исследований нефти Пайяхского лицензионного участка.

При расчете толщины стенки для водоводов высокого давления и водовода низкого давления принята скорость коррозии: 0,1 мм/год, согласно п. 15.5.4 ГОСТ Р 55990-2014;

В таблице Г.2 приведены результаты расчета толщины стенки трубной продукции для различных категорий трубопровода.

Таблица В.2 – Толщины стенок трубной продукции различных категорий трубопровода

Наружный диаметр	Расчетное значение толщины стенки трубопровода, мм	Расчетное значение толщины стенки трубопровода с учетом прибавки на коррозию, мм	Принятое значение толщины стенки трубопровода, мм
Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»			
114	3,0	6,0	7,0
Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»			
114	3,0	6,0	7,0
Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»			
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6»			
114	6,5	9,50	10,0
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7»			
114	6,5	9,50	10,0
Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2»			
159	3,0	6,0	7,0

Расчет критической толщины стенки

В соответствии с требованиями п. 985 федеральных норм и правил в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 (далее ФНИП №534) в проектной документации необходимо определить критическую толщину стенки труб при которой они подлежат отбраковке в процессе эксплуатации вследствие коррозионного или эрозийного износа.

Для трубопроводов DN150, DN100 в качестве критического значения принято расчетное значение толщины стенки трубопровода. Принятые критические значения толщин стенок приведены в таблице Г.3.

Таблица Г.3 – Принятые критические значения толщин стенок

Наружный диаметр	Принятое значение критической толщины стенки трубопровода, мм
Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»	
114	2,85
Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»	
114	2,85
Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6»	
114	6,18

Наружный диаметр	Принятое значение критической толщины стенки трубопровода, мм
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7»	
114	6,18
Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2»	
159	2,85

#### Расчет срока службы трубопровода

Срок службы трубопровода определяется как разницу между фактической минимальной толщиной стенки (номинальная за вычетом минусового допуска) и расчетной, деленную на скорость коррозии.

Расчетный срок службы трубопровода рассчитывается по формуле:

$$T_p = \frac{\Delta\delta}{V} \quad (\text{Г.3})$$

$\Delta\delta$  – допустимое уменьшение толщины стенки из-за коррозии;

$V$  – максимальная сумма скоростей внутренней и внешней коррозии.

$$\Delta\delta = \delta_{\text{факт}} - \delta_{\text{расч}} \quad (\text{Г.4})$$

$\delta_{\text{факт}}$  – фактическая минимальная толщины стенки (номинальная за вычетом минусового допуска);

$\delta_{\text{расчет}}$  – критическая (отбраковочная) толщина стенки с учетом минусового допуска.

В соответствии с примечанием 1 таблицы 5 СП 284.1325800.2016 минусовой допуск не должен превышать 5% номинальной толщины стенки.

Результаты расчета представлены в таблице Г.4.

Таблица Г.4 – Срок службы трубопровода

Наружный диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки, $\delta$ , мм	Минусовой допуск, не более, %	Значение минусового допуска, мм	Фактическая минимальная толщина стенки $\delta_{\text{факт}}$ мм	Расчетная толщина стенки, $\delta_{\text{расч}}$ , мм	Скорость коррозии $V$ , мм/год	$T$ – назначенный срок лет	$\Delta\delta$ – допустимое уменьшение толщины стенки из-за коррозии	Расчетный срок службы, лет
Нефтегазосборный трубопровод «КП №7 – МУПН-2»									
114	7	5	0,35	6,65	2,85	0,1	30	6,65	38,0
Напорный нефтепровод «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»									
114	7	5	0,35	6,65	2,85	0,13	30	3,8	44,23
Напорный нефтепровод «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»									
114	7	5	0,35	6,65	2,85	0,1	30	6,65	38,0

Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6»									
114	10	5	0,5	9,5	6,18	0,1	30	3,32	33,2
Водовод высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7»									
114	10	5	0,5	9,5	6,18	0,1	30	3,32	33,2
Водовод низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2»									
159	7	5	0,35	6,65	2,85	0,1	30	3,80	38,0

С учетом расчетного срока службы приняты следующие значения толщин стенок:

- Для нефтегазосборного трубопровода «КП №7 – МУПН-2» DN100 – 7 мм; трубная продукция класса прочности K48 с ингибированием.
- Для напорного нефтепровода «КП №6 – Узел СОД (КП №2)» DN100 – 7 мм; трубная продукция класса прочности K48 с ингибированием;
- Для напорного нефтепровода «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха» DN100 – 7 мм; трубная продукция класса прочности K48 с внутренним покрытием;
- Для водовода высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №7» DN100 – 10 мм; трубная продукция класса прочности K48 с ингибированием;
- Для водовода высокого давления «Узел СОД (КП №2) – КП №6» DN100 – 10 мм; трубная продукция класса прочности K48 с ингибированием;
- Для водовода низкого давления «НПС «Пайяха» - МУПН-2» DN150 – 7 мм; трубная продукция класса прочности K48 с ингибированием.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Расчет шага расстановки опор и параметров компенсатора

Данный расчет включает:

- Расчет шага опор линейной части трубопроводов;
- Расчет элементов температурного блока линейной части трубопроводов.

#### Исходные данные, принятые для расчета:

Таблица Д.1. Исходные данные для расчета

Параметры	Значения		
	Нефтегазосборный трубопровод	Водовод высокого давления	Водовод высокого давления
Наружный диаметр трубы $d_e$ , мм	114x7	114x10	159x7
Рабочее (нормативное) давление $\rho_n$ , МПа	4	25	1,6
Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	848,5	1002	1002
Расчетная температура, °С	60,0	60,0	50,0
Температура замыкания (фиксации) трубопровода: не ниже минус °С.	минус 30		
Категория трубопровода	II		

Основной документ на проектирование:

- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

Характеристики труб, применяемых в проекте, приведены в таблице Д.2 в соответствии с п. 4.4.6 ЕТТК №П4-06.03 ЕТТ-0111 «Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Таблица Д.2. Основные механические свойства металла примененных труб

Тип трубы	Класс прочности стали трубы	$\sigma_{0,5}$ , МПа	$\sigma_B$ , МПа	$\delta_5$ , %
Нефтегазосборный трубопровод				
Электросварная прямошовная	K48	360	460	20
Водовод высокого давления				
Бесшовная горячедеформированная	K48	360	460	20
Нефтегазосборный трубопровод				
Электросварная прямошовная	K48	360	460	20
Условные обозначения:				

Тип трубы	Класс прочности стали трубы	$\sigma_{0,5}$ , МПа	$\sigma_B$ , МПа	$\delta_5$ , %
<p><math>\sigma_B</math> - нормативное сопротивление равное минимальному значению временного сопротивления материала труб и соединительных деталей, МПа;</p> <p><math>\sigma_{0,5}</math> – нормативное сопротивление равное минимальному значению нормативного предела текучести материала труб и соединительных деталей, МПа;</p> <p><math>\delta_5</math> – относительное удлинение при разрыве, %.</p>				

Радиус применяемых отводов: 5 DN.

Изоляция трубопроводов:

- толщина наружной антикоррозионной изоляции 0,35 мм;
- плотность изоляции 1200,0 кг/м<sup>3</sup>;
- толщина теплоизоляции труб принята в соответствии с требованиями таблицы 22 ЕТТК "Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения" № П4-06.03 ЕТТ-0111 версия 1.00;
- плотность теплоизоляции 60,0 кг/м<sup>3</sup> (ППУ);
- толщина покрытия теплоизоляции труб для нефтегазосборного трубопровода - 0,7 мм; для водовода высокого давления - 0,7 мм;
- плотность покрытия теплоизоляции 7850,0 кг/м<sup>3</sup> (оцинковка).

Климатические нагрузки:

- гололёдный район II;
- снеговой район IV;
- ветровой район IV.

Тип прокладки надземный. Максимальная высота оси надземных участков относительно поверхности земли принята  $z_e = 5$  м.

Тип применяемых компенсаторов:

П – образные с отводами 45°.

Характеристики опор линейной части трубопроводов, применяемых в расчете, приведены в таблицах .3 - 8.

Таблица Г.3 Характеристика неподвижной опоры нефтегазосборного трубопровода

Тип опор	Диаметр трубопровода, мм	Диаметр трубопровода с учетом теплоизоляции, мм	Продольная сила $F_1$ не более, кгс	Вертикальная сила $F_2$ не более, кгс	Поперечная сила $F_3$ не более, кгс
Неподвижная опора	114	180	5000	450	2000



Таблица Г.4 Характеристика неподвижной опоры водовода высокого давления

Тип опор	Диаметр трубопровода, мм	Диаметр трубопровода с учетом теплоизоляции, мм	Продольная сила $F_1$ не более, кгс	Вертикальная сила $F_2$ не более, кгс	Поперечная сила $F_3$ не более, кгс
Неподвижная опора	114	180	6000	450	2000

Таблица Г.5 Характеристика неподвижной опоры водовода низкого давления водовода

Тип опор	Диаметр трубопровода, мм	Диаметр трубопровода с учетом теплоизоляции, мм	Продольная сила $F_1$ не более, кгс	Вертикальная сила $F_2$ не более, кгс	Поперечная сила $F_3$ не более, кгс
Неподвижная опора	159	250	6000	700	2000

Таблица Г.6 Характеристики опор нефтегазосборного трубопровода

Тип опор	Диаметр трубопровода $D$ , мм	Наружный диаметр $D_n$ , мм	Продольная сила $F_1$ не более, кгс	Вертикальная сила $F_2$ не более, кгс	Поперечная сила $F_3$ не более, кгс
Продольно-подвижная опора (ОПП)	114	180	300	1000	620
Свободно-подвижная опора (ОСП)	114	180	300	1000	620

Таблица Г.7 Характеристики опор водовода высокого давления

Тип опор	Диаметр трубопровода $D$ , мм	Наружный диаметр $D_n$ , мм	Продольная сила $F_1$ не более, кгс	Вертикальная сила $F_2$ не более, кгс	Поперечная сила $F_3$ не более, кгс
Продольно-подвижная опора (ОПП)	114	180	300	1100	620
Свободно-подвижная опора (ОСП)	114	180	300	1000	620

Таблица Г.8 Характеристики опор водовода низкого давления

Тип опор	Диаметр трубопровода $D$ , мм	Наружный диаметр $D_n$ , мм	Продольная сила $F_1$ не более, кгс	Вертикальная сила $F_2$ не более, кгс	Поперечная сила $F_3$ не более, кгс
Продольно-подвижная опора (ОПП)	159	250	600	1100	1300
Свободно-подвижная опора (ОСП)	159	250	400	1200	640

**Коэффициенты, принятые в расчете**

Коэффициент условий работы (п. 6.3 таблица 4) для II категории  $\gamma_c = 0,75$ .

Нормативные коэффициенты надёжности, принятые при расчёте толщин стенок труб, приведены в таблице Г.9.

Таблица Г.9 - Нормативные коэффициенты надёжности

Наружный диаметр $d_e$ , мм	Тип трубы	$\gamma_m$	$\gamma_n$	$\gamma_f$
Нефтегазосборный трубопровод				
114	прямошовная	1,4	1,00	1,15
Водовод высокого давления				
114	бесшовная	1,4	1,05	1,15
Водовод низкого давления				
159	прямошовная	1,4	1,00	1,15
Условные обозначения: $\gamma_m$ – коэффициент надёжности по материалу труб и соединительных деталей; $\gamma_n$ – коэффициент надёжности по назначению трубопровода; $\gamma_f$ – коэффициент надёжности по нагрузке (внутреннему давлению транспортируемой среды).				

Коэффициент несущей способности соединительной детали, для труб (п. 13.2)  $\eta = 1,00$ .

Коэффициент, учитывающий работу в режим испытания линейной части  $k_{реж} = 1,5$  (приведено максимальное значение).

Нагрузки и коэффициенты надёжности по нагрузкам указаны в таблице Г.10 (приняты из таблицы В6 и СП 20.13330.2016).

Таблица Г.10 – Нагрузки и коэффициенты надёжности по нагрузке

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Коэффициент надёжности по нагрузке $\gamma_{fp}$
Постоянные ( $P_d$ )	Собственный вес трубопровода, арматуры и устройств	1,10 (0,95)
	Вес изоляции	1,20
	Внутреннее давление транспортируемой среды	1,15

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Коэффициент надежности по нагрузке $\gamma_{fp}$
Временные длительные ( $P_t$ )	Вес транспортируемой среды	1,00 (0,95)
	Температурный перепад металла стенок трубопровода	1,10
Кратковременные ( $P_t$ )	Снеговая нагрузка	1,40
	Гололедная нагрузка	1,80
	Ветровая нагрузка	1,40
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании	1,00

Примечание - Значение коэффициента надежности по нагрузке, указанное в скобках, принимается при расчете трубопроводов на общую устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.

Коэффициенты сочетаний временных длительных нагрузок (давление и температурный перепад) при отсутствии особых нагрузок учитываются в полном объеме, поэтому  $\psi_{ii}$  ( $i = 1,2,3,\dots$ ) принят равным единице.

В расчете принято сочетание кратковременных нагрузок снеговой и гололедной; гололедной и ветровой. В сочетании снеговой и гололедной, для гололедной нагрузки принят коэффициент  $\psi_{t2} = 0,9$  (в соответствии с п. 6.4 СП 20.13330.2016).

Для особых сочетаний коэффициенты сочетаний для кратковременных нагрузок приняты равными  $\psi_{t1} = 0,5$ ;  $\psi_{t2} = 0,3$ ;  $\psi_{t3} = 0,3$ .

#### **Методика выбора проектных решений в части расстановки опор и компенсаторов на участках надземной прокладки трубопроводов**

Трубопровод прокладывается надземно на отдельно стоящих опорах. Трубопровод разбит на температурные блоки неподвижными опорами. Восприятие температурных удлинений трубопроводов между неподвижными опорами осуществляется компенсаторами.

Выбор длины температурного блока (расстояние от неподвижной опоры до следующей неподвижной опоры) производится:

- из условия достижения напряжений в стенках труб и соединительных деталей значений в районе 80% допустимых значений, определенных в соответствии с требованиями действующих НТД;

- максимальные допустимые перемещения скользящих опор трубопровода не превышают 50% от длины изготавливаемых опор минус 50 мм при расчете перемещений опор блока только за счет температурных расширений;

- горизонтальные нагрузки на неподвижные опорные части трубопроводов не превышают допустимых значений для выпускаемых опор. Горизонтальную нагрузку определяем с условием появления вертикальных углов, снижающих продольную нагрузку на неподвижную опору. Исходя из выше сказанного, горизонтальная нагрузка определяется как разница нагрузки от полной величины плеча с одной стороны неподвижной опоры и 80% от трех пролетов с другой стороны. Три

пролета приняты для возможного положения вертикального угла, исключая дополнительные нагрузки на неподвижную опору, и данное положение вертикального отвода не повлияет на величину первого пролета от неподвижной опоры.

Расстояние между неподвижной опорой и первой скользящей опорой определяется из условия отсутствия вырывающей силы и вертикальной нагрузки не превышающей допустимых значений для изготавливаемых опор.

Выбор длины плеча компенсатора определяется из условия достижения напряжения в стенках труб и соединительных деталей значений в районе 80% допустимых значений, определенных в соответствии с требованиями действующих НТД.

**Подбор проектных решений в части расстановки опор и компенсаторов на участках надземной прокладки трубопроводов**

**Расчет нагрузок, действующих на трубопровод**

В таблице Г.11 приведены результаты расчёта нормативных нагрузок на один метр трубы трубопровода. Расчет нагрузок от снега льда и ветра выполнен по СП 284.1325800.2016.

Таблица Г.11 – Результаты расчета нормативных нагрузок

Характеристики труб, мм			Нормативная нагрузка на метр трубы, кгс/м			
Наружный диаметр	Толщина стенки трубы трубопровода	Толщина теплоизоляции	От веса трубы с продуктом	От снега	От гололёда	От ветра
Нефтегазосборный трубопровод						
114	7	43	31,24	28,5	3,08	6,44
Водовод высокого давления						
114	10	43	38,71	28,5	3,08	6,44
Водовод низкого давления						
159	7	45,5	50,36	35,7	3,85	8,05

**Расчет пролетов**

Выполнены расчеты пролета из условия статической прочности и аэродинамической устойчивости в соответствии с методикой, приведенной в п. 12.7 ГОСТ Р 55990-2014. Расчет пролетов из условия статической прочности выполнен с учетом не превышения допустимых значений расчетных напряжений, определенных из п. 13.10 СП 284.1325800.2016 для надземного трубопровода при действии всех нагрузок силового нагружения. Расчет пролёта из условия возникновения аварийной ситуации, при которой происходит выпадение одной из опор, выполнен с учетом не превышения допустимых значений расчетных напряжений, определенных из п. 13.10

СП 284.1325800.2016 для надземного трубопровода при совместном действии всех нагрузок силового нагружения и нагрузок деформационного нагружения (кроме сейсмических, пучения и морозобойного растрескивания). Результаты расчёта приведены в таблице Г.12.

Таблица Г.12 – Результаты расчета пролета

Наружный диаметр $D$ , мм	Толщина стенки трубы трубопровода, мм	Класс прочности	Режим эксплуатации			$\frac{L_{авар}}{2}$	Допустимый максимальный пролет
			$L_{sta}^+$	$L_{sta}^-$	$L_{dyn}$		
			м				
Нефтегазосборный трубопровод							
114	7	K48	18,88	19,81	10,05	9,44	9
Водовод высокого давления							
114	10	K48	15,81	17,26	11,37	7,90	7
Водовод низкого давления							
159	7	K48	20,79	22,15	13,18	10,39	10
<p>Условные обозначения:</p> <p><math>L_{sta}^+</math> – пролёт для растянутой зоны поперечного сечения, в которой действует максимальный изгибающий момент;</p> <p><math>L_{sta}^-</math> – пролёт для сжатой зоны поперечного сечения, в которой действует максимальный изгибающий момент;</p> <p><math>L_{dyn}</math> – пролёт из условий аэродинамической устойчивости;</p> <p><math>\frac{L_{авар}}{2}</math> – половина длины пролёта рассчитанного из условия возникновения аварийной ситуации, при которой происходит выпадение одной из опор. Данное расстояние определяется из расчета труб на прочность и жесткость, как особого режима сочетания нагрузок.</p>							

В результате выполнения вариативного численного моделирования для различного шага опор в специализированном ПО «Старт» допустимый максимальный пролет с учетом возможного выпадения одной из опор составил:

- для нефтегазосборного трубопровода – 8 метров;
- для водовода высокого давления – 7 метров;
- для водовода низкого давления – 10 метров.

Нефтегазосборный трубопровод, водоводы высокого давления, водовод низкого давления проектируются на одной эстакаде, в проекте принят минимальный шаг опор по водоводу высокому давлению с учетом округления в меньшую сторону до целого числа: **для эстакады промышленных трубопроводов – 7,0 метров.**

#### **Результаты подбора элементов температурного блока**

В связи с небольшой протяженностью трубопроводов, по середине трасс установлены П-образные компенсаторы. В ПО СТАРТ определены оптимальные параметры компенсаторов. Проведены расчеты с учетом нагрузок и воздействий, указанных в требованиях СП 284.1325800.2016

и их сочетаний согласно требованиям СП 20.13330.2016. В расчете учтены режимы работы при эксплуатации и при проведении испытаний.

### **Вывод**

По результатам расчетов, значения напряжений в стенках труб и соединительных деталей не превышают допустимых значений, определенных в соответствии с требованиями НТД, а перемещения не превышают величин, определённых как допустимые. Таким образом горизонтальные нагрузки и моменты на неподвижные опорные части трубопроводов не превышают допустимых значений для выпускаемых опор данного типа.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

## Расчет балластировки трубопроводов

Расчет балластировки трубопроводов произведен в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СП 36.13330.2012.

## 1. Расчет балластировки для трубопровода Ø114x7 и защитного футляра Ø426x10

Таблица Е.1 - Исходные данные

Показатели	Ед. изм.	Ø114x7	Футляр Ø426x10
<i>Исходные данные:</i>			
Наружный диаметр трубы	мм	114	426
Внутренний диаметр трубы	мм	94	406
Диаметр с учетом тепло- изоляции	мм	200	-
Плотность изоляции	кг/м <sup>3</sup>	1000	
Толщина изоляции защит- ного футляра	мм		1,2
Коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия (К <sub>н.в.</sub> )	-	1,05*	
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей (G <sub>в</sub> )	кг/м <sup>3</sup>	1000	
Тип пригруза		Утяжелители типа КТ	
Масса пригруза	т	0,35	1,71

## Расчет

Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией:

$$q_{тр} = q_{мет. тр} + q_{вещ} + q_{из} + q_{тепл. из} + q_{фут} + q_{скалл};$$

$$q_{мет. тр} = \rho_{мет} * g * \left( \frac{\pi * D^2}{4} - \frac{\pi * d^2}{4} \right) = 7850 * 9,81 * \left( \frac{3,14 * 0,114^2}{4} - \frac{3,14 * 0,1^2}{4} \right) = 181,113;$$

$$q_{вещ} = 0;$$

$$q_{из} = \rho_{из} * g * \frac{\pi}{4} * ((D + 2 * \delta_{из})^2 - D^2) = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * ((0,114 + 2 * 0,002)^2 - 0,114^2) = 7,146;$$

$$q_{тепл. из} = q_{ппу} + q_{ос} = (12,795 + 0,001) = 12,796;$$

$$q_{тр} = q_{мет. тр} + q_{вещ} + q_{из} + q_{тепл. из} + q_{фут} = 181,113 + 0 + 7,146 + 12,796 + 0 = 201,055;$$

Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$\begin{aligned}
 q_B &= \rho_B * g * \frac{\pi}{4} * (D + 2 * \delta_{из} + 2 * \delta_{тепл.из} + 2 * \delta_{фут})^2 \\
 &= 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * (0,114 + 2 * 0,002 + 2 * 0,043 + 2 * 0)^2 = 320,479; \\
 q_{бал}^H &= K_{НВ} * q_B + q_{изг} - q_{тр} = 1,05 * 320,479 + 0 - 201,055 = 135,447;
 \end{aligned}$$

Шаг расстановки утяжелителей:

$$\begin{aligned}
 \rho_{SB} &= \frac{\rho_{Гр} - \rho_B * K_{НВ}}{1 + \varepsilon} = \frac{1400 - 1000 * 1,05}{1 + 0,6} = 218,75; \\
 L &= \frac{n_{Гр} * V_{Гр} * \rho_{SB} * g}{\gamma_n * q_{бал}^H} = \frac{0,8 * 0,25 * 218,75 * 9,81}{1 * 135,447} = 3,169 \text{ м};
 \end{aligned}$$

По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше массы трубы с изоляцией – трубопровод имеет неустойчивое положение против всплытия, балластировка требуется. Максимально допустимый шаг расстановки пригрузов составляет 3,169 м. **Принятый шаг в проекте 3 м.**

*Расчетная нагрузка от массы трубы и кожуха с изоляцией:*

$$\begin{aligned}
 q_{кож} &= q_{тр} + q_{мет. кож} + q_{из. кож}; \\
 q_{мет. кож} &= \rho_{мет} * g * \left( \frac{\pi * D_{кож}^2}{4} - \frac{\pi * d_{кож}^2}{4} \right) = 7850 * 9,81 * \left( \frac{3,14 * 0,426^2}{4} - \frac{3,14 * 0,406^2}{4} \right) = 1005,916; \\
 q_{из. кож} &= \rho_{из} * g * \frac{\pi}{4} * ((D_{кож} + 2 * \delta_{из. кож})^2 - D_{кож}^2) \\
 &= 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * ((0,426 + 2 * 0,001)^2 - 0,426^2) = 15,791; \\
 q_{кож} &= q_{тр} + q_{мет. кож} + q_{из. кож} = 201,055 + 1005,916 + 15,791 = 1222,762;
 \end{aligned}$$

Выталкивающая сила воды, действующая на кожух:

$$\begin{aligned}
 q_{в кож} &= \rho_B * g * \frac{\pi}{4} * (D_{кож} + 2 * \delta_{из. кож})^2 = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * (0,426 + 2 * 0,001)^2 = 1413,311; \\
 q_{бал кож}^H &= K_{НВ} * q_{в кож} - q_{кож} = 1,05 * 1413,311 - 1222,762 = 261,214;
 \end{aligned}$$

Шаг расстановки утяжелителей:

$$\begin{aligned}
 \rho_{SB кож} &= \frac{\rho_{Гр кож} - \rho_B * K_{НВ}}{1 + \varepsilon_{кож}} = \frac{1400 - 1000 * 1,05}{1 + 0,6} = 218,75; \\
 L_{кож} &= \frac{n_{Гр кож} * V_{Гр кож} * \rho_{SB кож} * g}{\gamma_n кож * q_{бал кож}^H} = \frac{0,8 * 1,22 * 218,75 * 9,81}{1 * 261,214} = 8,018 \text{ м};
 \end{aligned}$$



По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше массы защитного кожуха с трубой – трубопровод имеет неустойчивое положение против всплытия, балластировка требуется. Максимально допустимый шаг расстановки пригрузов составляет 8,018 м. **Принятый шаг в проекте 8 м.**

## 2. Расчет балластировки для трубопровода Ø114x10 и защитного футляра Ø426x10

Таблица Е.2 - Исходные данные

Показатели	Ед. изм.	Ø114x10	Футляра Ø426x10
<i>Исходные данные:</i>			
Наружный диаметр трубы	мм	114	426
Внутренний диаметр трубы	мм	100	406
Диаметр с учетом тепло- изоляции	мм	200	-
Плотность изоляции	кг/м <sup>3</sup>	1000	
Толщина изоляции защит- ного футляра	мм		1,2
Коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия (К <sub>н.в.</sub> )	-	1,05*	
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей (G <sub>в</sub> )	кг/м <sup>3</sup>	1000	
Тип пригруза		Утяжелители типа КТ	
Масса пригруза	т	0,35	1,71

### Расчет

Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией:

$$Q_{тр} = Q_{мет. тр} + Q_{вещ} + Q_{из} + Q_{тепл. из} + Q_{фут} + Q_{скалл.л};$$

$$Q_{мет. тр} = \rho_{мет} * g * \left( \frac{\pi * D^2}{4} - \frac{\pi * d^2}{4} \right) = 7850 * 9,81 * \left( \frac{3,14 * 0,114^2}{4} - \frac{3,14 * 0,094^2}{4} \right) = 251,479;$$

$$Q_{вещ} = 0;$$

$$Q_{из} = \rho_{из} * g * \frac{\pi}{4} * ((D + 2 * \delta_{из})^2 - D^2) = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * ((0,114 + 2 * 0,002)^2 - 0,114^2) = 7,146;$$

$$Q_{тепл. из} = Q_{ппу} + Q_{ос} = (12,795 + 0,001) = 12,796;$$

$$Q_{тр} = Q_{мет. тр} + Q_{вещ} + Q_{из} + Q_{тепл. из} + Q_{фут} = 251,479 + 0 + 7,146 + 12,796 + 0 = 271,421;$$

Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$Q_{в} = \rho_{в} * g * \frac{\pi}{4} * (D + 2 * \delta_{из} + 2 * \delta_{тепл.из} + 2 * \delta_{фут})^2$$

$$= 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * (0,114 + 2 * 0,002 + 2 * 0,043 + 2 * 0)^2 = 320,479;$$

$$q_{\text{бал}}^{\text{H}} = K_{\text{HВ}} * q_{\text{В}} + q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} = 1,05 * 320,479 + 0 - 271,421 = 65,081;$$

Шаг расстановки утяжелителей:

$$\rho_{\text{SB}} = \frac{\rho_{\text{Гр}} - \rho_{\text{В}} * K_{\text{HВ}}}{1 + \varepsilon} = \frac{1400 - 1000 * 1,05}{1 + 0,6} = 218,75;$$

$$L = \frac{n_{\text{Гр}} * V_{\text{Гр}} * \rho_{\text{SB}} * g}{\gamma_{\text{n}} * q_{\text{бал}}^{\text{H}}} = \frac{0,8 * 0,25 * 218,75 * 9,81}{1 * 65,081} = 6,595 \text{ м};$$

По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше массы трубы с изоляцией – трубопровод имеет неустойчивое положение против всплытия, балластировка требуется. Максимально допустимый шаг расстановки пригрузов составляет 6,595 м. **Принятый шаг в проекте 6,5 м.**

*Расчетная нагрузка от массы трубы и кожуха с изоляцией:*

$$q_{\text{кож}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{мет. кож}} + q_{\text{из. кож}};$$

$$q_{\text{мет. кож}} = \rho_{\text{мет}} * g * \left( \frac{\pi * D_{\text{кож}}^2}{4} - \frac{\pi * d_{\text{кож}}^2}{4} \right) = 7850 * 9,81 * \left( \frac{3,14 * 0,426^2}{4} - \frac{3,14 * 0,406^2}{4} \right) = 1005,916;$$

$$q_{\text{из. кож}} = \rho_{\text{из}} * g * \frac{\pi}{4} * ((D_{\text{кож}} + 2 * \delta_{\text{из. кож}})^2 - D_{\text{кож}}^2) \\ = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * ((0,426 + 2 * 0,001)^2 - 0,426^2) = 15,791;$$

$$q_{\text{кож}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{мет. кож}} + q_{\text{из. кож}} = 271,421 + 1005,916 + 15,791 = 1293,128;$$

Выталкивающая сила воды, действующая на кожух:

$$q_{\text{В кож}} = \rho_{\text{В}} * g * \frac{\pi}{4} * (D_{\text{кож}} + 2 * \delta_{\text{из. кож}})^2 = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * (0,426 + 2 * 0,001)^2 = 1413,311;$$

$$q_{\text{бал кож}}^{\text{H}} = K_{\text{HВ}} * q_{\text{В кож}} - q_{\text{кож}} = 1,05 * 1413,311 - 1293,128 = 190,848;$$

Шаг расстановки утяжелителей:

$$\rho_{\text{SB кож}} = \frac{\rho_{\text{Гр кож}} - \rho_{\text{В}} * K_{\text{HВ}}}{1 + \varepsilon_{\text{кож}}} = \frac{1400 - 1000 * 1,05}{1 + 0,6} = 218,75;$$

$$L_{\text{кож}} = \frac{n_{\text{Гр кож}} * V_{\text{Гр кож}} * \rho_{\text{SB кож}} * g}{\gamma_{\text{n кож}} * q_{\text{бал кож}}^{\text{H}}} = \frac{0,8 * 1,22 * 218,75 * 9,81}{1 * 190,848} = 10,974 \text{ м};$$

По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше массы защитного кожуха с трубой – трубопровод имеет неустойчивое положение против всплытия, балластировка требуется. Максимально допустимый шаг расстановки пригрузов составляет 10,974 м. **Принятый шаг в проекте 10,5 м.**

## 3. Расчет балластировки для трубопровода Ø159x7 и защитного футляра Ø530x10

Таблица Е.2 - Исходные данные

Показатели	Ед. изм.	Ø114x10	Футляр Ø426x10
<i>Исходные данные:</i>			
Наружный диаметр трубы	мм	159	530
Внутренний диаметр трубы	мм	145	510
Диаметр с учетом тепло- изоляции	мм	250	-
Плотность изоляции	кг/м <sup>3</sup>	1000	
Толщина изоляции защит- ного футляра	мм		1,2
Коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия (К <sub>н.в.</sub> )	-	1,05*	
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей (G <sub>в</sub> )	кг/м <sup>3</sup>	1000	
Тип пригруза		Утяжелители типа КТ	
Масса пригруза	т	0,35	1,82

## Расчет

Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией:

$$q_{тр} = q_{мет. тр} + q_{вещ} + q_{из} + q_{тепл. из} + q_{фут} + q_{скалл};$$

$$q_{мет. тр} = \rho_{мет} * g * \left( \frac{\pi * D^2}{4} - \frac{\pi * d^2}{4} \right) = 7850 * 9,81 * \left( \frac{3,14 * 0,159^2}{4} - \frac{3,14 * 0,145^2}{4} \right) = 257,282;$$

$$q_{вещ} = 0;$$

$$q_{из} = \rho_{из} * g * \frac{\pi}{4} * ((D + 2 * \delta_{из})^2 - D^2) = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * ((0,159 + 2 * 0,002)^2 - 0,159^2) = 9,919;$$

$$q_{тепл. из} = q_{ппу} + q_{ос} = (17,533 + 0,001) = 17,534;$$

$$q_{тр} = q_{мет. тр} + q_{вещ} + q_{из} + q_{тепл. из} + q_{фут} = 257,282 + 0 + 9,919 + 17,534 + 0 = 284,735;$$

Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_{в} = \rho_{в} * g * \frac{\pi}{4} * (D + 2 * \delta_{из} + 2 * \delta_{тепл.из} + 2 * \delta_{фут})^2$$

$$= 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * (0,159 + 2 * 0,002 + 2 * 0,046 + 2 * 0)^2 = 496,828;$$

$$q_{бал}^H = K_{нв} * q_{в} + q_{изг} - q_{тр} = 1,05 * 496,828 + 0 - 284,735 = 236,934;$$

Шаг расстановки утяжелителей:

$$\rho_{SB} = \frac{\rho_{Гр} - \rho_{В} * K_{НВ}}{1 + \varepsilon} = \frac{1400 - 1000 * 1,05}{1 + 0,6} = 218,75;$$

$$L = \frac{n_{Гр} * V_{Гр} * \rho_{SB} * g}{\gamma_n * q_{бал}^H} = \frac{0,8 * 0,25 * 218,75 * 9,81}{1 * 236,934} = 1,811 \text{ м};$$

По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше массы трубы с изоляцией – трубопровод имеет неустойчивое положение против всплытия, балластировка требуется. Максимально допустимый шаг расстановки пригрузов составляет 1,811 м. **Принятый шаг в проекте 1,5 м.**

*Расчетная нагрузка от массы трубы и кожуха с изоляцией:*

$$q_{кож} = q_{тр} + q_{мет. кож} + q_{из. кож};$$

$$q_{мет. кож} = \rho_{мет} * g * \left( \frac{\pi * D_{кож}^2}{4} - \frac{\pi * d_{кож}^2}{4} \right) = 7850 * 9,81 * \left( \frac{3,14 * 0,53^2}{4} - \frac{3,14 * 0,51^2}{4} \right) = 1257,395;$$

$$q_{из. кож} = \rho_{из} * g * \frac{\pi}{4} * ((D_{кож} + 2 * \delta_{из. кож})^2 - D_{кож}^2) \\ = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * ((0,53 + 2 * 0,001)^2 - 0,53^2) = 19,635;$$

$$q_{кож} = q_{тр} + q_{мет. кож} + q_{из. кож} = 284,735 + 1257,395 + 19,635 = 1561,765;$$

Выталкивающая сила воды, действующая на кожух:

$$q_{в кож} = \rho_{В} * g * \frac{\pi}{4} * (D_{кож} + 2 * \delta_{из. кож})^2 = 1000 * 9,81 * \frac{3,14}{4} * (0,53 + 2 * 0,001)^2 = 2182,804;$$

$$q_{бал кож}^H = K_{НВ} * q_{в кож} - q_{кож} = 1,05 * 2182,804 - 1561,765 = 730,179;$$

Шаг расстановки утяжелителей:

$$\rho_{SB кож} = \frac{\rho_{Гр кож} - \rho_{В} * K_{НВ}}{1 + \varepsilon_{кож}} = \frac{1400 - 1000 * 1,05}{1 + 0,6} = 218,75;$$

$$L_{кож} = \frac{n_{Гр кож} * V_{Гр кож} * \rho_{SB кож} * g}{\gamma_n кож * q_{бал кож}^H} = \frac{0,8 * 1,3 * 218,75 * 9,81}{1 * 730,179} = 3,056 \text{ м};$$

По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше массы защитного кожуха с трубой – трубопровод имеет неустойчивое положение против всплытия, балластировка требуется. Максимально допустимый шаг расстановки пригрузов составляет 3,056 м. **Принятый шаг в проекте 3,0 м.**

Таблица Е.4 – Результаты расчета балластировки трубопроводов

Показатели	Ед. изм.	Ø114x10	Футляр Ø426x10 (с Ø114x10)	Ø114x7	Футляр Ø426x10 (с Ø114x7)	Ø159x7	Футляр Ø530x10 (с Ø159x7)
Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией ( $q_{тр}$ )	Н/м	271,42	1293,12	201,05	1222,76	284,74	1561,76
Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	Н/м	320,48	1413,31	320,48	1413,31	496,83	2182,80
Нормальная интенсивность балластировки	Н/м	65,08	190,85	135,45	261,21	236,93	730,17
Тип пригрузов	-	КТ-219-В-Х01.3-УХЛ	КТ-426-В-Х01.3-УХЛ	КТ-219-В-Х01.3-УХЛ	КТ-426-В-Х01.3-УХЛ	КТ-273-В-Х01.3-УХЛ	КТ-530-В-Х01.3-УХЛ
Шаг расстановки пригрузов	м	6,59	10,97	3,16	8,01	1,81	3,05
<b>Шаг, принятый в проекте</b>	<b>м</b>	<b>6,5</b>	<b>10,5</b>	<b>3,0</b>	<b>8,0</b>	<b>1,5</b>	<b>3,0</b>

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Расчет времени остывания жидкости

Расчеты выполнены в соответствии с результатами гидравлического расчета для водоводов высокого давления и нефтегазосборных трубопроводов

Таблица 1 – Характеристика участков водоводов высокого давления

Участок	Тип	Протяженность, м	Диаметр, мм
Узел СОД (КП №2) – КП №6	ВВД	3833	114
Узел СОД (КП №2) – КП №7	ВВД	3367	114
Примечание - <b>оранжевым</b> цветом выделены трубопроводы, проектируемые по ш.7612.			

Таблица 2 – Характеристика участков нефтегазосборных трубопроводов

Участок	Тип	Протяженность, м	Диаметр, мм
КП №6 – Узел СОД (КП №2)	НГС	3831	114
КП №7 – МУПН-2	НГС	3371	114
Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	НГС	4423	114
Примечание - <b>оранжевым</b> цветом выделены трубопроводы, проектируемые по ш.7612.			

Таблица 3 – Характеристика участка водовода низкого давления

Участок	Тип	Протяженность, м	Диаметр, мм
НПС – МУПН-2	НГС	4423	159
Примечание - <b>оранжевым</b> цветом выделены трубопроводы, проектируемые по ш.7612.			

В таблице 4 представлены данные по температуре продукции в момент начала остывания.

Таблица 4 – Температура продукции по участкам трубопроводов

Участок	Значение температуры перекачиваемой продукции в момент начала остывания, °С	
	Период минимальной температуры	Подбор расхода для скорости более 0,3 м/с
<b>ВВД</b>		
Узел СОД (КП №2) – КП №6	-33,96	48,35
Узел СОД (КП №2) – КП №7	-20,5	49,7
<b>НГС</b>		
КП №6 – Узел СОД (КП №2)	-42,27	32,15
КП №7 – МУПН-2	-6,98	-
Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	-4,41	29,85
<b>ВНД</b>		
Участок	Температура на выходе НПС – 5 °С	Температура на выходе НПС – 50 °С
НПС – МУПН-2	3,74	47,52

### Процедура расчета

Расчет проведен с использованием методики представленной в гл. 4 п. 28 «Инженерные коммуникации на вечномёрзлых грунтах» А. Л. Ястребов.

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{d_1^2 \gamma c}{4k_T} \ln \frac{t_{\text{нач}} - t_B}{t_{\text{кон}} - t_B}$$

где  $T_{\text{ост}}$  – время остывания жидкости при надземной прокладке трубопровода в ч;

$d_1$  - внутренний диаметр трубопровода в м;

$\gamma$  – объемный вес жидкости в кг/м<sup>3</sup>;

$c$  – удельная теплоемкость жидкости в ккал/кг\*град;

$k_T$  – линейный коэффициент теплопередачи трубы ккал/м\*ч\*град;

$t_B$  – температура внешней среды (воздух) в град;

$t_{\text{нач}}$  – температура жидкости в момент начала остывания в град;

$t_{\text{кон}}$  – конечная температура жидкости в град.

$$k_T = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}},$$

где  $d_2$  – наружный диаметр трубы, включая теплоизоляцию, в м;

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности стенки трубы в ккал/м\*ч\*град;

$\alpha_2$  – коэффициент теплопередачи на наружной поверхности трубы в ккал/м<sup>2</sup>\*ч\*град.

Для расчета коэффициента теплоотдачи на наружной поверхности надземных трубопроводов можно принимать формулу в виде:

$$\alpha_2 = \exp(1,08 + 0,6 \ln v - 0,4 \ln d_2),$$

где  $v$  – скорость ветра в м/с;

$d_2$  – наружный диаметр трубы, включая изоляцию.

Итоговая формула для расчета конечной температуры в трубопроводе после остановки на 6 часов (п.10 ТУ на проектирование внутрипромысловых трубопроводов Пайяхского месторождения) приведена в следующем виде:

$$t_{\text{кон}} = \frac{t_{\text{нач}} - t_B}{e^{\frac{T_{\text{ост}} 4k_T}{d_1^2 \gamma c}}} + t_B$$

Результаты расчета трубопроводов представлены в расчетных файлах «Приложение 1. Расчет времени остывания продукта».

Конечная температура при остановке трубопровода на 6 часов и необходимость электрообогрева представлены в таблицах 5-6.

Таблица 5 – Конечная температура и необходимость электрообогрева ВВД и ВНД без учета перераспределения объемов закачки

Наименование участка	Конечная температура, °С	Температура застывания, °С	Температура на устье скважин ППД, °С	Необходимость электрообогрева
Узел СОД (КП №2) – КП №6	-35,37	0,0	11,0	Требуется*
Узел СОД (КП №2) – КП №7	-20,5			Требуется*
НПС – МУПН-2	-0,65 / 39,07			Требуется

Примечание - \* электрообогрев для участка «Узел СОД (КП №2) – КП №6» требуется в период 01.12.2023. Электрообогрев для участка «Узел СОД (КП №2) – КП №7» требуется в период 01.05.2023 – 01.03.2024. При перераспределении объемов добычи и закачки для увеличения расхода по трубопроводам более 195 м<sup>3</sup>/сут и скорости более 0,3 м/с в данный период допустимо исключение электрообогрева.

Таблица 5 – Конечная температура и необходимость электрообогрева НГС

Наименование участка	Конечная температура, °С	Температура застывания, °С	Температура потери текучести, °С	Температура насыщения нефти парафином, °С	Необходимость электрообогрева
КП №6 – Узел СОД (КП №2)	-42,82	-24,5	-22,3	9,5	Требуется
КП №7 – МУПН-2	-22,21				Требуется
Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	-20,71				Требуется

Результаты расчета конечной температуры ВВД и НГС с учетом перераспределения объемов добычи и закачки до 192 - 195 м<sup>3</sup>/сут представлены в таблицах 7, 8.

Таблица 6 – Конечная температура и необходимость электрообогрева ВВД с учетом перераспределения объемов закачки

Наименование участка	Конечная температура, °С	Температура застывания, °С	Температура на устье скважин ППД, °С	Необходимость электрообогрева
Узел СОД (КП №2) – КП №6	29,63	0,0	11,0	Не требуется
Узел СОД (КП №2) – КП №7	30,71			Не требуется

Таблица 7 – Конечная температура и необходимость электрообогрева НГС


Наименование участка	Конечная температура, °С	Температура застывания, °С	Температура потери текучести, °С	Температура насыщения нефти парафином, °С	Необходимость электрообогрева
КП №6 – Узел СОД (КП №2)	0,65	-24,5	-22,3	9,5	Требуется
Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха»	-0,69				Требуется

По результатам расчетов ВВД, электрообогрев на трубопроводе «Узел СОД (КП №2) – КП №6» требуется только в один месяц – 01.12.2023 (первый месяц работы трубопровода), для участка «Узел СОД (КП №2) – КП №7» требуется в период 01.05.2023 – 01.03.2024. Для исключения электрообогрева рекомендуется рассмотреть перераспределение объемов закачки, чтобы подавать в трубопровод расход не менее 195 м<sup>3</sup>/сут. Обращаем внимание, что при выполнении гидравлических расчетов на стадию ПРМ температура продукта после остывания можем быть ниже, в связи с чем решение о применении электрообогрева ВВД может измениться.

По результатам расчетов НГС, электрообогрев на трубопроводах «КП №6 – Узел СОД (КП №2)» и «Узел СОД (КП №2) – НПС «Пайяха» требуется в течении всего периода ОПР, т.к. по техническим требованиям МУПН, допустимая температура на входе – 20 °С. За время остывания 6 часов температура продукции в НГС будет опускаться менее 20 °С, даже при температуре жидкости в момент начала остывания – 60 °С.



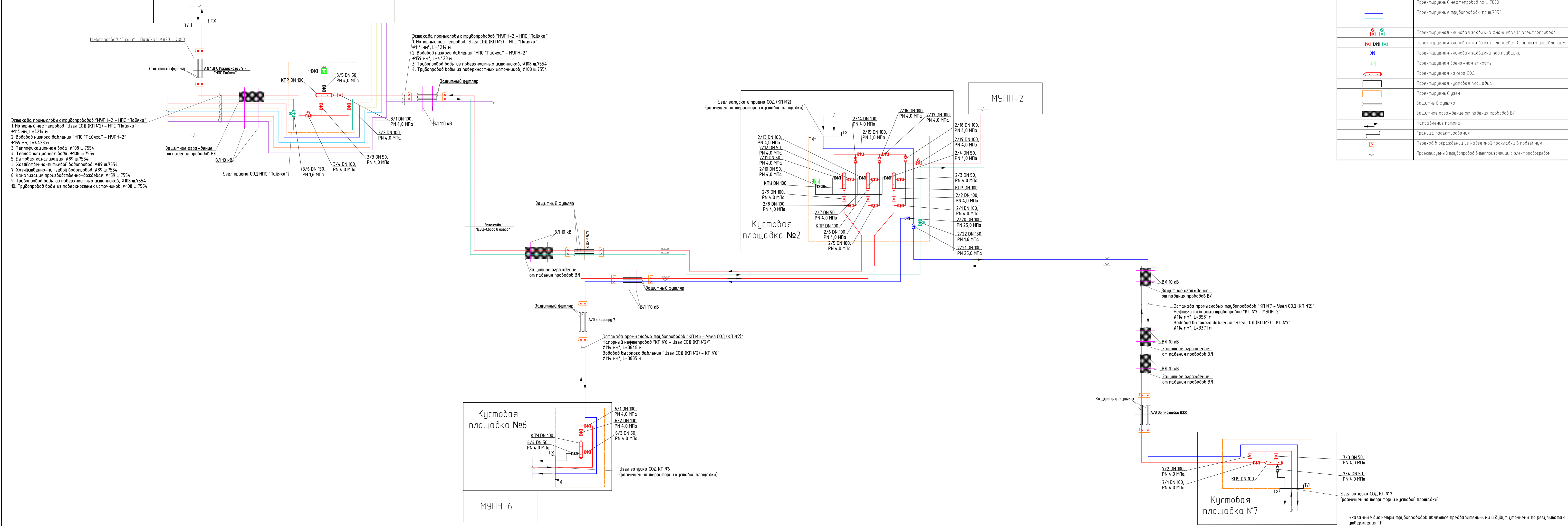
## Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1		1,16-19,24-26,41,51,74,71,77			103	2120-23		13.06.23
2		1,24,91,95,98-103	104-108		108	2278-23		22.06.23

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.2
2	Технологическая схема промысловых трубопроводов	Изм.1
3	Узел запуска и приема СОД (КП №2), ПК2+17,27	Изм.2
4	Узел приема СОД (НПС «Пайяха»), ПК39+33,15	Изм.2
5	Узел запуска СОД (КП №6), ПК0+31,88	
6	Узел запуска СОД (КП №7), ПК0+33,17	
7	Компенсаторы эстакады промысловых трубопроводов «МУПН-2 – НПС «Пайяха»	
8	Компенсаторы эстакады промысловых трубопроводов «КП №6 – Узел СОД (КП №2)»	
9	Компенсаторы эстакады промысловых трубопроводов «КП №7 – МУПН-2»	

Инв.№ подл. 464387	Подп. и дата	Взам. инв. №					D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001								
							Обустройство Пайяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП №№2, 6, 7								
	2	-	Зам.	2278-23		22.06.23	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.		Дудин			11.05.2023							П		1
	Н. контр.		Шерина			11.05.2023	Ведомость графической части			АО "ТомскНИПИнефть"					
	Гл. спец.		Мельников			11.05.2023									

# НПС Паюха



- Эстакада промышленных трубопроводов "МУПН-2 – НПС "Паюха"**
1. Напорный нефтепровод "Узел СОД (КП №2) – НПС "Паюха"  $\phi 114$  мм, L=4214 м
  2. Водовод низкого давления "НПС "Паюха" – МУПН-2"  $\phi 159$  мм, L=4423 м
  3. Теплофикационная вода,  $\phi 108$  ш.7554
  4. Теплофикационная вода,  $\phi 108$  ш.7554
  5. Бытовая канализация,  $\phi 89$  ш.7554
  6. Хозяйственно-питьевой водопровод,  $\phi 89$  ш.7554
  7. Хозяйственно-питьевой водопровод,  $\phi 89$  ш.7554
  8. Канализация производственно-дождевая,  $\phi 159$  ш.7554
  9. Трубопровод воды из поверхностных источников,  $\phi 108$  ш.7554
  10. Трубопровод воды из поверхностных источников,  $\phi 108$  ш.7554

- Эстакада промышленных трубопроводов "МУПН-2 – НПС "Паюха"**
1. Напорный нефтепровод "Узел СОД (КП №2) – НПС "Паюха"  $\phi 114$  мм, L=4214 м
  2. Водовод низкого давления "НПС "Паюха" – МУПН-2"  $\phi 159$  мм, L=4423 м
  3. Трубопровод воды из поверхностных источников,  $\phi 108$  ш.7554
  4. Трубопровод воды из поверхностных источников,  $\phi 108$  ш.7554

Узел записки и приема СОД (КП №2)  
(размещен на территории кустовой площадки)

## Кустовая площадка №2

## Кустовая площадка №6

## Кустовая площадка №7

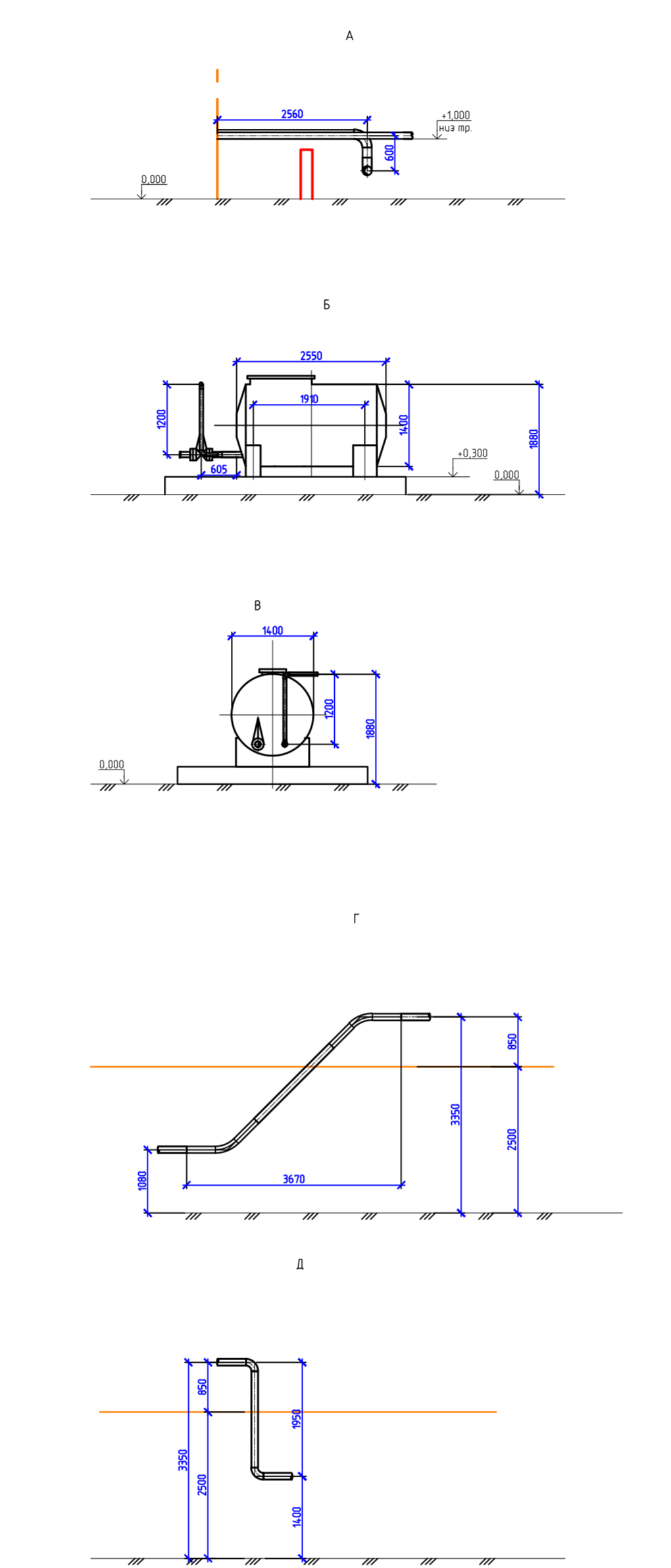
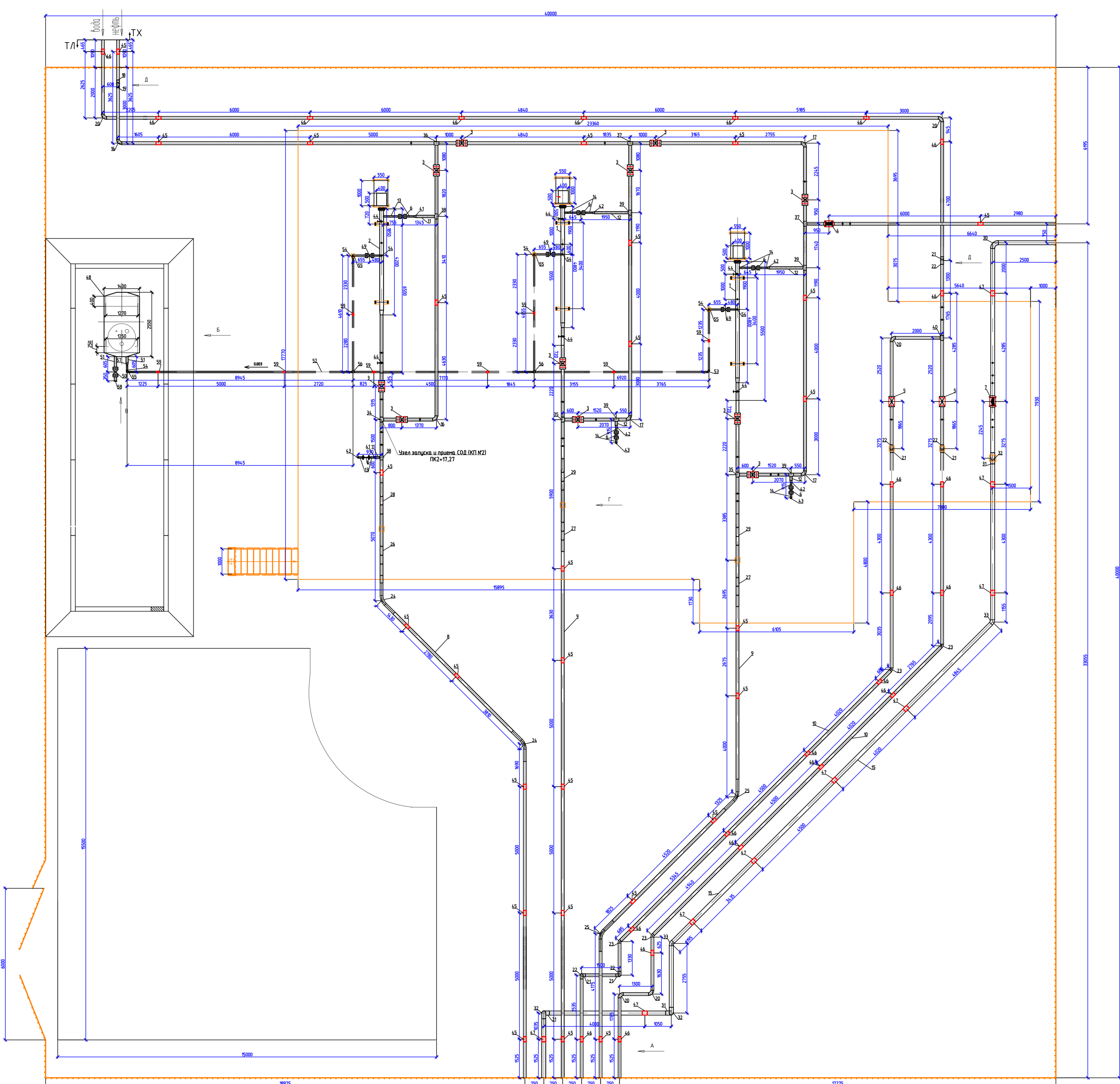
Обозначение и изображение	Наименование
	Проектируемый нефтегазосборный трубопровод по ш.7612
	Проектируемый водовод высокого давления по ш.7612
	Проектируемая дренажная линия по ш.7612
	Проектируемый водовод низкого давления по ш.7612
	Проектируемый нефтепровод по ш.7080
	Проектируемые трубопроводы по ш.7554
	Проектируемая клиновидная задвижка фланцевая (с электроприводом)
	Проектируемая клиновидная задвижка фланцевая (с ручным управлением)
	Проектируемая клиновидная задвижка под приварку
	Проектируемая фланцевая емкость
	Проектируемая камера СОД
	Проектируемая кустовая площадка
	Проектируемый фланцевый бак
	Защитный фидер от падения проводов ВЛ
	Направление потока
	Граница проектирования
	Переход ф. ограждения из наземной прокладки в подземную
	Проектируемый трубопровод с теплоизоляцией с электроограждением

Указанные диаметры трубопроводов являются предварительными и будут уточнены по результатам утверждения ГР

Rev. C02

0812921/0454Д-33-ПД-402000-ТКР1-ГЧ-001			
Обустройство Паюхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП №2, 6, 7			
Изм.	Кол.	Лист	Дата
1	Зам.	110-23	03.06.23
Разраб.	Гордеева	116.003	
Проектант	Щудин	116.003	
Н. контр.	Шерина	116.003	
Гл. спец.	Мельников	116.003	
Статус	Лист	Листов	
П	2		
Технологическая схема промышленных трубопроводов			АО "ТомскийНефть"
Имя файла: 0812921_0454D-33-PD-402000-TKR1-GCH-001-rev C02-102.dwg			Имя: N 464387
			Формат: A2x3

Имя файла: 0812921\_0454D-33-PD-402000-TKR1-GCH-001-rev C02-102.dwg



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол. шт.	Масса кг	Примечание
1	П4-06.03 М-0111 Версия 3.00	КПР-Н-100-4,0-П-Х-1-К48-0-0-Х2-С0	2	1000	шт
2	П4-06.03 М-0011 Версия 3.00	КПР-Н-100-4,0-П-Х-1-К48-0-0-Х2-С0	1	1000	шт
3	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭКВ0*40-Ф-Х-К07-К48/РМ/Н/С0	11	65	шт
4	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭКВ0*40-Ф-Х-К07-К48/ЭПГ/В/Н/С0	1	127,00	шт
5	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭКВ0*50-С-Х-К07-К48/РМ/Н/С0	2	250,00	шт
6	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭКВ0*40-Ф-Х-К07-К48/РМ/Н/С0	6	27,00	шт
7	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭКВ0*40-Ф-Х-К07-К48/ЭПГ/В/Н/С0	1	140,00	шт
8	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-114x7-К48-0-Б0-1ЭН2В-1-УХЛ	57,0	24,6	п.м.
9	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-114x7-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	101,6	24,6	п.м.
10	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-БГ-114x10-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	107,0	31,8	п.м.
11	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-89x7-К48-0-Б0-1ЭН2В-1-УХЛ	0,9	19,5	п.м.
12	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-89x7-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	3,1	19,5	п.м.
13	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57x7-К48-0-Б0-1ЭН2В-1-УХЛ	1,3	13,0	п.м.
14	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57x7-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	2,3	13,0	п.м.
15	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-59x7-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	38	34,10	шт
16	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Соединительные детали ОКШ90-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	2	35,1	шт
17	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	3	35,1	шт
18	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН2В2-УХЛ	1	35,1	шт
19	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	1	35,1	шт
20	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x10К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	5	46,1	шт
21	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x10К48-0-Б0-1,501ЭН02-УХЛ	5	46,1	шт
22	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x10К48-0-Б0-1,501ЭН03-УХЛ	5	46,1	шт
23	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ45-114x10К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	4	42,0	шт
24	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН2В1-10УХЛ	2	39,8	шт
25	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-10УХЛ	2	39,8	шт
26	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН2В2-10УХЛ	1	39,8	шт
27	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН02-10УХЛ	2	39,8	шт

28	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН2В3-10УХЛ	1	39,8	шт
29	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114x7К48-0-Б0-1,501ЭН03-10УХЛ	2	39,8	шт
30	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-59x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	1	53,2	шт
31	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-59x7К48-0-Б0-1,501ЭН02-УХЛ	3	53,2	шт
32	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-59x7К48-0-Б0-1,501ЭН03-УХЛ	3	53,2	шт
33	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ45-59x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	2	46,5	шт
34	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШР114x7К48-0-Б0-1ЭН2В1УХЛ	1	10,9	шт
35	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШР114x7К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	2	10,9	шт
36	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114x7К48-0-Б0-1ЭН2В1УХЛ	1	10,9	шт
37	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114x7К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	2	10,9	шт
38	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114x7-89x7К48-0-Б0-1ЭН2В1УХЛ	2	9,4	шт
39	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114x7-89x7К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	4	9,4	шт
40	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114x10К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	1	16,5	шт
41	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ПШ89x7-57x7К48-0-Б0-1ЭН2В1УХЛ	2	1,5	шт
42	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ПШ89x7-57x7К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	4	1,5	шт
43	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ДШ57x7К48-0-Б0-00-УХЛ	3	0,5	шт
44	Д812921/0454Д-33-40250-ЛТ-0Л-010	Быстроразъемное соединение БРС-2" из стали	6	2,0	шт
45	Д812921/0454Д-33-40250-ЛТ-0Л-005	Опора свободно-подвижная	27	15,4	шт
46	Д812921/0454Д-33-40250-ЛТ-0Л-011	Опора свободно-подвижная	23	15,4	шт
47	Д812921/0454Д-33-40250-ЛТ-0Л-006	Опора свободно-подвижная	9	15,9	шт
48	П4-06.03 ЕТТ-0060 Версия 2 изм.2	РГСНО-НЗ-Г20А90-2-3А-1-УХЛ-С0	1	1400,0	шт
49	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭК50*40-Ф-Х-К07-К48/РМ/Н/С0	3	27,0	шт
50	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭКВ0*40-Ф-Х-К07-К48/РМ/Н/С0	1	50,0	шт
51	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-89x7-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	1	19,5	п.м.
52	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57x7-К48-0-Б0-1ЭН0-1-УХЛ	40	13,0	п.м.

53	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57x7К48-0-Б0-1,501ЭН01-УХЛ	1	14,5	шт
54	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57x7К48-0-Б0-1,501ЭН02-УХЛ	7	14,5	шт
55	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57x7К48-0-Б0-1,501ЭН03-УХЛ	4	14,5	шт
56	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС7x7К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	2	6,9	шт
57	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ПШ89x7-57x7К48-0-Б0-1ЭН01УХЛ	1	1,5	шт
58	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ДШ89x7К48-0-Б0-00-УХЛ	1	0,8	шт
59	П4-06.03 М-0116 Версия 1.00	062-Г-140-К48/0-2-Х1-С	8	2,0	шт

- 1) Отметку 0,000 принята планировочная сетевая нивелиры
- 2) В соответствии с ПЗУ работы выполняемой зоны класса В-1 в соответствии:
  - в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от залорной отметки и фактических соединений;
  - в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от залорной отметки залуска С0Д;
  - в пределах до 8 м по горизонтали и вертикали от фактической отметки.
- 3) Максимальные и минимальные залорные отметки (показаны стрелки) более 4 м от существующей присоединенной в к существующим заземлениям (металлическим опорам конструкции фундамента), а также к заземляющему устройству.
- 4) Исполнительный список не является окончательным и должен быть дополнен из исполнительной сметы.
- 5) Указ залуска и пристра С0Д и фактическая отметка предусмотрены с учетом разбора/оборудования.
- 6) Все сборные соединения подвержены 100 % контролю разбора/оборудования.
- 7) На указ залуска и пристра С0Д предусмотрены размеры Д50 до выпуска изделия при заполнении трубопроводов продуктом.
- 8) Соединительная часть показана условно.

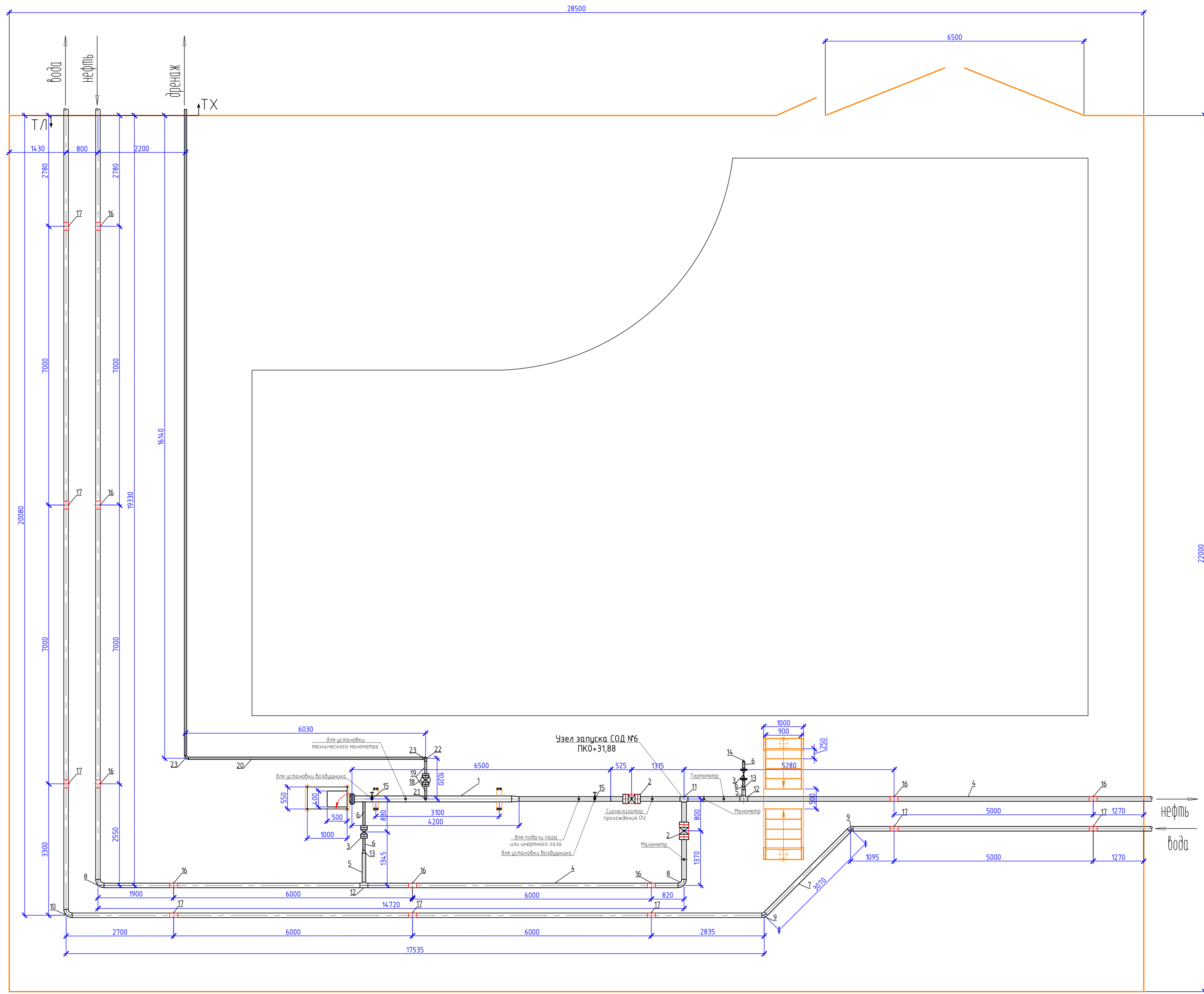
Изм.		Лист		Дата		Состав		Листов	
2	Зам.	8/28-23	2/26-23			П	3		
Исполн.	Проверен.	Дизайнер	Инженер	Инженер	Инженер				
И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.				

Узел залуска и пристра С0Д (КП №2), ПК2-17,27

«ТонксНИИНефть»

Имя файла: D812921\_0454Д-33-402500-ТКР1-0СН-001-rev.003-103.dwg Имя: N.464.387 Формат: А3





Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол., шт.	Масса ед., кг	Примечание
1	П4-06.03 М-0011 Версия 3.00	КПЗ-Н-100-4,0-П-Х-1-К48-0-0-Х-2-СО	1	100,0*	шт
2	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭК50*40-Ф-Х-КО/7-К48/РМ/Н/СО	2	65	шт
3	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭК50*40-Ф-Х-КО/7-К48/РМ/Н/СО	2	27	шт
<b>Таблицы</b>					
4	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-114x7-К48-0.5-0-13Н0-1-УХЛ	48,1	24,6	п.м.
5	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-89x7-К48-0.5-0-13Н0-1-УХЛ	0,9	19,7	п.м.
6	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57x7-К48-0.5-0-13Н0-1-УХЛ	1,3	12,9	п.м.
7	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-БГ-114x10-К48-0.5-0-13Н0-1-УХЛ	48,1	31,8	п.м.
<b>Соединительные детали</b>					
8	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x7xК48-0.5-0-15D13Н01-УХЛ	2	35,1	шт
9	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ45-114x10xК48-0.5-0-15D13Н01-УХЛ	2,0	29,4	шт
10	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114x10xК48-0.5-0-15D13Н01-УХЛ	1,0	35,0	шт
11	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШР114xК48-0.5-0-13Н01УХЛ	1,0	10,9	шт.
12	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114x7-89x7К48-0.5-0-13Н02УХЛ	2	9,4	шт.
13	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ПШ89x7-57x7К48-0.5-0-13Н01УХЛ	1	2,0	шт.
14	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ДШ57x7К48-0.5-0-00-УХЛ	1	0,5	шт.
<b>Соединительные детали</b>					
15	0812921/0454Д-33-402520-ЛТ-0Л-010	Быстроразъемное соединение БРС-2" из стали К48, под приварку, DN 50, PN 4,0 МПа	2	6,0	шт
16	0812921/0454Д-33-402520-ЛТ-0Л-005	Опора свободно-подвижная ОСП-200-Ш-У16-ХЛ1	8	15,4	шт
17	0812921/0454Д-33-402520-ЛТ-0Л-006	Опора свободно-подвижная ОСП-200-Ш-У16-ХЛ1	8	15,4	шт
<b>Дренажная линия</b>					
18	П4-06.03 ЕТТ-0082 Версия 3.00	ЭК50*40-Ф-Х-КО/7-К48/РМ/Н/СО	1	27	шт
19	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57x7-К48-0.5-0-13Н0-1-УХЛ	1	12,9	п.м.
20	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57x7-К48-0.5-0-13Н0-20-УХЛ	23	12,9	п.м.
21	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57x7xК48-0.5-0-15D13Н02-УХЛ	1	5,5	шт
22	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57x7xК48-0.5-0-15D13Н03-УХЛ	1	5,5	шт
23	П4-06.03 ЕТТ-0116 б. 1.00 с учетом письма ПАО «НК «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57x7xК48-0.5-0-15D13Н012-УХЛ	2	5,5	шт

- 1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка насыпи
- 2 В соответствии с ПЗЗ радиус взрывоопасной зоны класса В-1а составляет:
  - в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений;
  - в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от затвора камеры запорки СОД;
  - в пределах до 8 м по горизонтали и вертикали от дренажной емкости.
- 3 Молниезащита и заземление запорной арматуры (толщина стенки более 4 мм) осуществляется присоединением ее к естественным заземлителям (металлическим опорным конструкциям фундамента), а также к заземляющему устройству.
- 4 Изоляция наружных стыков надземно монтируемых труб и деталей предусмотрена коллектом для изоляции сварного стыка труб с тепловой изоляцией из пенополиуретана в оболочке из оцинкованной стали.
- 5 Узел запорки СОД предусмотрен с электрообогревом.
- 6 Все сварные соединения подвергнуты 100 % контролю радиографированием.
- 7 На узле запорки СОД предусмотрены вентуза DN50 для выпуска воздуха при заполнении трубопроводов продуктом.
- 8 Строительная часть показана условно.

И.Ф. Удальцов  
444397

Подпись и дата  
Всех: 08.08.21

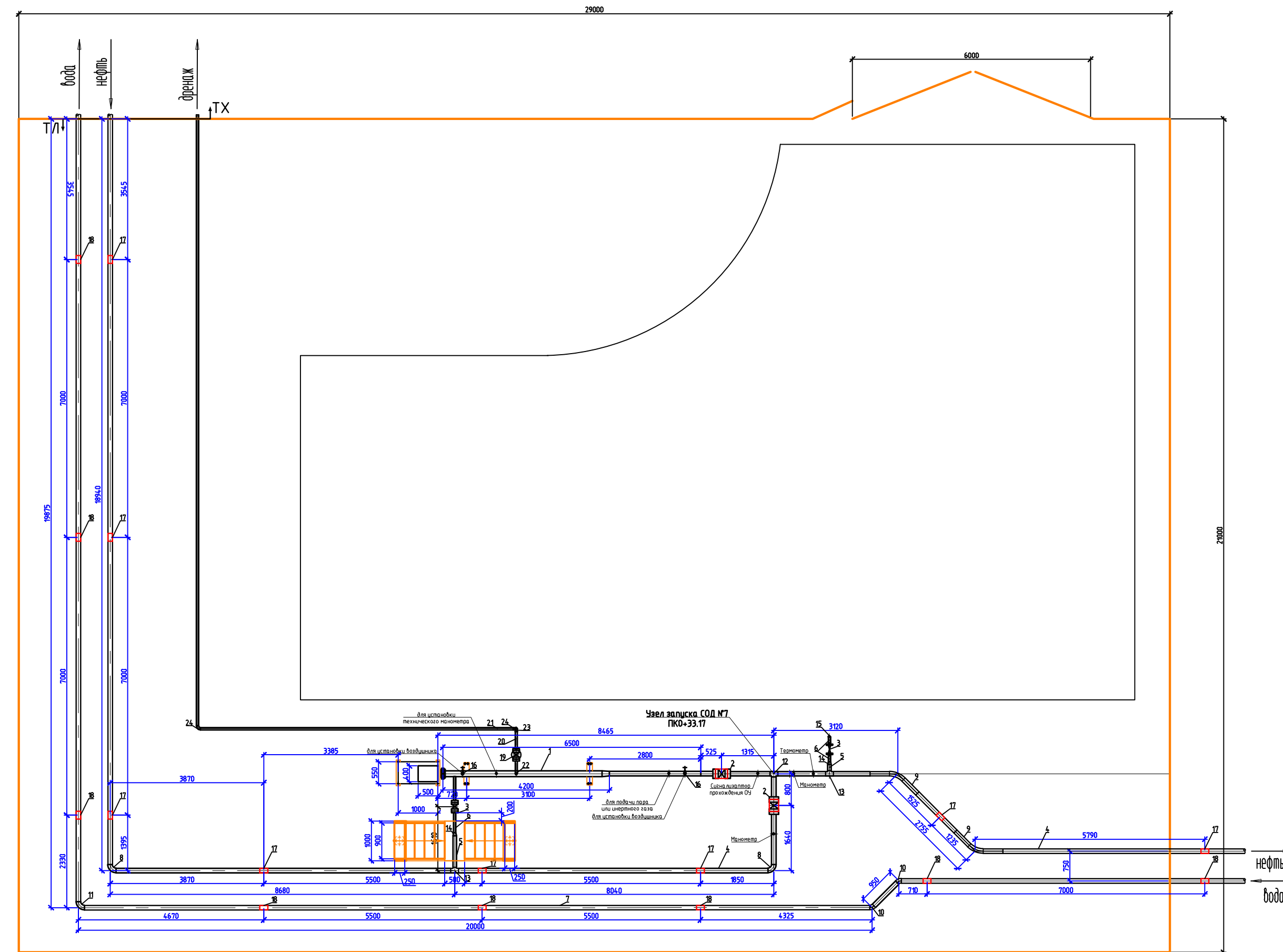
Rev C01

0812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001					
Обустройство Пилейского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП №2, 6, 7					
Изм.	Кол.	Лист	Изд.	Подпись	Дата
Разраб.	Гордеева			И.Ф.Удальцов	И.Ф.Удальцов
Проверил	Дудин			И.Ф.Удальцов	И.Ф.Удальцов
Н.контр.	Шерина			И.Ф.Удальцов	И.Ф.Удальцов
Гл. спец.	Мельников			И.Ф.Удальцов	И.Ф.Удальцов
Узел запорки СОД (КП №6), ПК0+31,88				АО "ТомскНИИнефть"	
Имя файла: 0812921_0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001-rev C01-f05.dwg Инв. № 464387 Формат А					

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол., шт.	Масса ед., кг	Примечание
1	П4-06.03 М-0111 Версия 3.00	КПУ-Н-100-4,0-П-Х-1-К48-0-0-Х-2-СО	1	100,0*	шт
2	П4-06.03 ЕТТ-0082 версия 3.00	ЭК100*40-Ф-Х-КО/7-К48/РМ/Н/СО	2	65	шт
3	П4-06.03 ЕТТ-0082 версия 3.00	ЭК50*40-Ф-Х-КО/7-К48/РМ/Н/СО	2	27	шт
<b>Трубы</b>					
4	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-114х7-К48-0.Б-0-13Н0-1-УХЛ	46,6	24,6	п.м.
5	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-89х7-К48-0.Б-0-13Н0-1-УХЛ	1,1	19,7	п.м.
6	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57х7-К48-0.Б-0-13Н0-1-УХЛ	1,7	12,9	п.м.
7	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-БГ-114х10-К48-0.Б-0-13Н0-1-УХЛ	47,2	31,8	п.м.
<b>Соединительные детали</b>					
8	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114х7хК48-0.Б.0-1,5D13Н01-УХЛ	2	35,1	шт
9	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОГ45-114х7К48-0.Б0-5D13Н01-10УХЛ	2,0	39,8	шт.
10	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ45-114х10К48-0.Б0-1,5D13Н01-УХЛ	2	42,0	шт
11	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-114х10К48-0.Б0-1,5D13Н01-УХЛ	1	46,1	шт.
12	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШР114х7К48-0.Б0-13Н02УХЛ	1	0,5	шт.
13	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ТШС114х7-89х7К48-0.Б0-13Н02УХЛ	2	9,4	шт.
14	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ПШ89х7-57х7К48-0.Б0-13Н01УХЛ	1	2,0	шт.
15	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ДШ57х7К48-0.Б0-00-УХЛ	1	0,5	шт.

<b>Соединительные детали</b>					
16	Д812921/0454Д-33-402530-ЛТ-0Л-0Ю	Быстроразъемное соединение БРС-2" из стали К48, под приварку, DN 50, PN 4,0 МПа	2	6,0	шт
17	Д812921/0454Д-33-402530-ЛТ-0Л-005	Опора свободно-подвижная	8	15,4	шт
<b>ОСП-200-Ш-У16-ХЛ1</b>					
18	Д812921/0454Д-33-402530-ЛТ-0Л-006	Опора свободно-подвижная	8	15,4	шт
<b>ОСП-200-Ш-У16-ХЛ1</b>					
<b>Дренажная линия</b>					
19	П4-06.03 ЕТТ-0082 версия 3.00	ЭК50*40-Ф-Х-КО/7-К48/РМ/Н/СО	1	27,0	шт
20	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57х7-К48-0.Б-0-13Н0-1-УХЛ	1,3	12,9	п.м.
21	П4-06 М-0111 Версия 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	Тр-Т-ЭП-57х7-К48-0.Б-0-13Н0-20-УХЛ	24,6	12,9	п.м.
22	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57х7хК48-0.Б.0-1,5D13Н02-УХЛ	1,0	5,5	шт
23	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57х7хК48-0.Б.0-1,5D13Н03-УХЛ	1,0	5,5	шт
24	П4-06.03 ЕТТ-0116 в. 1.00 с учетом письма ПАО «Роснефть» №43-609 от 14.01.2021	ОКШ90-57х7хК48-0.Б.0-1,5D13Н012-УХЛ	2,0	5,5	шт



- 1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка насыпи
- 2 В соответствии с ПУЭ радиус взрывоопасной зоны класса В-1а составляет:
  - в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений;
  - в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от затвора камеры запуска СОД
- 3 Молниезащита и заземление запорной арматуры (толщина стенки более 4 мм) осуществляется присоединением ее к естественным заземлителям (металлическим опорным конструкциям фундамента), а также к заземляющему устройству.
- 4 Изоляция наружных стыков надземно монтируемых труб и деталей предусмотрена комплектом для изоляции сварного стыка труб с тепловой изоляцией из пенополиуретана в оболочке из оцинкованной стали, для изоляции наружных стыков дренажного трубопровода подземной прокладки предусмотрена комплект для изоляции сварного стыка труб с тепловой изоляцией из метаalloполимерной оболочки.
- 5 Узел запуска СОД предусмотрен с электрообогредом.
- 6 Все сварные соединения подвергнуть 100 % контролю радиографированием.
- 7 На узле приема СОД предусмотрены вентуза DN50 для выпуска воздуха при заполнении трубопроводов продуктом.
- 8 Строительная часть показана условно.

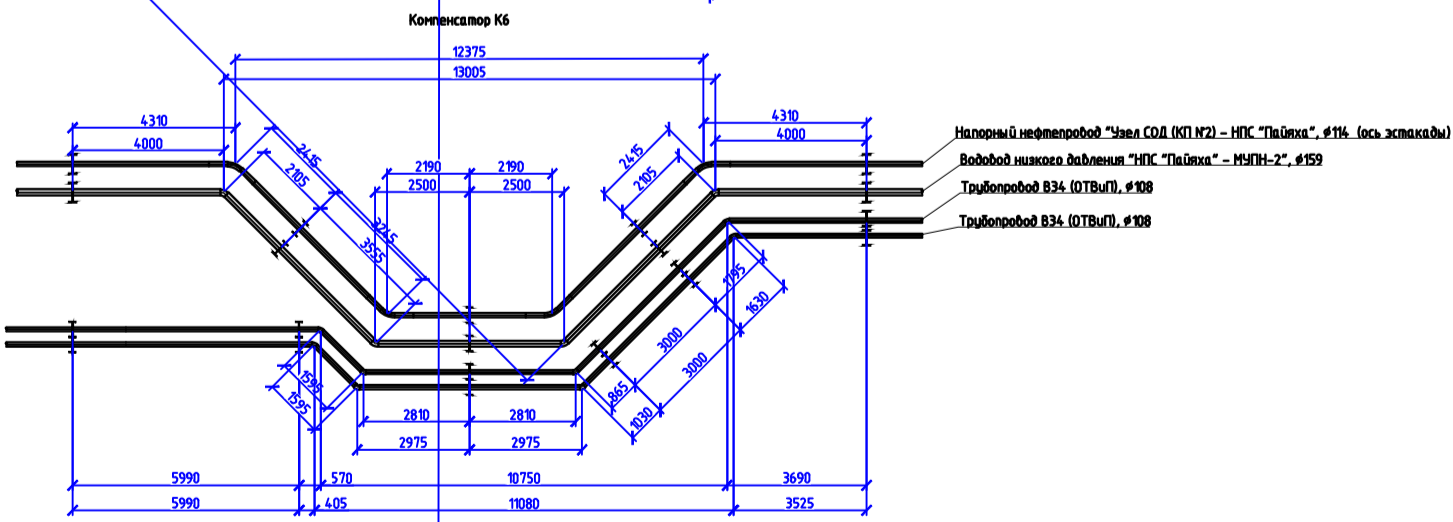
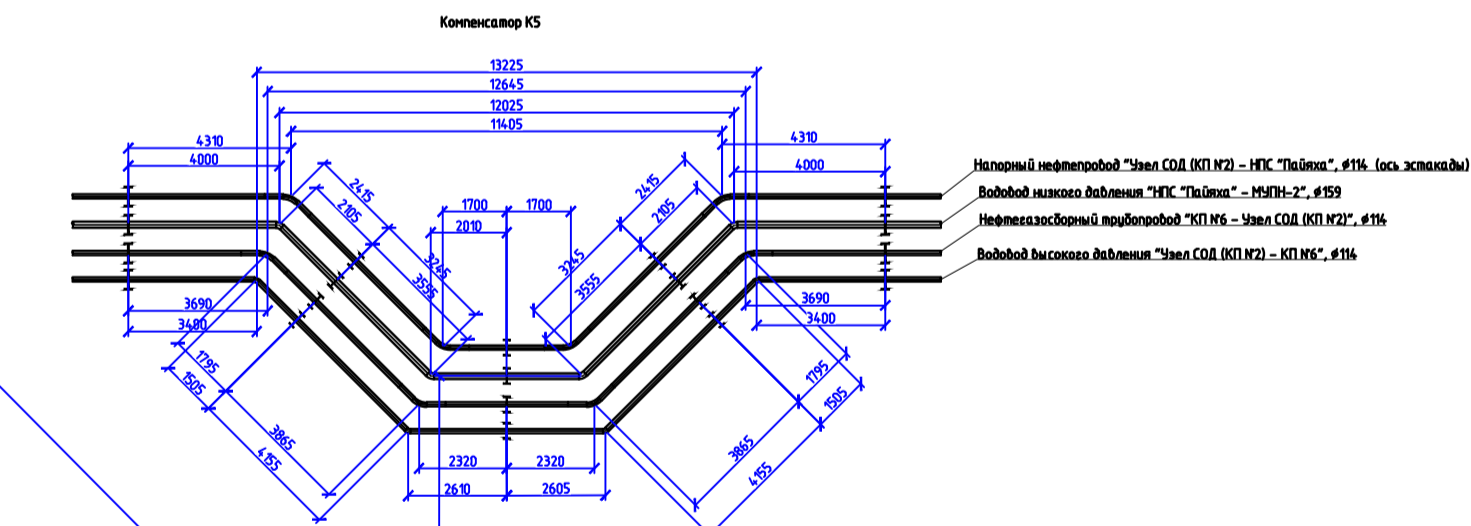
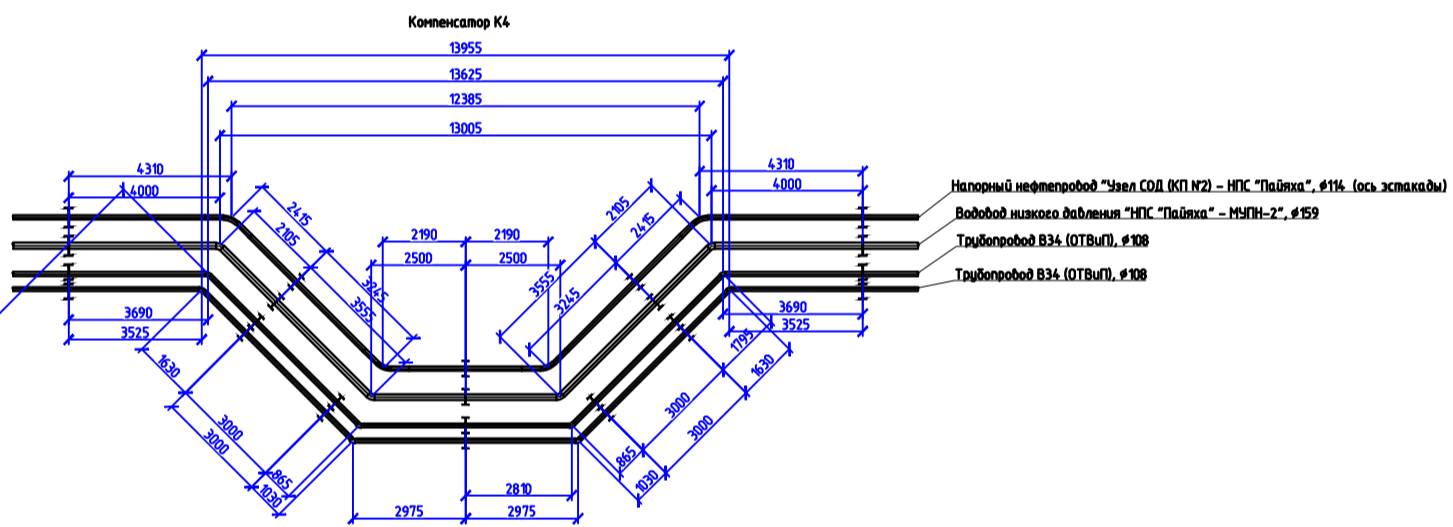
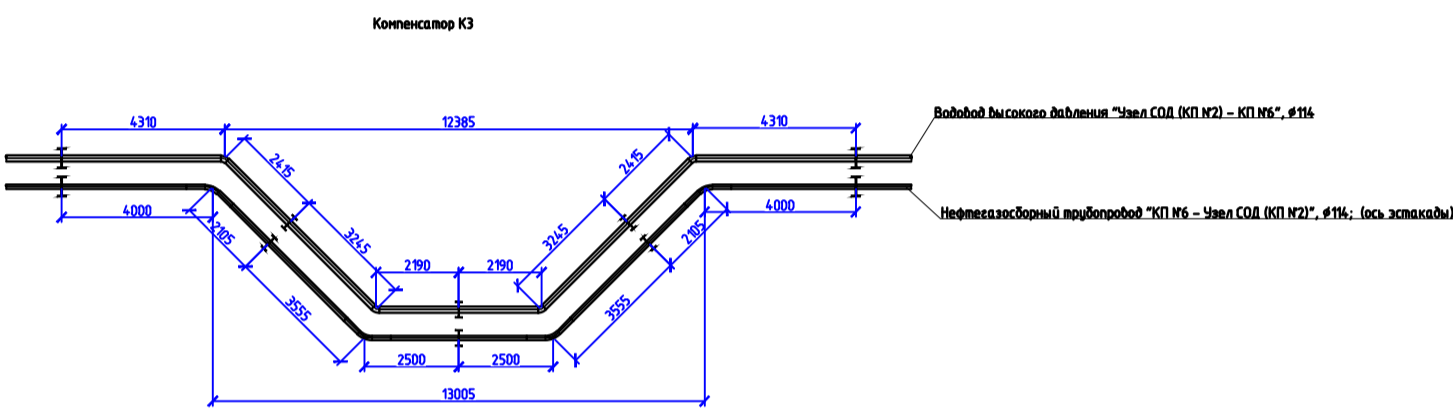
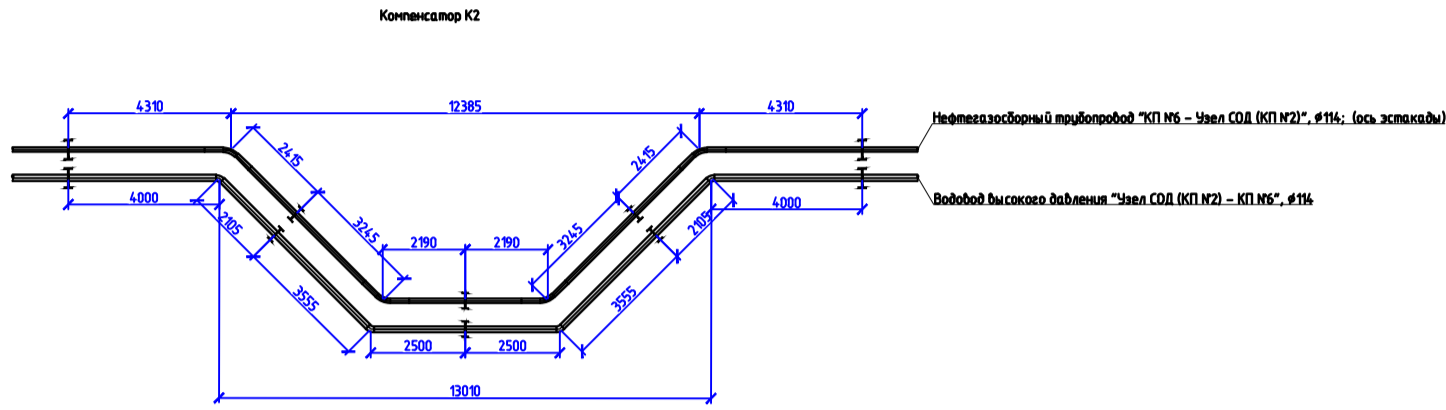
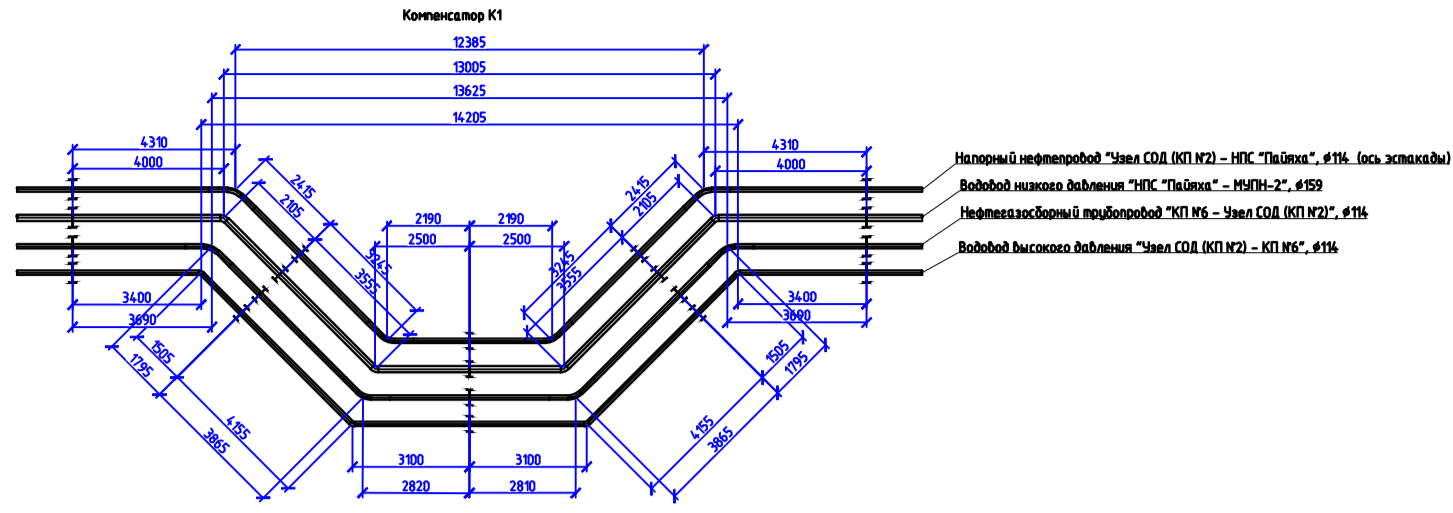
Rev. C01

D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001					
Обустройство Пайяского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2), линейные коммуникации КП №2, 6					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Гордеева			11.05.2023
Проверил		Дудин			11.05.2023
Н. контр.	Шерина				11.05.2023
Гл. спец.	Мельников				11.05.2023
				Узел запуска СОД (КП №7), ПК0-33.17	АО "ТомскНИПнефть"

Изм. № подл. 464387

Подпись и дата

Взам. инв. №



1 Размеры для справок.

2 Трубы на компенсаторе показаны без теплоизоляции.

Изм. № подл. 464,387

Подпись и дата

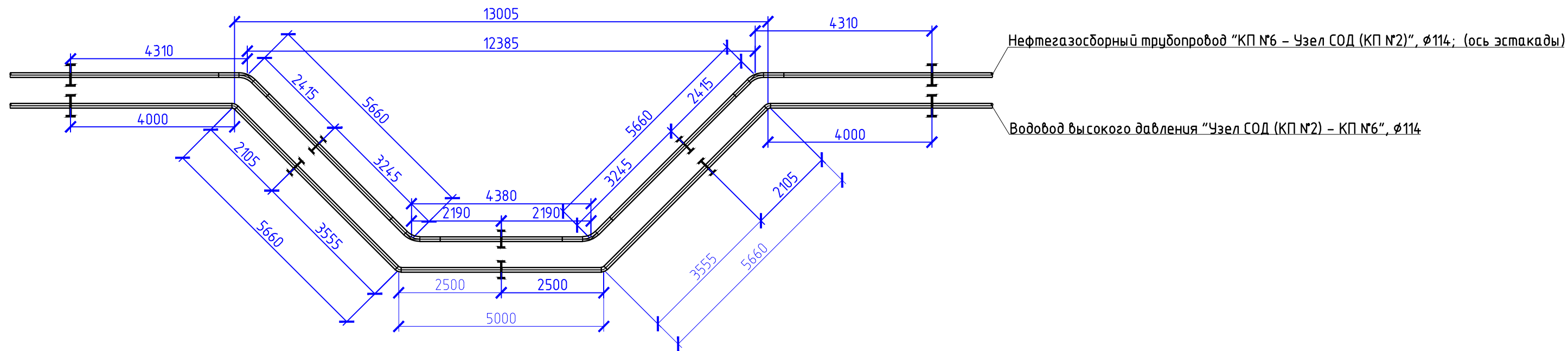
Взам. инв. №

Rev. C01

D812921/0454D-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001					
Обустройство Паюяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП №№2, 6, 7					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Гордеева				11.05.2023
Проверил	Дудин				11.05.2023
Н. контр.	Шерина				11.05.2023
Гл. спец.	Мельников				11.05.2023
				Стадия	Лист
				П	7
				Листов	
				АО "ТомскНИПнефть"	



Компенсатор К1



1 Размеры для справок.

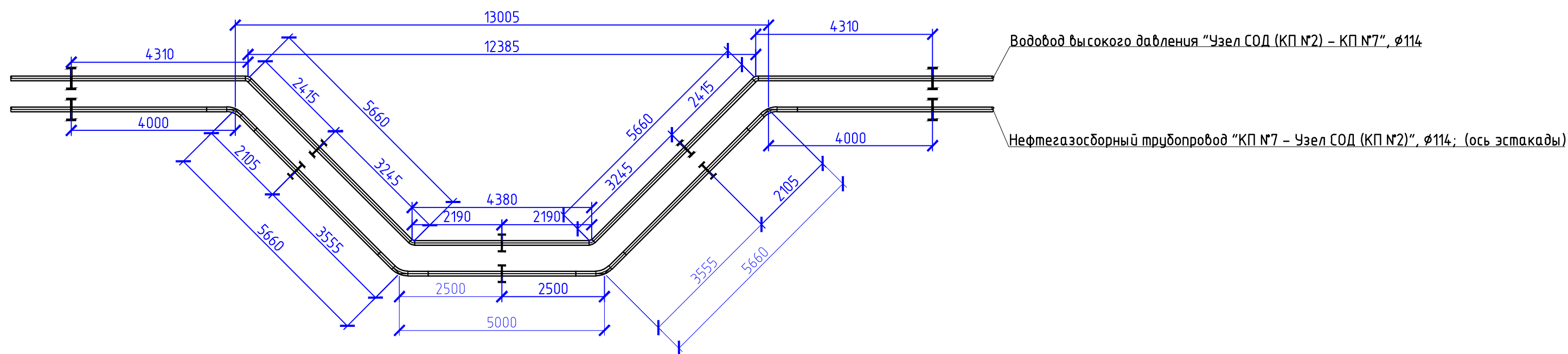
2 Трубы на компенсаторе показаны без теплоизоляции.

Инв. № подл.	464387
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Rev .C01

D812921/0454D-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001					
Обустройство Паюхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП №2, 6, 7					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Гордеева			11.05.2023
Проверил		Дудин			11.05.2023
Гл. спец.					11.05.2023
Н.контр.		Шерина			11.05.2023
Гл. спец.		Мельников			11.05.2023
Схема компенсаторов эстакады промышленных трубопроводов "КП №6 - Узел СОД (КП №2)"				Стадия	Лист
				П	8
АО "ТомскНИПИнефть"				Листов	

Компенсатор К1



1 Размеры для справок.

2 Трубы на компенсаторе показаны без теплоизоляции.

Rev.C01

Инв. № подл.	464387
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

D812921/0454D-33-ПД-402500-ТКР1-ГЧ-001					
Обустройство Паюхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП №2, 6, 7					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Гордеева			11.05.2023
Проверил		Дудин			11.05.2023
				Стадия	Лист
				П	9
				Листов	
				АО "ТомскНИПИнефть"	
Н.контр.		Шерина			11.05.2023
Гл. спец.		Мельников			11.05.2023
Имя файла: D812921_0454D-33-PD-402500-TKR1-GCH-001-rev C01-f09.dwg					
Инв. № 464387					
Формат А3					