

Заказчик – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

**ОБУСТРОЙСТВО МОРОЗНОГО ПОДНЯТИЯ МОРОЗНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ.
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 2. Нефтесборные трубопроводы

2935-3200-ЕН-24-ТХР2

Том 6.2

Первый заместитель
генерального директора

Р. З. Бадрутдинов

14.09.23

Главный инженер проекта

А. Ф. Шафиков

14.09.23



Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	241-23	<i>Шафиков</i>	17.07.23

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

Разрешение		Обозначение		2935-3200-ЕН-24-ТХР2				
241-23 от 17.07.23		Наименование объекта строительства		Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины				
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание		
1	1	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-С				на основании замечаний ФАУ "Главгосэкспертиза России" от 14.07.2023 № 64429-23/ГГЭ- 40617/11		
		Лист заменен. Откорректировано количество листов графической части						5
		2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ						
		Лист заменен. Добавлено уточнение о пересечение с одной автодорогой						5
		Лист заменен. Добавлена ссылка на актуализированный НТД						2
		Лист заменен. В таблице 5.9 подправлен пикетаж и длина футляра						4
		Лист заменен. В таблице 5.10 подправлен пикетаж						4
		Лист заменен. В таблице 5.11.2 исключены пересечения с надземными коммуникациями						4
		Лист заменены. Добавлена информация о регистрационном номере объекта в государственном реестре и классе опасности						3
		Листы заменены. Исключена информация обязательного наличия разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на примененное оборудование						3
		2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ						
		Лист заменен. Добавлена информация по корректировкам листов графической части						5
		Лист заменен. Добавлены расстояния.						3
		Лист добавлен. Добавлен план нефтесборного трубопровода. Трасса №2						5
Изм. внес	Ахметова		26.07.23	ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» Комплексный линейно-технологический отдел			Лист	Лист- тов
Составил	Ахметова		26.07.23				1	2
ГИП	Шафиков		26.07.23					
Утв.								

Согласовано
Н. контр.

Разрешение		Обозначение	2935-3200-ЕН-24-ТХР2		
241-23 от 17.07.23		Наименование объекта строительства	Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
	6, 7	Листы добавлены. Добавлены профили трассы №1 и трассы №2		3	
	8	Лист смещен.		5	
					Лист
					2


СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
2935-3200-ЕН-24-ТХР2-С	Содержание тома 6.2	1 Изм.1 (Зам.)
2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Текстовая часть	80 Изм.1 (Зам.)
2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ	Графическая часть	8 Изм.1 (Зам.)
	Всего листов	89 Изм.1 (Зам.)



Согласовано				
-------------	--	--	--	--

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-С

Инв. № подл.	Разраб.	Каримова		01.03.23
	Проверил	Сафиуллин		01.03.23
	Нач. отдела	Сафиуллин		01.03.23
	Н. контр.	Каримова		01.03.23
	ГИП	Шафиков		01.03.23

Содержание тома 6.2

Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

СОДЕРЖАНИЕ

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА	4
2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	6
3 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	7
4 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	8
5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	11
5.1 Характеристика района строительства	11
5.1.1 Сведения о топографических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	11
5.1.1.1 Топографические сведения	11
5.1.1.2 Метеорологические и гидрогеологические сведения	11
5.1.1.3 Гидрографическая сеть	13
5.1.2 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	14
5.1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)	14
5.2 Сведения о категории и классе линейного объекта	15
5.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта	15
5.4 Описание технологии процесса транспортирования продукта	16
5.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	16
5.6 Технические характеристики труб, используемые для прокладки проектируемых трубопроводов	16

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Каримова			01.03.23
Проверил		Сафиуллин			01.03.23
Нач. отдела		Сафиуллин			01.03.23
Н. контр.		Каримова			01.03.23
ГИП		Шафиков			01.03.23

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	80
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

5.6.1	Обоснование диаметра трубопроводов	16
5.6.2	Обоснование толщины стенки труб	23
5.6.2.1	Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	25
5.6.2.2	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода	25
5.6.3	Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных их элементов	26
5.7	Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов	26
5.8	Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами	27
5.9	Сведения об опасных участках на трассах трубопроводов и обоснование выбора размера защитных зон	27
5.10	Описание конструктивных решений при прокладке трубопроводов	28
5.10.1	Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках	29
5.10.2	Пересечения с автомобильными дорогами	29
5.10.3	Пересечения с водными преградами укладка трубопровода с высоким уровнем грунтовых вод	30
5.10.4	Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ	31
5.10.5	Установка компенсаторов	33
5.11	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	33
5.11.1	Узлы запорной арматуры	33
5.11.2	Узлы контроля коррозии	35
5.12	Сварка, контроль сварных стыков, изоляция трубопроводов	35
5.13	Очистка полости и испытания трубопроводов	35
5.14	Опознавательные знаки	38
5.15	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	38
5.16	Описание системы диагностики состояния трубопровода	42

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

5.17 Перечень мероприятий по энергосбережению	43
6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	44
7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	45
8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО- КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА	47
9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ	49
10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА	54
11 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	62
12 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	63
13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	64
14 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ	66
15 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ	67
16 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	68
ПРИЛОЖЕНИЕ А	70
Расчет на прочность, жесткость и устойчивость участков трубопроводов	70

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

Основанием для разработки проектной документации «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти» является:

- задание проектирование объекта, утвержденное начальником отдела техники и технологии добычи СВН – заместителем начальника УДНГ по СВН СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина Ахмадуллин Р.Р. (Приложение А тома 2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ПЗ);

– технические условия для выполнения проектных работ по объекту «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины»;

- материалы комплексных инженерных изысканий, выполненных отделом инженерных изысканий ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» в 2022 г.

В проектной документации предусмотрено строительство нефтегазосборных трубопроводов.

Проектная документация «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины» включает объекты, перечисленные в таблице 1.1 «Перечень объектов строительства».

Таблица 1.1 - Перечень объектов строительства

№ п/п	Наименование	Протяженность, м	Диаметр, мм
1	Нефтепровод от куста скв. №28006 до т. 28008 Трасса №1	118,8	159x5
2	Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2	467,7	114x4,5
	ИТОГО:	589,2	

Основные проектные решения:

- строительство нефтегазосборных трубопроводов от точек врезок к выкидным линиям кустов скважин №28000, №28006, включая узел запорной арматуры №1;
- максимальное давление в трубопроводах 1,6 МПа;
- применение труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78 из углеродистой стали 20, группы В ГОСТ 8731-74 с заводской теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке по ТУ 1390-004-67740692-2010;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		4

– строительство подземных трубопроводов выполнить согласно ВСН 005-88. Изоляцию сварных стыков подземных трубопроводов выполнить теплоизолированным полуцилиндром для стальной трубы, с изоляцией типа 1 из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке;

– глубина заложения промышленных трубопроводов принята не менее 1,5м до верхней образующей трубы ниже глубины промерзания грунтов;

– переход через проектируемую автомобильную дорогу IV категории выполнен открытым способом в защитном кожухе из трубы по ГОСТ 10704-91/ В 20 ГОСТ 10705-80;

– переход через ручей Черный Ключ на трассе №2 выполнен надземно в защитном кожухе из трубы по ГОСТ 10704-91/ В 20 ГОСТ 10705-80;

– узлы запорной арматуры установлены в ограждении из металлической сетки с калитками;

– контроль сварных соединений трубопроводов;

– испытание трубопроводов на прочность и герметичность;

– обозначение трасс трубопроводов на местности опознавательными знаками.

Информация по протяженностям, диаметрам и толщинам стенок проектируемых трубопроводов на участках между обвалованиями технологических площадок представлена в таблице 1.1 «Перечень объектов строительства».

Подробные технологические решения по проектируемым трубопроводам приведены в подразделе 5.2.

Размещение объектов проектирования приведено на чертежах графической части к данному тому.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

Потребность в основных ресурсах принята согласно технических условий для выполнения проектных работ и приведена в таблице 5.5 «Планируемые объемы перекачки по трубопроводам».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
			1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

3 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Источником поступления сырья является продукция добывающих скважин кустов скважин №28000 и №28006 Морозного понятия Морозного нефтяного месторождения. Качественные характеристики сырья представлены в таблицах 4.1, 4.2 в разделе 4 данного тома.

Добывающие скважины на залежах СВН будут эксплуатироваться погружными насосными установками типа УЭЦН (электроцентробежные коррозионно-износостойкие насосы), эксплуатация оборудования предполагается в горизонтальных скважинах. Газ из затрубного пространства устья скважин отводится в выкидные трубопроводы и далее добываемая жидкость совместно с газом транспортируется по выкидным трубопроводам в нефтегазосборные трубопроводы и поступает на приём на установку подготовки сверхвязкой нефти - УПСВН «Сарабикулово».

Учет добываемой жидкости каждой добывающей скважины предусматривается в обвязке скважины. Более подробно решения по замеру дебитов скважин рассмотрены в томе 2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ «Автоматизация».

Источником снабжения высокотемпературным паром добывающих скважин на период подачи к ним пара и паронагнетательных скважин является котельная «Морозная».

Источниками поступления всех основных материалов для производства работ по строительству трубопроводов являются лицензированные в установленном порядке специализированные предприятия, имеющие соответствующее разрешение на выпуск данной продукции.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

7

4 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

Физико-химические свойства и фракционный состав нефти приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав нефти

Наименование показателя	Значение показателя	
	Дегазированная нефть	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	970,0	
Вязкость динамическая, мПа·с при 20 °С при 50 °С	3102,1 241,5	
Температура застывания, °С	-9,8	
Температура плавления парафина, °С	не опред.	
Температура начала кипения, °С	133	
Массовое содержание, % – серы – смол силикагелевых – асфальтенов – парафинов – кокса – воды – механических примесей	3,98 24,4 8,74 0,288 9,8 не опред. 2,61	
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), % об.:	до 200 °С	4,9
	до 250 °С	8,16
	до 300 °С	20,8

Таблица 4.2 – Физико-химические свойства попутно добываемой промысловой (сточной) воды

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1002,6
Водородный показатель, рН	9,966
Содержание ионов, г/л:	
K ⁺ +Na ⁺	0,7726
Ca ⁺²	0,0382
Mg ⁺²	0,0266
Cl ⁻	0,0771

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп. Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Наименование показателя	Значение показателя
HCO ₃	1,0987
SO ₄ ⁻²	-
Общая минерализация, г/л	2,8561
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	гидрокарбонатно-натриевый

Таблица 4.3 – Состав и физико-химические свойства затрубного газа Морозного месторождения

Наименование компонентов		Компонентный состав природного нефтяного газа из затрубного пространства, % (по объему)	
		сухой газ	влажный газ
Сероводород	H ₂ S	4,37	2,28
Диоксид углерода	CO ₂	43,50	22,73
Азот	N ₂	3,94	2,06
Метан	CH ₄	47,33	24,73
Этан	C ₂ H ₆	0,01	0,01
Пропан	C ₃ H ₈	0,01	0,01
Бутан	C ₄ H ₁₀	0,05	0,03
Пентан	C ₅ H ₁₂	0,09	0,05
Гексан	C ₆ H ₁₄	0,32	0,17
Гептан и выше	C ₇ H ₁₆	0,38	0,20
Водяной пар	H ₂ O	-	47,73

На основании п.1.4 ВСН 51-3-85 среды, содержащие сероводород, относятся к средам изменяющим механические свойства металла труб.

Для определения способности вызывать растрескивание и изменение механических свойств, определим парциальное давление сероводорода P_{H_2S} :

$$P_{H_2S} = \frac{PC_{H_2S}}{100},$$

где: P - максимальное давление в трубопроводе, МПа;

C_{H_2S} - содержание в газе сероводорода в объемных процентах.

$$P_{H_2S} = 1,6 \times 2,28 / 100 = 36480 \text{ Па}$$

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

9

Согласно делению сред по содержанию сероводорода в п.1.4 ВСН 51-3-85 парциальное давление сероводорода находится в пределах от 10 000 Па до 1 МПа, что соответствует средам со средним содержанием сероводорода.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
						10
1	-	Зам	241-23		07.2023	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор и размещение оборудования на трубопроводах принято с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, требований технического задания, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

5.1 Характеристика района строительства

5.1.1 Сведения о топографических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

5.1.1.1 Топографические сведения

В административном отношении участок изысканий расположен на территории Лениногорского района Республики Татарстан Российской Федерации.

Границы ближайших населенных пунктов к объектам проектирования, с учетом развития на ближайшие 25 лет:

- п. им. Мичурина (Лениногорский район РТ) граница населенного пункта расположена в 1,7 км к востоку, ближайшая жилая застройка расположена в 1,69 км;
- д. Семеново-Шарла (Шенталинский район РТ) граница населенного пункта расположена в 3,8 км к юго-востоку, ближайшая жилая застройка расположена в 4,2 км;
- с. Мордовская Кармалка (Лениногорский район РТ), граница населенного пункта расположена в 5,1 км к северо-востоку, ближайшая жилая застройка расположена в 5,09 км.

5.1.1.2 Метеорологические и гидрогеологические сведения

Температура воздуха и почвы

Согласно СП 131.13330.2020 (рисунок А.1 - Схематическая карта климатического районирования для строительства), участок изысканий относится к II В району.

Согласно ГОСТ 16350-80 «Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей» по воздействию климата на технические изделия и материалы участок изысканий относится к умеренно холодному климатическому району (II4).

Согласно СП 131.13330.2020 климатические параметры холодного периода по метеостанции Бугульма приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Климатические параметры холодного периода

Температура воздуха, °С, наиболее холодных суток обеспеченностью	0,98	-37
	0,92	-34
Температура воздуха, °С, наиболее холодной пятидневки обеспеченностью	0,98	-32

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

11

		0,92	-29
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0.94			-17
Абсолютная минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца °С			-47
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С			7,1
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со среднѐй суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	160
		средняя температура	-8,7
	≤ 8 °С	продолжительность	213
		средняя температура	-5,6
	≤ 10 °С	продолжительность	227
		средняя температура	-4,7
Количество осадков за ноябрь-март, мм			147

По данным СП131.13330.2020 на МС Бугульма абсолютный минимум температуры равен минус 47 °С, абсолютный максимум плюс 39 °С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца, января – минус 17,1 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, июля – плюс 25,7 °С, см. таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха по МС Акташ, °С, (климатическая справка ФГБУ УГМС «Республики Татарстан»)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
	-11,4	-11,4	- 4,5	5,9	13,7	18,2	20,0	17,5	11,7	4,8	- 3,9	- 9,7	4,2

Ветер

В течение года и зимой на МС Акташ преобладают ветра южного и юго-восточного направления, летом – южного и северо – западного направления.

Повторяемость направлений ветра приведена в таблице 5.3.

В соответствии с СП 20.13330.2016, по давлению ветра участок изысканий находится в II районе, нормативное значение ветрового давления 0,30 кПа (300 кг/м²).

В соответствии с ПУЭ, районированию территории по ветровому давлению участок относится ко IV району 800 Па.

Среднегодовая скорость ветра 3,0 м/с, средняя за январь – 3,0 м/с, средняя в июле – 2,4 м/с.

Таблица 5.3 – Скорость ветра, м/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорость ветра	3,2	3,0	3,0	3,1	3,3	2,7	2,4	2,5	2,8	3,2	3,3	3,0	3,0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Осадки и снежный покров

В теплый период с апреля по октябрь, сумма осадков в среднем составляет 342,8 мм. За холодный период, с ноября по март, выпадает 169 мм. Среднегодовая сумма осадков на МС Акташ, (ФГБУ УГМС «Республики Татарстан») составляет 511,8 мм. Суточный максимум осадков 1% обеспеченности (1937-2021) составляет 84 мм.

Наибольшая высота снежного покрова 5% обеспеченности (1961-2021 гг.): 61 см.

В соответствии с СП 20.13330.2016, по весу снегового покрова участок изысканий находится в IV районе, где нормативное значение веса снегового покрова 2,0 кПа (200 кгс/м²).

Гидрогеологические условия

Подземные воды в период изысканий (ноябрь 2022 г.) до разведанной глубины 10,0 м не вскрыты.

5.1.1.3 Гидрографическая сеть

В гидрографическом отношении территория объекта изысканий относится к бассейну реки Большой Черемшан.

По классификации Зайкова по водному режиму реки рассматриваемого района относится к рекам с весенним половодьем и характеризуется устойчивой летне-осенней меженью с эпизодическими паводками и устойчивой зимней меженью.

Реки района изысканий равнинные и протекают, в основном, в хорошо разработанных руслах. Большинство рек имеют спокойное течение, скорость течения не превышает 0,5 м/с. Средняя густота речной сети – 0,32 км/км².

В питании рек преимущественное значение имеют снеговые воды. Доля талых вод в суммарном стоке рек достигает 85 %. В среднем примерно 30 % годового стока формируется подземным путём. Соотношение подземной и поверхностной составляющей существенно меняется по сезонам. Весной доля подземного стока невелика – в среднем 10-15 % от суммарного стока за сезон. В поверхностном стоке почти исключительная роль принадлежит талым водам, поскольку в период весеннего половодья дождевые осадки, как правило, незначительны. Суммарный сток в период летне-осенней межени на большей части территории складывается на 40% из поверхностного и на 60% из подземного стока. Зимой реки питаются запасами подземных вод.

Гидрологическая сеть изучаемой территории представлена следующими водными объектами:

- ручей без названия (прав. приток ручья Черный Ключ) протекает юго-западнее на расстоянии 0,29 км от участка изысканий;
- ручей Черный Ключ (лев. приток р. Шарла) протекает по участку изысканий;
- р. Шарла (прав. приток р. Бол.Черемшан) протекает восточнее на расстоянии 1,76 км от участка изысканий.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

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

В геологическом строении проектируемых объектов на глубину воздействия сооружений 10,0 м принимают участие принимают пермские элювиальные отложения (eP2), перекрытые с поверхности почвенно-растительным слоем (hIV) и локально техногенным грунтом (tIV).

В тектоническом отношении территория изысканий расположена в западной части Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы Восточно-Европейской платформы.

Исходя из геолого-литологического строения участка работ и обработки результатов лабораторных исследований грунта, в пределах сферы влияния проектируемых сооружений на геологическую среду, выделено 2 слоя и 1 инженерно-геологический элемент (ИГЭ):

слой-1 – Почвенно-растительный слой (hIV);

слой-2 – Техногенный слой (tIV);

ИГЭ-01 – Глина известковая песчанистая легкая твердая (eP2);

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, рассчитанная согласно СП 22.13330.2016, СП 131.13330.2020 составляет (метеостанция Акташ):

для суглинков и глин 147 см.

5.1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)

Экзогенные процессы на участке изыскания представлены овражно-балочной эрозией, локальными процессами подтопления и затопления, потенциальными карстовыми проявлениями и процессами морозного пучения.

Эрозионные процессы в своем развитии могут достигать больших значений и наносить значительный ущерб, поэтому необходимо проведение регулярных мониторинговых исследований за их развитием, расширение наблюдательной сети, разработка и реализация мероприятий по защите склонов от эрозии.

По категории опасности процессов овражно-балочной эрозии, район оценивается как умеренно опасный (СП 115.13330.2016 таблица 5.1).

Активизация процессов эрозии возможна в периоды паводков, обильных или продолжительных атмосферных осадков, когда сток поверхностных вод увеличивается в несколько раз. Также необходимо учесть, что нарушение почвенно-растительного слоя может привести к образованию оврагов.

Строительные работы рекомендуется выполнять в сухое время года. Это позволит сэкономить не только материальные ресурсы (топливо, износ строительной техники), но и сохранить дерновой (почвенно-растительный) покров, что очень важно для предотвращения появления и развития водно-эрозионных процессов.

Эндогенные процессы. В соответствии с картами ОСР-2015 СП 14.13330.2018

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

уровень расчетной сейсмической интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий в пределах изучаемой территории составляет:

Сейсмичность территории в соответствии с картой ОСР-2015-А: 5 баллов.

Сейсмичность территории в соответствии с картой ОСР-2015-В: 5 баллов.

Сейсмичность территории в соответствии с картой ОСР-2015-С: 6 баллов.

В соответствии с таблицей 1 СП 14.13330.2018 для выделенных инженерно-геологических элементов:

ИГЭ–01 – принята II категория грунтов по сейсмическим свойствам.

Сейсмичность площадки строительства составит 6 баллов по карте ОСР-2015-В.

Категория опасности оценивается как умеренно опасная (СП 115.13330.2016, табл.5.1).

5.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы подразделяются на классы согласно п.7.1.2 ГОСТ Р 55990-2014: DN100, DN150 – III класс, DN200– II класс; и относятся к категории «С» согласно ГОСТ 55990-2014 (таблица 3, 5);

Проектируемые категории участков трубопроводов назначаются согласно ГОСТ 55990-2014:

- пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации - категория «С»;

- переходы через автомобильную дорогу IV категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи земляного полотна автодороги – категории «С»;

- узлы запорной арматуры и участки трубопроводов по 250 м в каждую сторону от границ монтажного узла линейной запорной арматуры – категория «В»;

- переходы через ручей Черный Ключ – категория «В».

5.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта

Режим работы трубопроводов – круглогодичный.

Согласно техническому заданию (см. Приложение А тома 2935-3200-ЕН-24-ПЗ) планируемый объем перекачки добываемого сырья по проектируемым трубопроводам, при проектной обводнённости нефти равной 77%, составляет:

- а) извлекаемой из эксплуатационных скважин продукции – водогазонефтяной эмульсии – 194,4 тыс.т/год;

- б) нефти – 60,48 тыс. т/год;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

15

Таблица 5.4 - Планируемые объемы перекачки по трубопроводу

№ п/п	Наименование трубопровода	Объемы и показатели перекачки		
		Жид-кость т/сут	Нефть, т/сут	Обводненность, %
1	Нефтепровод от куста скв. №28006 до т.28008. Трасса №1	330	75	77
2	Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2	330	75	77

5.4 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Продукция скважин Дымного и Морозного поднятия Морозного месторождения под давлением скважинных насосов по сборным трубопроводам идет в сборный нефтепровод и далее смешанная жидкость поступает на прием УПСВН «Сарабикулово».

5.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Рабочее давление в трубопроводах принято $P_{\text{раб.}}=1,6$ МПа, которое и является максимально допустимым рабочим давлением.

5.6 Технические характеристики труб, используемые для прокладки проектируемых трубопроводов

5.6.1 Обоснование диаметра трубопроводов

Гидравлический расчет трубопровода выполнен в программе для гидравлического расчета Schlumberger «PipeSim», ver. 2009.

Продукция скважин Дымного и Морозного поднятия Морозного месторождения под давлением скважинных насосов по нефтесборным трубопроводам поступает на прием УПСВН «Сарабикулово».

Исходные данные:

Температура перекачиваемой среды - 100 °С;

Плотность нефти - 1000 кг/м³;

Вязкость при 20 °С – 2000 мПа·с;

при 50 °С – 180 мПа·с;

при 90 °С – 30 мПа·с;

при 130 °С – 10 мПа·с.

Обводненность эмульсии – 70%

Плотность добываемой воды - 1002,9 кг/м³;

Плотность сточных вод из котельной – 1000 кг/м³;

Температура сточных вод из котельной - 70°С;

Газовый фактор – 1,38 м³/м³;

Шероховатость трубопровода - 0,1 мм;

Температура окружающей среды трубопровода – 0°С;

Давление на устье скважины - 0,10÷1,0 МПа;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Давление на входе УПСВН «Сарабикулово» – 0,3 МПа;

Дебит жидкости добывающих скважин Дымного и Морозного поднятий представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Дебит жидкости добывающих скважин

№ п/п	Номер куста	№ скважины	Количество жидкости, т/сут
Дымное поднятие			
1	27000	27000	150
2		27002	150
3		27004	150
4		27006	150
5	27008	27008	200
6		27010	200
7	27012	27012	200
8		27014	200
9		27016	150
10	Сточная вода от котельной «Дымная»		1200
Морозное поднятие			
11	Куст 28000	Скв.28000	110
12		Скв.28002	110
13		Скв.28004	110
14	Куст 28006	Скв.28006	110
15		Скв.28008	110
16		Скв.28010	110
17		Скв.28012	110
18	Куст 28016	Скв.28014	110
19		Скв.28016	110
20		Скв.28018	110
21		Скв.28020	110
22		Скв.28022	110
23		Скв.28024	110
24	Куст 28026	Скв.28026	110

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

17

№ п/п	Номер куста	№ скважины	Количество жидкости, т/сут
25		Скв.28028	110
26		Скв.28030	110
27		Скв.28032	110
28		Скв.28034	110
29	Куст 28036 (28042)	Скв.28036	110
30		Скв.28038	110
31		Скв.28040	110
32		Скв.28042	90
33		Скв.28043	90
34	Куст 28044	Скв.28044	110
35		Скв.28046	110
36		Скв.28048	110
37		Скв.28050	110
38		Скв.28052	110
39		Скв.28054	110
40	Сточная вода от котельной «Морозная»		1200

Гидравлический расчет проведен на основании технологической схемы системы нефтегазосбора Дымного и Морозного поднятий Морозного месторождения.

Результаты гидравлического расчета приведены в таблице 5.6.

Результаты гидравлического расчета

Таблица 5.6 - Результаты гидравлического расчета нефтесборного трубопровода

Данные по участкам						Данные по трубам						
№ п/п	Название		Отметки геодезические, м		Расход жидкости, т/сут	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина, мм	Скорость потока, м/сек	Давление, МПа		
	начало	конец	начало	конец						начало	конец	перепад
Дымное поднятие												
	K-27000											
1	Скв.27006	Т.27006	215,0	215,0	150	65,2	89	4	0,37	0,65	0,65	0,0
2	Т.27006	Т.27004	215,0	215,0	150	39,6	89	4	0,37	0,65	0,65	0,0
3	Скв.27004	Т.27004	215,0	215,0	150	65	89	4	0,37	0,65	0,65	0,0
4	Т.27004	Т.27002	215,0	215,0	300	35	89	4	0,75	0,65	0,65	0,0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

18

Данные по участкам						Данные по трубам						
№ п/п	Название		Отметки геодезические, м		Расход жидкости, т/сут	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Скорость потока, м/сек	Давление, МПа		
	начало	конец	начало	конец						начало	конец	перепад
5	Скв.27002	Т.27002	215,0	215,0	150	65	89	4	0,37	0,65	0,65	0,0
6	Т.27002	Т.27000	215,0	215,0	450	35	89	4	1,12	0,65	0,64	0,01
7	Скв.27000	Т.27000	215,0	215,0	150	65	89	4	0,37	0,64	0,64	0,0
8	Т.27000	Т.1 (УЗА №1)	215,0	220,0	600	180	89	4	1,5	0,64	0,55	0,09
	К-27012											
9	Скв.27016	Т.27016	217,0	217,0	150	65	89	4	0,37	0,83	0,83	0,0
10	Т.27016	Т.27014	217,0	217,0	150	35	89	4	0,37	0,83	0,81	0,02
11	Скв.27014	Т.27014	217,0	217,0	200	65	89	4	0,50	0,81	0,81	0,0
12	Т.27014	Т.27012	217,0	217,0	350	35	89	4	0,87	0,81	0,78	0,03
13	Скв.27012	Т.27012	217,0	217,0	200	65	89	4	0,50	0,79	0,78	0,01
14	Т.27012	Т.27010	217,0	221,0	550	285	89	4	1,37	0,78	0,68	0,10
	К-27010											
15	Скв.27010	Т.27010	221,0	221,0	200	65	89	4	0,50	0,69	0,68	0,0
16	Т.27010	Т.27008	221,0	221,0	750	35	114	4,5	1,12	0,68	0,68	0,0
17	Скв.27008	Т.27008	221,0	221,0	200	65	89	4	0,50	0,68	0,68	0,0
18	Т.27008	Т.1 (УЗА №1)	221,0	220,0	950	35	114	4,5	1,41	0,68	0,55	0,13
19	Т.1	Т.2 (УЗА №2)	220,0	225,0	1550	810	159	5	1,16	0,55	0,50	0,05
20	Котельная «Дымная»	Т.3 (УЗА №3)	218,0	230,0	1154	1300	114	4,5	1,64	0,86	0,40	0,46
Морозное поднятие												
	К-28000											
21	Скв.28004	Т.28004	200,0	200,0	110	64,7	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
22	Т.28004	Т.28002	200,0	200,0	110	37,5	114	4,5	0,16	0,92	0,92	0,0
23	Скв.28002	Т.28002	200,0	200,0	110	64,9	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
24	Т.28002	Т.28000	200,0	200,0	220	40,4	114	4,5	0,33	0,92	0,92	0,0
25	Скв.28000	Т.28000	200,0	200,0	110	69,2	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
26	Т.28000	Т.6 (УЗАН №5)	200,0	188,0	330	389,8	114	4,5	0,49	0,92	0,93	0,01
	К-28006											
27	Скв.28014	Т.28014	190,0	190,0	110	82,2	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
28	Т.28014	Т.28012	190,0	190,0	110	40,3	159	5	0,08	0,92	0,92	0,0
29	Скв.28012	Т.28012	190,0	190,0	110	71,9	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
30	Т.28012	Т.28010	190,0	190,0	220	38,7	159	5	0,16	0,92	0,92	0,0
31	Скв.28010	Т.28010	190,0	190,0	110	66,3	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
32	Т.28010	Т.28008	190,0	190,0	330	39,8	159	5	0,24	0,92	0,92	0,0
33	Скв.28008	Т.28008	190,0	190,0	110	64,5	89	4	0,27	0,92	0,92	0,0
34	Т.28008	Т.28006	190,0	190,0	440	37,6	159	5	0,32	0,92	0,91	0,01
35	Скв.28006	Т.28006	190,0	190,0	110	65,7	89	4	0,27	0,92	0,91	0,01
36	Т.28006	Т.6	190,0	188,0	550	51,4	159	5,0	0,41	0,91	0,93	0,02

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Данные по участкам						Данные по трубам						
№ п/п	Название		Отметки геодезические, м		Расход жидкости, т/сут	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Скорость потока, м/сек	Давление, МПа		
	начало	конец	начало	конец						начало	конец	перепад
		(УЗАН№1)										
	K-28016											
37	Скв.28024	Т.28024	243,0	243,0	110	65	89	4	0,27	0,71	0,71	0,0
38	Т.28024	Т.28022	243,0	243,0	110	35	114	4,5	0,16	0,71	0,71	0,0
39	Скв.28022	Т.28022	243,0	243,0	110	65	89	4	0,27	0,71	0,71	0,0
40	Т.28022	Т.28020	243,0	243,0	220	35	114	4,5	0,33	0,71	0,71	0,0
41	Скв.28020	Т.28020	243,0	243,0	110	65	89	4	0,27	0,71	0,71	0,0
42	Т.28020	Т.28018	243,0	243,0	330	35	114	4,5	0,49	0,71	0,71	0,0
43	Скв.28018	Т.28018	243,0	243,0	110	65	89	4	0,27	0,71	0,71	0,0
44	Т.28018	Т.28016	243,0	243,0	440	35	114	4,5	0,65	0,71	0,71	0,0
45	Скв.28016	Т.28016	243,0	243,0	110	65	89	4	0,27	0,71	0,71	0,0
46	Т.28016	Т.4 (УЗА №5)	243,0	244,0	550	500	114	4,5	0,82	0,71	0,67	0,04
	K-28026											
47	Скв.28034	Т.28034	240,0	240,0	110	71,1	89	4	0,27	0,73	0,73	0,0
48	Т.28034	Т.28032	240,0	240,0	110	32,5	114	4,5	0,16	0,73	0,73	0,0
49	Скв.28032	Т.28032	240,0	240,0	110	69,1	89	4	0,27	0,73	0,73	0,0
50	Т.28032	Т.28030	240,0	240,0	220	35,2	114	4,5	0,33	0,73	0,73	0,0
51	Скв.28030	Т.28030	240,0	240,0	110	66,4	89	4	0,27	0,73	0,73	0,0
52	Т.28030	Т.28028	240,0	240,0	330	41,1	114	4,5	0,49	0,73	0,73	0,0
53	Скв.28028	Т.28028	240,0	240,0	110	64,5	89	4	0,27	0,73	0,73	0,0
54	Т.28028	Т.28026	240,0	240,0	440	40,0	114	4,5	0,65	0,73	0,72	0,01
55	Скв.28026	Т.28026	240,0	240,0	110	67,2	89	4	0,27	0,72	0,72	0,0
56	Т.28026	Т.4 (УЗА №5)	240,0	244,0	550	290,5	114	4,5	0,82	0,72	0,67	0,05
	K-28036 (28042)											
57	Скв.28042	Т.28042	234,0	234,0	90	65	89	4	0,23	1,41	1,41	0,0
58	Т.28042	Т.28036	234,0	234,0	90	35	114	4,5	0,13	1,41	1,41	0,0
59	Скв.28036	Т.28036	234,0	234,0	110	65	89	4	0,27	1,41	1,41	0,0
60	Т.28036	Т.28038	234,0	234,0	200	35	114	4,5	0,30	1,41	1,41	0,0
61	Скв.28038	Т.28038	234,0	234,0	110	65	89	4	0,27	1,41	1,41	0,0
62	Т.28038	Т.28040	234,0	234,0	310	35	114	4,5	0,46	1,41	1,41	0,0
63	Скв.28040	Т.28040	234,0	234,0	110	65	89	4	0,27	1,41	1,41	0,0
64	Т.28040	Т.28043	234,0	234,0	420	35	114	4,5	0,62	1,41	1,41	0,0
65	Скв.28043	Т.28043	234,0	234,0	90	65	89	4	0,23	1,41	1,41	0,0
66	Т.28043	Т.10 (П-1)	234,0	243,0	510	140,1	114	4,5	0,76	1,41	1,32	0,09
67	Т.10 (П-1)	Т.5.1 (УЗА №3)	243,0	243,0	1170	2239,4	114	4,5	1,73	1,32	0,64	0,68
	K-28044											
68	Скв.28054	Т.28054	210,0	210,0	110	90,0	89	4	0,27	1,59	1,58	0,01

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

20

Данные по участкам						Данные по трубам						
№ п/п	Название		Отметки геодезические, м		Расход жидкости, т/сут	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Скорость потока, м/сек	Давление, МПа		
	начало	конец	начало	конец						начало	конец	перепад
69	Т.28054	Т.28052	210,0	210,0	110	32,7	114	4,5	0,16	1,58	1,58	0,0
70	Скв.28052	Т.28052	210,0	210,0	110	80,0	89	4	0,27	1,59	1,58	0,01
71	Т.28052	Т.28050	210,0	210,0	220	33,7	114	4,5	0,33	1,58	1,58	0,0
72	Скв.28050	Т.28050	210,0	210,0	110	75,0	89	4	0,27	1,58	1,58	0,0
73	Т.28050	Т.28048	210,0	210,0	330	34,9	114	4,5	0,49	1,58	1,58	0,0
74	Скв.28048	Т.28048	210,0	210,0	110	75,0	89	4	0,27	1,58	1,58	0,0
75	Т.28048	Т.28046	210,0	210,0	440	34,9	114	4,5	0,65	1,58	1,58	0,0
76	Скв.28046	Т.28046	210,0	210,0	110	75,0	89	4	0,27	1,58	1,58	0,0
77	Т.28046	Т.28044	210,0	210,0	550	32,9	114	4,5	0,81	1,58	1,58	0,0
78	Скв.28044	Т.28044	210,0	210,0	110	75,0	89	4	0,27	1,58	1,58	0,0
79	Т.28044	Т.12	210,0	200,0	660	680,0	159	4	0,47	1,58	1,49	0,09
80	Т.12	Т.13	200,0	242,0	660	200,0	159	4	0,47	1,49	1,41	0,08
81	Т.13	Т.10 (П-1)	242,0	243,0	660	420,0	159	4	0,47	1,41	1,32	0,09
82	Котельная «Морозная»	Т.5 (УЗА №4)	243,0	234,0	1154	100	114	4,5	1,64	0,69	0,67	0,02
	Коллектор											
83	Т.4 (УЗА №5)	Т.5 (УЗА №4)	244,0	243,0	1100	316,9	159	5	0,83	0,67	0,67	0,0
84	Т.5 (УЗА №4)	Т.5.1 (УЗА №3)	243,0	243,0	2254	191,4	159	5	1,62	0,67	0,62	0,05
85	Т.5.1 (УЗА №3)	Т.7 (УЗА №2)	243,0	221,0	3424	1618,2	273	7	0,82	0,62	0,62	0,0
86	Т.6 (УЗА №1)	Т.7 (УЗА №2)	188,0	221,0	880	1605,5	219	6	0,34	0,93	0,62	0,31
87	Т.7 (УЗА №2)	Т.2 (УЗА №2)	221,0	225,0	4303	1922,4	273	7	1,03	0,62	0,50	0,12
88	Т.2 (УЗА №2)	Т.3 (УЗА №3)	225,0	230,0	5853	597,0	273	7	1,44	0,50	0,40	0,10
89	Т.3 (УЗА №3)	УПСВН	230,0	233,0	7007	621,6	273	7	7,74	0,40	0,30	0,10

На основании выполненных расчетов проектируемые участки напорных трубопроводов обеспечат пропуск объема добываемой жидкости при следующих условиях:

Избыточное давление на устье скважин не менее:

- Куст 28000 – 0,92 МПа;
- Куст 28006 – 0,91 МПа;
- на выходе из котельной «Морозная» - 1,64 МПа;
- на выходе из котельной «Дымная» - 0,86 МПа.

Рабочее давление не более 1,6 МПа.

Проектируемые трубопроводы 89х4 мм, 114х4,5 мм, 159х5мм приняты в соответствии с Унифицированным сортаментом труб.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

На основании выполненных расчетов проектируемые участки нефтесборных трубопроводов обеспечат пропуск объема добываемой жидкости при проектируемом режиме эксплуатации трубопроводов.

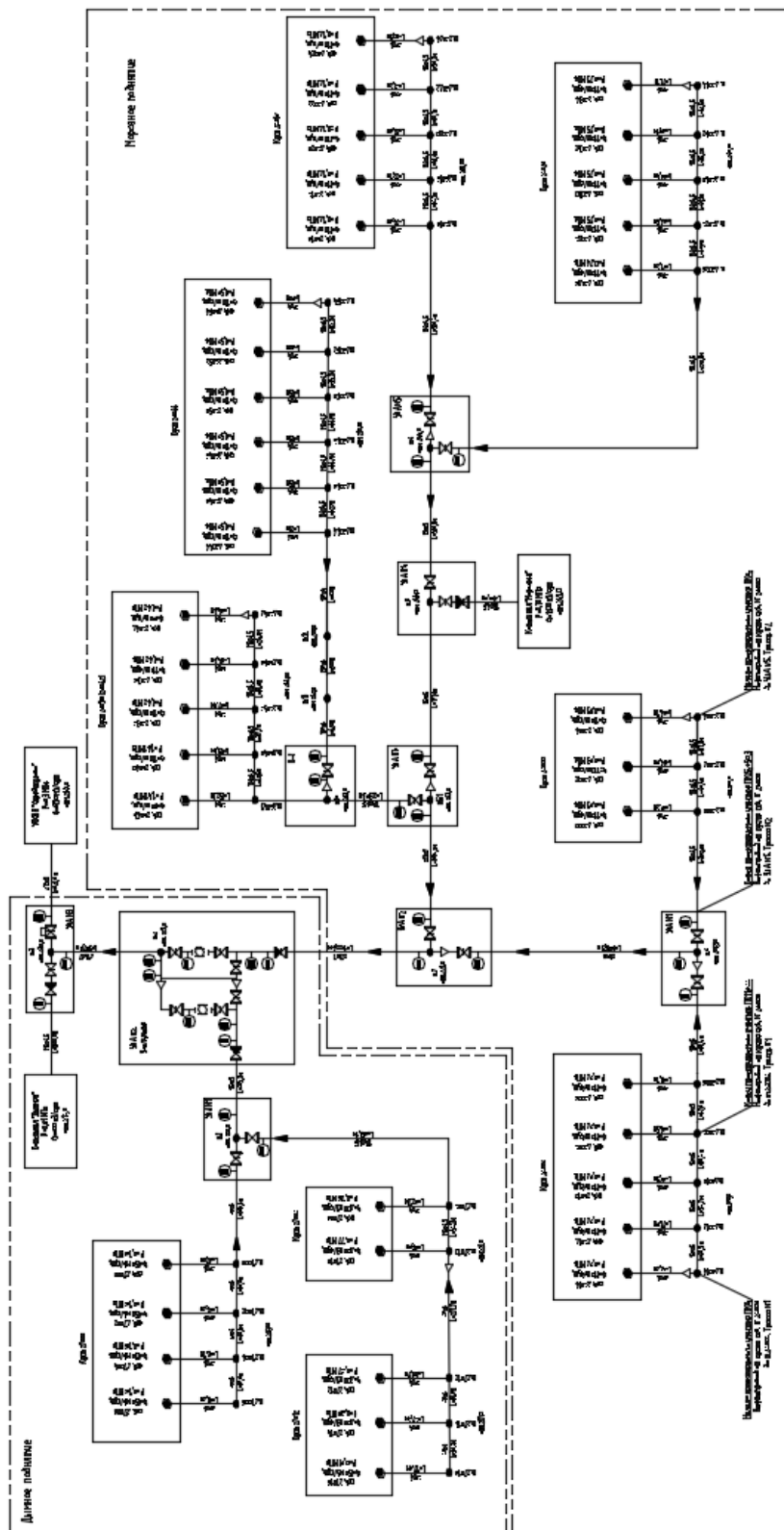


Рисунок 5.1 – Схема расчетная гидравлическая

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

5.6.2 Обоснование толщины стенки труб

Расчет толщины стенки нефтесборных трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, выполнен по формуле (ГОСТ Р 55990-2014, п. 12.2.2.1):

$$t_d = \frac{\gamma_f \cdot P \cdot D}{2 \cdot R} + c,$$

где γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, равный 1,15;

P – рабочее давление, $P = 1,6$ МПа;

D – наружный диаметр трубы, мм;

C – добавка к толщине стенки трубы на общую коррозию, $C = 2$ мм;

R – расчетное сопротивление материала труб по текучести для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, определяемое по формуле:

$$R_{ys} = \frac{\gamma_{ds}}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y$$

где γ_{ds} – коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, принимается согласно таблице 14, в зависимости от категории участка трубопровода и содержания сероводорода;

коэффициент условий работы трубопровода (ГОСТ Р 55990-2014, таблица 14), равный 0,637;

γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (ГОСТ Р 55990-2014, п.12.1.8), равный 1,15;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (ГОСТ Р 55990-2014, п.12.1.6), равный 1,1;

σ_y – нормативное сопротивление материала труб и сварных соединений – нормативный предел текучести, равный 245 МПа.

$$C = v_k \cdot t_{жжж}$$

где v_k – скорость коррозии трубной стали в данной среде с учетом проектируемых средств защиты (ингибиторы коррозии, осушка газа, применение защитных покрытий и др.), определяемая по результатам:

- а) промысловых исследований
- б) лабораторных исследований, при отсутствии промысловых

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки представлены в таблице 5.7.

Номинальную толщину стенки труб следует принимать равное не менее 1/100 номинального диаметра тубы, но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром до DN200 включительно и не менее 4 мм для труб номинальным диаметром свыше DN200.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

В целях повышения надежности работы нефтепроводов проектная толщина стенки принимается больше расчетной.

Таблица 5.7 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки проектируемого трубопровода

Параметр, единица измерения	Условное обозначение	Значение			
Исходные данные					
Марка стали	-	ст20			
Наружный диаметр трубы, мм	D	89	114	159	219
Рабочее давление, МПа	P	1,6			
Временное сопротивление разрыву, МПа	σ_u	412			
Предел текучести, МПа	σ_y	245			
Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести	γ_{my}	1,15			
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	γ_n	1,1			
Коэффициент условий работы трубопровода	γ_{dc}	0,637			
Коэффициент надежности по нагрузке, мм	γ_{fp}	1,15			
Результаты расчета					
Расчетное сопротивление, МПа	R	123,4			
Добавка к толщине стенки трубы на общую коррозию, мм	C	2,0	2,0	2,0	2,0
Расчетная толщина стенки, мм	t_d	2,66	2,85	3,19	3,63
Наименьшая допустимая толщина стенки по ФНИП «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» (приложение 8 табл.1), мм	$t_{мин}$	2,0	2,0	2,5	3,0
Принятая толщина стенки, мм	t_n	4,0*	4,5*	5,0*	6,0*
Расчетный срок службы трубопровода при максимально возможной скорости коррозии 0,024 мм/год сред, лет (скорость коррозии по письму №404/ИсхИА от 23.07.2018 УДСВН ПАО «Татнефть»)	-	83,3	104,1	104,1	125,0
Назначенный срок эксплуатации, лет	-	20	20	20	20
*- толщины стенок трубопроводов приняты с учетом наличия МТР у заказчика.					

Трубы выбраны с увеличенной толщиной стенки в целях повышения надежности работы трубопровода, унификации трубной продукции при заказе и исходя из наличия МТР заказчика.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Для строительства диаметром 89, 114, 159, 219 мм предусматривается применение стальных горячедеформированных бесшовных по ГОСТ 8732-78, из углеродистой стали 20, группы В, с заводской теплоизоляцией 1-ППУ-ПЭ по ТУ 1390-004-67740692-2010 для подземных участков.

Изоляцию сварных стыков подземных трубопроводов выполнить пенополиуретановыми скорлупами и сверху покрыть термоусадочной лентой.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Фасонные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники и т.д.) выполняются из сталей, аналогичных по условиям прочности материалу присоединяемых труб в соответствии с требованиями государственных стандартов или технических условий заводов изготовителей.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Фасонные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники и т. д.) выполняются из сталей, аналогичных по условиям прочности материалу присоединяемых труб в соответствии с требованиями государственных стандартов или технических условий заводов изготовителей.

5.6.2.1 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Трубы, поставляемые по ГОСТ 8731-74, должны быть изготовлены не из слитка, из стали с ударной вязкостью (КСУ) не менее 3,5 кгс*м/см² при температуре минус 40°С, испытаны изготовителем пробным гидравлическим давлением с указанием в сертификатах гарантируемой величины пробного давления и подвергнуты по всей длине поверхности 100 % контролю неразрушающими методами.

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

Предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки труб не должны превышать указанных в таблице 5.8.

Таблица 5.8 - Предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки	Предельные отклонения для труб, %	
		по наружному диаметру	по толщине стенки
89	4,0	±1,0	+12,5/ -15,0
114	4,5	±1,1	+12,5/ -15,0
159	5,0	±1,5	+12,5/ -15,0
219	6,0	±1,5	+12,5/ -15,0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		25

Овальность и разностенность труб не должны выводить размер труб за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки. Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм.

5.6.3 Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных их элементов

Необходимый уровень конструктивной надежности проектируемых трубопроводов обеспечен путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, определяющих вероятностный характер различных факторов, влияющих на несущую способность трубопровода.

Участки проектируемых трубопроводов подразделяются на категории, которые определяются их назначением и характеризуются объемом неразрушающего контроля сварных соединений и величиной испытательного давления.

Для обеспечения надежности проектируемых трубопроводов выполнены проверочные расчеты на прочность и устойчивость и температурные расширения выполнены с помощью специализированного программного комплекса «СТАРТ-Проф», версии 04.83 R1.

Расчет представлен в Приложении А.

5.7 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов

Основным критерием выбора трасс служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности.

При выборе трасс трубопроводов учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, применяемые методы производства строительно-монтажных работ, наличие существующих коридоров коммуникаций.

Для уменьшения полосы отвода земель прокладка трубопроводов осуществляется в общем коридоре коммуникаций (трубопроводы, ВЛ, кабели связи, автодороги) на минимально допустимых расстояниях.

Проектируемые трубопроводы пересекают подземные коммуникации (трубопроводы, кабели связи), промысловые автодороги, ВЛ, водные преграды.

Проектирование и прохождение трассы промыслового трубопровода исходит из условия обеспечения прочности, устойчивости и безопасной эксплуатации и ремонта с учетом требований технического задания на проектирование и технических условий на проектирование и владельцев существующих коммуникаций, а также ГОСТ Р 55990-2014, ПУЭ.

Минимальное расстояние между проектируемыми и существующими коммуникациями при параллельном следовании в одном техническом коридоре приняты в соответствии с требованиями п. 8.4 ГОСТ Р 55990-2014 в зависимости от диаметра коммуникаций: до DN150 включ. – 5 м; с DN 150 до DN300 включ. – 8 м; с DN300 до DN600 включ. – 11 м.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Минимальное расстояние между проектируемыми трубопроводами и ВЛ при параллельном следовании принято в соответствии с требованиями ПУЭ, но не менее расстояния охранной зоны ВЛ в зависимости от напряжения линии.

Взаимные пересечения трубопроводов, а также пересечения с кабельными линиями выполнены под углом не менее 60°.

По трассе трубопроводов предусматривается установка опознавательных знаков (на углах поворота, на узлах задвижек, камерах пуска и приема полиуретановых шаров, на пересечениях с подземными коммуникациями, автомобильными дорогами, водными преградами).

Подробное описание проектных решений по прохождению трасс проектируемых трубопроводов на участках пересечений с искусственными и естественными препятствиями представлено в пунктах 5.9.2, 5.9.3, 5.9.4.

Планы прокладки проектируемых трубопроводов приведены на чертежах в графической части к данному тому.

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

Безопасность в районах прохождения нефтегазосборных трубопроводов обеспечивается расположением их на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры.

Расстояния от оси трубопроводов до инженерных сооружений при параллельном следовании или сближении приняты в зависимости от класса и диаметра трубопровода, транспортируемого продукта с учетом обеспечения безопасности существующих объектов (расчетов оценки риска от воздействия проектируемого трубопровода, являющегося опасным объектом, на существующие объекты), но не менее значений, приведенных в ГОСТ 55990-2014.

Расстояния между параллельными трубопроводами приняты из условий обеспечения сохранности действующего трубопровода при строительстве нового трубопровода, безопасности при проведении работ и надежности их в процессе эксплуатации в соответствии с ГОСТ 55990-2014.

Расстояние от оси подземных и надземных участков трубопроводов до ВЛ принимается в соответствии с ПУЭ.

5.9 Сведения об опасных участках на трассах трубопроводов и обоснование выбора размера защитных зон

Трассы и нефтегазосборных трубопроводов расположены вдали от объектов инфраструктуры, опасных участков по трассе нет.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации в соответствии с РД 39-132-94 вдоль трасс трубопроводов устанавливаются охранные зоны в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранной зоне трубопроводов сторонним организациям без письменного согласия владельцев запрещается:

- возводить любые постройки и сооружения;
- высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы;
- сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать коллективные сады и огороды.

Вдоль трасс трубопроводов создаются защитные (буферные) зоны с целью предотвращения отрицательных воздействий трубопроводов на объекты, расположенные по границам этих зон. Величина защитных зон определяется по ГОСТ 55990-2014 расстоянием от оси трубопроводов до объектов, зданий и сооружений. В пределах защитных зон запрещается строительство каких-либо объектов без согласования с эксплуатирующей организацией.

5.10 Описание конструктивных решений при прокладке трубопроводов

Проектной документацией предусматривается подземная прокладка трубопроводов с учетом рельефа местности.

Повороты трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскости выполнены упругим изгибом, крутоизогнутыми и гнутыми отводами.

Все элементы трубопроводов предусмотрены равнопроходными.

Учитывая геологическое строение профилей трасс трубопроводов, подготовительные работы и строительство могут выполняться как в теплый, так и в холодный периоды года.

Земляные и строительно-монтажные работы при строительстве выполняются в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022, ВСН 005-88.

Разработка траншеи производится одноковшовым экскаватором, засыпка - бульдозером.

Разработка и засыпка траншеи на пересечениях с подземными коммуникациями выполняется вручную на расстоянии, соответствующем требованиям нормативной документации и техническим условиям владельцев коммуникаций;

Продольные и поперечные уклоны рельефа по трассе незначительные (до 8°) и не требуют специальных мероприятий, обеспечивающих безопасное строительство трубопроводов, таких, как анкеровка строительной техники, устройство полук со съездами.

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

						2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
1	-	Зам	241-23		07.2023		28
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

При укладке трубы необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия и проектное положение трубопроводов. К моменту укладки дно траншеи должно быть очищено от веток и корней деревьев, камней, мерзлых комков, льда и других предметов, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено. Так как трубопроводы предусмотрены с наружным заводским антикоррозионным покрытием необходимо применять подвески с катками, облицованными эластичным материалом (полиуретаном), или подвески с пневмошинами.

Пересечения трубопроводов с подземными коммуникациями (трубопроводами, кабелями связи), выполнены согласно требованиям ГОСТ 55990-2014, СП 86.13330.2022, СП 18.13330.2011.

Пересечения трубопроводов с линиями электропередачи выполнены согласно требованиям ПУЭ, СНиП 12-03-2001.

Подробное описание проектных решений по прокладке проектируемых трубопроводов на участках пересечений с искусственными и естественными препятствиями представлено в пункте 5.2.16.

5.10.1 Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках

Исходя из условий обеспечения защиты трубопроводов от механических повреждений, требований технических условий, также заложение принимается на глубине не менее 1,5 м (глубина промерзания грунтов) до верхней образующей трубопроводов.

Нефтеборный трубопровод укладывается на песчаное уплотненное основание толщиной 150мм. Уплотнение в пазухах между трубой и стенкой траншеи, а также защитного слоя над верхом трубы 150мм производится ручной механической трамбовкой, песком.

Исключение составляют пересечения с подземными существующими коммуникациями, автодорогами и водными преградами, где глубина заложения принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий перехода и согласований заинтересованных организаций.

5.10.2 Пересечения с автомобильными дорогами

Проектируемые трубопроводы пересекают существующую автомобильную дорогу общего пользования IV категории и притрассовые дороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов и кустов скважин.

Участок нефтепровода, проходящий под проектируемой автодорогой, прокладывается открытым методом в футляре:

- прокладка проектируемого трубопровода предусматривается в стальных защитных кожухах из труб стальных электросварных общего назначения по ГОСТ 10705-80 с наружным заводским покрытием. Толщину стенки стальной трубы футляра следует принимать не менее 1/70DN, но не менее 10 мм;
- вывод концов кожуха на расстояние не менее 5,0 м от подошвы насыпи;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

– глубина заложения трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей кожухов, и не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы. Прокладка трубопроводов через тело насыпи не допускается;

– для протаскивания трубопровода в защитные кожухи применяются опорно-направляющие кольца в комплекте с защитными прокладками, на концах кожуха устанавливаются манжеты резиновые герметизирующие в комплекте со стяжными хомутами (ТУ 2531-007-01297858-2002, ТУ 2531-005-01297858-2000). Защита манжет от повреждений предусмотрена укрытием защитным манжеты герметизирующей (ТУ 2296-009-01297858-2005).

Пересечения проектируемых трубопроводов с автомобильными дорогами приведено в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Ведомость пересечений проектируемых трубопроводов с автомобильными дорогами

Наименование дороги и участка	Место пересечения по трассе ПК	Тип покрытия и категория	Угол пересечения	Применяемый метод перехода	Диаметр и толщина стенки футляра. мм	Длина футляра, м
Нефтепровод от куста скв. №28006 до т.28008. Трасса №1						
Пересечений нет						
Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2						
К кусту скв. №28000 (проект.)	3 ₂ +23,8	Проектируемая автодорога IV категории	90°	Подземно, открытым способом	426x10	21,0

5.10.3 Пересечения с водными преградами укладка трубопровода с высоким уровнем грунтовых вод

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы пересекают водные преграды (руч. Черный Ключ).

В качестве специальных мер безопасности, снижающие риск аварии, инцидентов в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" на переходе через водные преграды являются:

- применение защитного футляра на участке перехода через водную преграду. Концы футляра выведены выше уровня ГВ;
- электрохимзащита футляров на переходах (см. 2935-3200-ЕН-24-ТХР4);
- проведение предпусковой диагностики.

Также предусматривается контроль утечек жидкости путем сравнения расходов на устьях добывающих скважин и общего расхода всего поднятия на узле учета, расположенный в конце участка общего коллектора (см. проект 2935-3200-ЕН-24-ТХР3).

Пересечения проектируемых трубопроводов с водными преградами и проектные решения приведены в таблице 5.10.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		30

Таблица 5.10 - Ведомость пересечений проектируемых трубопроводов с водными преградами

Наименование водной преграды	Место пересечения по трассе ПК	Ширина реки, м	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Диаметр и толщина стенки футляра, мм	Применяемый метод перехода	Балласт и-ровка
Нефтепровод от куста скв. №28006 до т.28008. Трасса №1						
Пересечений нет						
Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2						
руч. Черный Ключ	4 ₂ +9,5	1,22	114x4,5	426x10	Надземно	-

5.10.4 Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ

Проектные решения по прокладке трубопровода в местах пересечения с подземными коммуникациями выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014, СП 18.13330.2011 и определяются необходимостью соблюдения следующих нормативных требований по обеспечению эксплуатационной безопасности, как строящегося трубопровода, так и действующих коммуникаций:

– расстояние по вертикали в свету между проектируемыми и существующими трубопроводами не менее 0,35 м, а пересечение выполнено под углом не менее 60°;

– на участках пересечений проектируемых трубопроводов с подземными кабелями, кабели защищаются кожухами из двух швеллеров; концы кожухов выведены в обе стороны от края траншеи на расстояние не менее 2 м. Расстояние по вертикали в свету между кожухом кабелей связи и проектируемым трубопроводом не менее 0,5 м, пересечение выполнено под углом не менее 60°;

– при взаимном пересечении проектируемых трубопроводов с газопроводом, газопровод должен располагаться над ними. При невозможности соблюдения вышеуказанного требования, проектируемый трубопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 5 м в обе стороны от оси пересекаемого газопровода;

– прокладка трубопроводов на участках пересечений с существующими подземными коммуникациями осуществляется методом протаскивания (если проектируемые трубопроводы располагаются под существующей коммуникацией);

– земляные работы в местах пересечения подземных коммуникаций производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии не менее 2,0 м в обе стороны от наружной образующей коммуникации;

– подвешивание пересекаемых коммуникаций при разработке траншей под строительство проектируемых трубопроводов;

– на участках пересечений траншей с действующими подземными коммуникациями, проходящими в пределах глубины траншей, предусмотрена подсыпка под действующие коммуникации малосжимаемым грунтом по всему поперечному сечению траншеи на высоту до

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

половины диаметра пересекаемого трубопровода (кабеля) или его защитного кожуха с послойным уплотнением грунта. Вдоль траншеи размер подсыпки по верху на 0,5 м больше с каждой стороны пересекаемого трубопровода (кабеля), откосы подсыпки не круче 1:1;

– устройство временных проездов через существующие подземные коммуникации на период строительства;

– установка опознавательных знаков для обозначения пересечений с подземными коммуникациями.

Проектные решения по прокладке трубопроводов в местах пересечения с существующими линиями электропередач выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ и определяются необходимостью соблюдения следующих нормативных требований:

– угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется;

– расстояние от проектируемого трубопровода до заземлителя и подземной части (фундамента) опор при пересечении и сближении ВЛ 35 кВ и ниже - не менее 5,0 м.

При производстве работ на пересечениях трубопроводов с линиями электропередачи работы по разработке траншеи ведутся вручную с соблюдением требований ПУЭ, СНиП 12-03-2001.

При прокладке трубопроводов в охранной зоне существующих коммуникаций должны присутствовать представители организаций, эксплуатирующих существующие коммуникации.

При работе землеройной техники в охранной зоне ВЛ необходимо снять напряжение с ВЛ. Согласно СНиП 12-03-2001 при обоснованной невозможности снятия напряжения с ВЛ работу в охранной зоне ВЛ разрешается производить при условии выполнения следующих требований: расстояние от подъемной или выдвижной части строительной машины в любом ее положении до находящейся под напряжением ВЛ должно быть не менее указанного в таблице 8.1 СНиП 12-03-2001; корпуса машин, за исключением машин на гусеничном ходу, должны быть заземлены при помощи инвентарного переносного заземления.

Ведомости пересечений проектируемых трубопроводов с подземными коммуникациями, ВЛ приведены в таблице 5.11.1, 5.11.2.

Таблица 5.11.1 – Ведомость пересечений с подземными коммуникациями

Места пересечения по трассе			Данные о пересекаемых коммуникациях				Метод пересечения
км	ПК	+	Наименование	Глубина заложения верха, м	Угол пересечения, град.	Владелец, ТУ	
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтепровод от куста скв. №28006 до т.28008. Трасса №1							
Пересечений нет							
Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2							
Пересечений нет							

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Таблица 5.11.2 - Ведомость пересечений с надземными коммуникациями

Пикетное значение в точке пересечения	Угол пересечения, град	Наименование ВЛ и напряжение	Наименование владельца ВЛ, ТУ	Число проводов	Расстояние от оси трассы до опоры, м	
					левой	правой
Нефтепровод от куста скв. №28006 до т.28008. Трасса №1						
Пересечений нет						
Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2						
Пересечений нет						

5.10.5 Установка компенсаторов

Для компенсации тепловых расширений трубопроводов предусмотрена установка компенсаторов следующего исполнения:

- вид компенсатора – П-образный;
- положение установки компенсатора – горизонтальное;
- способ укладки компенсатора – бесканальный.

Необходимые размеры компенсаторов и расстояние между ними подобрано расчетным путем с помощью специализированного программного комплекса «СТАРТ-Проф», версии 04.83 R3. Расчет представлен в Приложении А.

Расчетные геометрические параметры компенсатора составили для участков диаметром 114x4,5мм, 159x5мм: длина - 3 м, вылет - 3м.

Расчетные геометрические параметры компенсатора составили для участка диаметром 219x6мм: длина - 4 м, вылет - 4 м.

Для обеспечения беспрепятственной работы системы компенсаторов проектом предусматривается устройство песчаного основания и подсыпки песком толщиной 0,15 м, на компенсаторах – демпферные маты толщиной 0,33 м. Длина установки демпферных матов на всю длину компенсатора и дополнительно по 3 м с каждой стороны.

5.11 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

Количество и качество основного оборудования, в том числе задвижек, определено с учетом:

- требований промышленной безопасности, установленными нормативными документами по стандартизации;
- конкретных условий их работы (производительности, вязкости, плотности, давления, степени коррозионного воздействия среды);
- ресурса и срока эксплуатации, порядка технического обслуживания, ремонта и диагностирования.

5.11.1 Узлы запорной арматуры

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

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		33

С целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода и охраны окружающей среды, снижения возможного загрязнения водоемов и почвы в случае аварии, а также на каждом ответвлении нефтегазосборного трубопровода проектом предусматривается установка узлов запорной арматуры. Информация о местоположении узлов задвижек на трубопроводах приведена в таблице 5.13.

Установка запорной арматуры на узлах предусматривается надземно на насыпном основании в ограждении.

Запорная арматура принята на технологические параметры трубопроводов (рабочее давление, диаметр), в соответствии с характеристикой перекачиваемой среды, материальное исполнение арматуры соответствует климатическим условиям района строительства.

К установке приняты задвижки клиновые с категорией размещения У по ГОСТ 15150-69*, классом герметичности - «А» по ГОСТ 9544-2015. Задвижки приняты с ручным управлением с фланцевым соединением (ответные фланцы в комплекте), на рабочее давление 1,6 МПа.

Узлы задвижек имеют класс взрывоопасной зоны по ПУЭ - В-1г, категорию и группу взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.11 ГОСТ Р 51330.5 - IIА-Т3, категорию по взрывопожарной. Средний срок службы указанного оборудования (по данным завода изготовителя) - не менее 10 лет.

Таблица 5.13 - Месторасположение узлов задвижек

Объект	Место расположения по трассе трубопровода		Примечание
	ПК	+	
1	2	3	4
Нефтепровод от куста скв. №28000 до УЗА №1. Трасса №2			
УЗА №1	4 ₂	70,4	Конец трассы №5

Информация о потребном количестве запорной арматуры приведена в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Потребное количество запорной арматуры на узлах задвижки

Объект	Тип арматуры	Количество, шт.	Управление арматурой
УЗА №1	Задвижка клиновая ЗКЛ2 100-16 30лс41нж1, DN 100, PN 16 кгс/см ²	1	Ручное
	Задвижка клиновая ЗКЛ2 150-16 30лс41нж1, DN 150, PN 16 кгс/см ²	1	Ручное

Инд. № инв. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		34

На узлах задвижки (задвижек) предусмотрена установка манометров (до и после запорной арматуры).

5.11.2 Узлы контроля коррозии

Согласно п.48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", для контроля над коррозией и коррозионным растрескиванием предусмотрено устройство для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием.

На УПСВН «Сарабикулово» на приемной гребенке предусматривается установка узла контроля коррозии, который предназначен для экспозиции образцов-свидетелей и датчиков для электрохимических коррозионных исследований при определении агрессивности рабочих сред и эффективности применяемых мер защиты от коррозии. См. шифр 2091-3200-ЕН-11-ИОС7.1.

Вся применяемая арматура имеет декларации соответствия (схема 5д) требованиям технического регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011, «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» ТР ТС 032/2013 и иметь сертификаты на тип оборудования.

5.12 Сварка, контроль сварных стыков, изоляция трубопроводов

Контроль сварных стыков производится в соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014 в объеме 100% радиографическим и 100% визуально-измерительным методами на промышленном нефтепроводе категории «С», «В».

Изоляция подземных стальных трубопроводов тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке.

Изоляцию сварных стыков подземных трубопроводов выполнить теплоизолированным полуцилиндром для стальной трубы, с изоляцией типа 1 из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке.

Теплоизоляция надземных трубопроводов выполнить матами прошивными из минеральной ваты теплоизоляционной ГОСТ 21880-2011 и оцинкованной оболочки. Перед нанесением изоляции все трубопроводы покрываются термостойким покрытием Эмаль КО-814 в два слоя по ГОСТ 11066-74, предварительно очистив от ржавчины и грязи и обработав поверхности трубопроводов ксилолом ГОСТ 9410-78.

5.13 Очистка полости и испытания трубопроводов

Трубопроводы перед вводом в эксплуатацию должны быть очищены, испытаны на прочность и проверены на герметичность в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 011-88, ГОСТ 55990-2014.

Очистку внутренней полости проектируемых трубопроводов выполнять:

– протягиванием очистных устройств в процессе сборки и сварки трубопровода в нитку на трубопроводах диаметром до 219 мм;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

– продувкой с использованием очистных поршней на трубопроводах диаметром 219 мм и более.

Испытание каждого отдельного трубопровода на прочность и проверка на герметичность проводится после:

- полной засыпки;
- удаления персонала, вывода техники;
- обеспечения постоянной или временной связи;
- представления исполнительной документации на испытательный объект.

Испытание проводится пневматическим способом.

В состав основных работ по проведению пневматического испытания входит:

- подготовка к испытанию;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность;
- сброс давления до проектного рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 0,1 - 0,2 МПа (1-2 кгс/см²).

Работы по испытанию трубопровода должны выполняться после полной готовности испытываемых участков.

Перед проведением пневматических испытаний должны быть установлены зоны безопасности согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Приложение 7 таблица 2.

При испытании для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже I с предельной шкалой на давление около 4/3 испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

Технологические процессы поднятия давления и выдержки трубопровода при испытательном давлении должны быть зафиксированы в журнале испытаний.

Запрещается проведение испытаний трубопроводов на прочность в ночное время.

Испытания трубопроводов на прочность и герметичность выполняется пневматическим способом. В любой точке испытываемого участка трубопроводов испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированного заводом изготовителем испытательного давления на трубы.

Согласно ГОСТ 55990-2014 таблица 21 пневматическое испытание выкидного трубопровода на прочность проводят в 2 этапа:

1) I этап до укладки, на площадке, в нижней точке Рзав., в верхней точке не менее $R_{исп.} = 1,25 R_{раб.} = 2,0 \text{ Мпа}$, продолжительность 12 часов:

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

I этап после укладки и засыпки, в нижней точке $P_{зав.}$, в верхней точке не менее $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=2,0$ МПа, продолжительность 12 часов:

- в местах пересечения с подземными коммуникациями до укладки на расстоянии 20 м от пересечения;

- участки, примыкающие к узлам запорной арматуры длиной 250м, продолжительность 12 часов;

- на переходах через проектируемые автодороги;

2) II этап одновременно с прилегающими участками - $R_{исп.}=P_{зав.}$ в нижней точке и $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=2,0$ МПа в верхней точке, продолжительность 12 часов. После этого давление снижают до $P_{раб.}$ и производят проверку на герметичность. Продолжительность - не менее 12 часов (ГОСТ 55990-2014).

Проверку на герметичность произвести после каждого этапа испытаний на прочность и снижение давления до максимального рабочего $P_{раб.}$, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов. Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если при испытании трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не обнаружены утечки.

Максимальное рабочее давление в трубопроводе $P_{раб.}=1,6$ МПа.

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

В случае возникновения отказа, т.е. нарушении герметичности испытываемого участка трубопровода, вызванного разрушением труб, сварных соединений, деталей трубопровода, запорной арматуры, производится техническое расследование причин отказа. После выяснения причин отказа, поврежденный участок трубопровода подлежит ремонту, повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Для наблюдения за состоянием трубопровода во время испытания должны выделяться обходчики, которые обязаны:

- вести наблюдение за закрепленными за ними участками трубопровода;
- не допускать нахождения людей, животных и движения транспортных средств в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения при испытании подземного трубопровода;
- немедленно оповещать руководителя работ обо всех обстоятельствах, препятствующих проведению испытания или создающих угрозу для людей, животных, находящихся вблизи трубопровода.

Удаление воды из трубопровода после испытания должно производиться в период пусконаладочных работ силами эксплуатирующей организации.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Специальная рабочая инструкция на очистку полости и испытание составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией по трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытания трубопровода.

5.14 Опознавательные знаки

Трасса трубопроводов на местности должна обозначаться опознавательно-предупредительными знаками в виде столбиков со щитами-указателями, расположенными на высоте от 1,5 до 2,0 м от поверхности земли. Данные знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не более чем через 1000 м, а также на углах поворота и пересечениях трассы с коммуникациями, автомобильными дорогами и водными преградами. Знаки устанавливаются на расстоянии 2 м от оси трубопровода, с правой стороны по ходу движения нефти.

На щите-указателе опознавательного знака должны быть приведены:

- наименование организации владельца;
- наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака к трассе (км);
- размеры охранной зоны трубопровода;
- телефоны организации, эксплуатирующей данный участок трубопровода.

Трасса трубопровода на узлах задвижки (задвижек), на камерах пуска и приема полиуретановых шаров, должна быть обозначена на местности постоянными щитами-указателями. На узлах задвижки (задвижек), на камерах пуска и приема полиуретановых шаров щиты-указатели вывешиваются на ограждении.

5.15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Обслуживание сооружений Морозного месторождения сверхвязкой нефти осуществляется персоналом ЦДСВН НГДУ «Елховнефть».

Количество рабочих мест определяется с учетом сменности производства, категории и специализации работающих (рабочих основного производства, ремонтного обслуживания, руководителей, специалистов, служащих и др.).

Количество рабочих мест работников предприятий сервисного обслуживания определяется в соответствии с установленными зонами обслуживания.

Рабочие места руководителей, специалистов и служащих и их оснащение должны соответствовать действующим нормативам и функциям аппарата управления производством и предприятием.

Работа обслуживающего персонала связана с длительным пребыванием на открытом воздухе и относится к группе производственного процесса - «2г» по СП 44.13330.2011.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Численность промышленно-производственного персонала по обслуживанию проектируемых сооружений рассчитывается на основании следующих документов:

- «Типовая структура и нормативы численности руководителей, специалистов, служащих и рабочих нефтегазодобывающих управлений ОАО «Татнефть», Альметьевск, 2009 г.»
- «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М. ВНИИОЭНГ, Москва, 1987 г.

Организация трудовых процессов при эксплуатации объекта трубопроводного транспорта в целом должна выполняться с учетом необходимости обеспечения работоспособности персонала при высокой интенсивности труда с соблюдением безопасности и сохранения здоровья людей.

В каждом Предприятии для производственных подразделений (цехов, служб, участков), а также обособленных Предприятий (филиалов) должны быть составлены перечни инструкций, утвержденные руководителем Предприятия. Перечни должны пересматриваться не реже одного раза в три года.

Режим работы круглосуточный.

На рабочих местах объектов МГ должны быть следующие инструкции:

- по эксплуатации оборудования;
- должностные, для обслуживающего персонала;
- по охране труда;
- по пожарной безопасности;
- по действию персонала в аварийных ситуациях;
- по охране окружающей среды;
- по ликвидации возможных аварий.

Эксплуатационные инструкции составляются на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других нормативно-технических документов (НТД), опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий, утверждаются руководителями соответствующего подразделения и главным инженером.

В должностных инструкциях должны быть указаны:

- квалификационные требования к данной должности, профессии: перечень инструкций, НТД, схем, знание которых обязательно для данного работника;
- права, обязанности и ответственность;
- взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

Основным производственным звеном подразделения по эксплуатации линейной части трубопроводов и установленного на ней оборудования является линейная эксплуатационная служба (ЛЭС). В зависимости от местных условий и технического состояния трубопроводов Предприятием могут предусматриваться и другие организационные формы обслуживания.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС) должна быть оснащена необходимыми транспортными средствами, строительными и ремонтными механизмами, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем оснащения ЛЭС трубопроводов.

Транспорт, механизмы и оборудование, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Использовать данную технику на хозяйственных работах запрещается.

Эксплуатационный персонал должен иметь квалификацию, соответствующую утвержденным должностным инструкциям и инструкциям по профессиям.

Операции по управлению, техническому обслуживанию и ремонту арматуры должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей или требованиями, рекомендованными специализированными предприятиями.

Арматура должна быть комплектной и содержаться в исправном состоянии, пронумерована в соответствии с технологическими схемами, иметь указатели направления потока газа и указатели положения затвора. На арматуре, имеющей ручной (механический) привод, стрелками должны быть обозначены направления открытия и закрытия. На арматуре должны быть надписи и обозначения по управлению ею. Предохранительные клапаны должны иметь бирки с указанием давления, даты настройки и даты очередной проверки.

Организация технического обслуживания и ремонта запорной арматуры осуществляется начальником соответствующей службы. Объемы работ по техническому обслуживанию определяются инструкциями заводов-изготовителей и специализированных организаций.

Текущий ремонт арматуры выполняется соответствующей службой по принадлежности или специализированной ремонтно-наладочной организацией.

В объемы работ по текущему ремонту входят работы, не требующие разгерметизации корпуса крана или его демонтажа.

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту должны регистрироваться в технической документации службы.

В объем капитального ремонта арматуры входят работы по полному восстановлению ее исправности в условиях специализированного ремонтного предприятия.

В каждом подразделении должен находиться аварийный запас запорной арматуры, соответствующий действующим нормам. Арматура аварийного запаса должна храниться на складе в законсервированном состоянии, при этом она должна быть заправлена гидравлической жидкостью и периодически обновляться.

Затворы линейных кранов и кранов на перемычках один раз в полугодие должны быть полностью переставлены с целью проверки их работоспособности.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Краны, оснащенные системой дистанционного управления, должны опробоваться в комплексе с этой системой.

Порядок проверки и оформления результатов устанавливается Предприятием.

Охрана труда персонала, осуществляющего обслуживание всех систем сборного нефтепровода, обеспечивается:

- организационными мероприятиями, заключающимися в поддержке оборудования в исправном состоянии, а также необходимым надзором за выполнением правил и инструкций по безопасности труда в период эксплуатации и установки объекта;
- применением сертифицированного и безопасного оборудования и инструмента применяемого при обслуживании и ремонте;
- безопасным расположением оборудования, устройств и конструкций для прохода людей, для обслуживания и текущего ремонта;
- применением системы противоаварийной автоматической защиты;
- применением систем охранной и пожарной сигнализации;
- применением системы связи и оповещения люде
- применением сертифицированных средств индивидуальной и коллективной защиты персонала.
- обеспечением безопасности людей на территории объекта, осуществляемым комплексом организационных и конструктивных мер в период проведения ремонта;
- обучением рабочих и служащих правилам по охране труда, а также пропагандой безопасных методов труда непосредственно на рабочих местах.
- профилактикой несчастных случаев и повреждения здоровья работников;
- профессиональной подготовкой и обучением обслуживающего персонала в области безопасных методов производства работ;
- проведением инструктажей по программам, разработанным и утвержденным в установленном порядке в отрасли;

Производственный персонал должен знать технологические схемы сооружений, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов, методы и способы безопасного производства работ.

Регламентные работы по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту (ТО и ППР) трубопроводов выполняются специализированными предприятиями, имеющими лицензии на данные виды работ.

Для обеспечения нормальной работы оборудования должны быть составлены и утверждены годовые графики планово-предупредительного ремонта оборудования и ревизий трубопроводов.

Профилактическое обслуживание и ремонт трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями правил безопасности.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Хранение труб и расходных материалов предусмотрено у каждого подразделения в цеху.

Для проведения периодического оперативно-технического обслуживания и ремонтных работ на технологическом промышленном трубопроводе и на местах установки технологического оборудования предусмотрена выездная ремонтная бригада, которая определяет работоспособность оборудования для дальнейшей эксплуатации. При обнаружении неисправности оборудование демонтируется и на его место устанавливается отремонтированное или новое оборудование.

5.16 Описание системы диагностики состояния трубопровода

Техническая диагностика является составной частью работ по ревизии трубопроводов.

Работы по диагностическому обследованию выполняются силами НГДУ при наличии аттестованных лабораторий и персонала или специализированными организациями.

Диагностику состояния защитного покрытия трубопроводов и защитных кожухов следует проводить в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Определение дефектов изоляционного покрытия производится с помощью приборов типа АНПИ, УКИ, ПКИ, УДИП и др. В связи с тем, что в проектной документации приняты стальные трубы наружным покрытием заводского нанесения, необходимо контролировать сплошность наружного покрытия трубопровода. Сплошность наружного покрытия контролируется на всей поверхности труб перед укладкой трубопровода в траншею. Контроль сплошности осуществляется согласно ГОСТ Р 51164-98 искровым дефектоскопом при напряжении 5 кВ на 1,0 мм толщины покрытия.

Контроль сплошности наружного защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе проводят с использованием искателей повреждений АНПИ, УДИП-1М не ранее, чем через две недели после засыпки.

Оценка состояния защитных покрытий деталей трубопроводов осуществляется (для стальных трубопроводов с заводским антикоррозионным покрытием) в процессе нанесения их на трассе и при приемке сооружаемого трубопровода в эксплуатацию в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Толщину защитного покрытия определяют с помощью толщиномеров МТ-10НЦ и МТ-50НЦ. Адгезию покрытия к металлу труб измеряют с помощью адгезиметров.

Адгезию покрытий к стали контролируют по методике ГОСТ Р 51164-98. Для определения адгезии используются адгезиметры типа АМЦ 2-20, АМЦ 2-50.

При заводском нанесении покрытия контроль адгезии осуществляется на 2 % трубы, а также в местах, вызывающих сомнения.

По результатам диагностирования составляют заключение, содержащее ресурс безопасной эксплуатации трубопровода, мероприятия по ремонту.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую внутритрубную диагностику на потенциально опасных участках трубопровода (переходы через автодороги, коммуникации) с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. На данных трубопроводах провести акустико-эмиссионную диагностику (АЭ). В случае выявления (АЭ)-диагностикой дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др.

По результатам проведенного диагностического обследования определяется степень опасности появившихся в трубопроводе дефектов, принимается решение о возможности его дальнейшей эксплуатации, планируются мероприятия по повышению надежности трубопровода, устанавливаются приемлемые технологические режимы его работы.

5.17 Перечень мероприятий по энергосбережению

При производстве работ мероприятия по энергосбережению предусмотрены за счет применения строительных машин и механизмов с высоким КПД и минимальным потреблением топлива, а также снижением сроков строительно-монтажных работ и приведены в томе 6 2935-3200-ЕН-24-ПОС «Проект организации строительства».

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

1	-	Зам	241-23	07.2023	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ

Вспомогательное оборудование требуется при производстве строительного-монтажных работ и ремонтных работ.

Все строительного-монтажные работы осуществляются с помощью грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов, зарегистрированных в территориальном органе Ростехнадзора.

Потребность в строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин, имеющихся в строительного - монтажных организациях генподрядчика и данные приведены в томе 2935-3200-ЕН-24-ПОС «Проект организации строительства».

Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, имеющимися у подрядчика, с аналогичными характеристиками.

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп. Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

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

ОПО «Система промысловых трубопроводов Морозного месторождения» зарегистрирован Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору в государственном реестре ОПО за номером № А43-01519-1613 и относится к II классу опасности.

Транспорт нефти и газа относится к производству с повышенной опасностью. Опасности обусловлены наличием взрывопожароопасных веществ, которые создают реальную угрозу возникновения аварии с негативными последствиями для людей и окружающей среды.

В проектной документации разработаны мероприятия, обеспечивающие безаварийные и безопасные условия эксплуатации объектов системы сбора, транспорта нефти и газа.

К этим мероприятиям относятся:

- герметизация технологических процессов добычи, сбора, транспорта нефти и газа;
- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;
- применение блочного оборудования и оборудования заводского изготовления;
- прокладка трубопроводов в единых технологических коридорах;
- применение труб с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием;
- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов. Все технические средства, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, трубы и детали трубопроводов применяемые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности;
- сооружение металлических площадок с ограждающими перилами для обеспечения безопасного обслуживания оборудования;
- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры;
- проверка исправности специальных устройств и приспособлений для пожаротушения и ликвидации возможных аварий, обучение обслуживающего персонала правилам работы с этими устройствами;
- периодическое проведение учений по ликвидации возможных аварий и загораний;
- создание необходимых производственно-бытовых условий труда для обслуживающего персонала;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		45

– на каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов, по установленному перечню. Персонал должен быть обучен приемам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Таким образом, основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве. При организации и производстве работ на объектах системы сбора и транспорта нефти, газа и воды должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т. д. Все работники, обслуживающие объекты системы сбора и транспорта нефти, газа и вода обязаны твердо знать и строго выполнять правила и инструкции по безопасности, охране труда, пожарной безопасности и требования норм производственной санитарии.

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.
				Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

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

Обслуживание сооружений Морозного месторождения сверхвязкой нефти осуществляется персоналом ЦДСВН НГДУ «Елховнефть».

Количество рабочих мест определяется с учетом сменности производства, категории и специализации работающих (рабочих основного производства, ремонтного обслуживания, руководителей, специалистов, служащих и др.).

Количество рабочих мест работников предприятий сервисного обслуживания определяется в соответствии с установленными зонами обслуживания.

Рабочие места руководителей, специалистов и служащих и их оснащение должны соответствовать действующим нормативам и функциям аппарата управления производством и предприятием.

Работа обслуживающего персонала связана с длительным пребыванием на открытом воздухе и относится к группе производственного процесса - «2г» по СП 44.13330.2011.

Численность промышленно-производственного персонала по обслуживанию проектируемых сооружений рассчитывается на основании следующих документов:

- «Типовая структура и нормативы численности руководителей, специалистов, служащих и рабочих нефтегазодобывающих управлений ОАО «Татнефть», Альметьевск, 2009 г.»
- «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М. ВНИИОЭНГ, Москва, 1987 г.

Предусмотренные в проекте процессы, согласно СНиП 2.09.04-87, относятся к следующим группам производственных процессов:

- 1а – процессы, вызывающие загрязнение рук веществами 3-го класса опасности;
- 1б – процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3-го класса опасности;
- 1в – процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды, удаляемые с применением специальных моющих средств;
- 2г – процессы, протекающие при неблагоприятных метеорологических условиях при температуре воздуха до 10⁰С, включая работы на открытом воздухе.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023	2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		47

Расчет численности, профессионально-квалификационного состава работников с распределением по группам производственных процессов, числа рабочих мест и их оснащенность см. 2935-3200-ЕН-24-ТХР1.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

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

Основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание безопасных условий труда. Организация работ по охране труда осуществляется работниками группы супервайзеровского контроля по промышленной безопасности и экологии НГДУ. Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии на предприятии возлагается на руководителя предприятия.

Безопасные условия труда - условия труда, при которых воздействие на работающих вредных и (или) опасных производственных факторов исключено либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

Согласно приложения 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемые трубопроводы системы сбора продукции скважин в связи с наличием горючих веществ и оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа относятся к опасным производственным объектам.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством РФ о техническом регулировании порядке средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права;
- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании порядке, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда;

- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;

- в случаях, предусмотренных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований;

- недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;

- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование и учет в установленном Трудовым кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

рабочем месте, в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;

– обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (согласно Федеральному закону от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ Закону «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»);

– ознакомление работников с требованиями охраны труда;

– разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа;

– наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

Срок стажировки на рабочем месте устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

Работник обязан:

– соблюдать требования охраны труда;

– правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

– проходить: обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда;

– немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);

– проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), а также проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) по направлению работодателя.

Каждый работник имеет право на:

– рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

– обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

– получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- профессиональную переподготовку за счет средств работодателя в случае ликвидации рабочего места вследствие нарушения требований охраны труда;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр (обследование) в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра (обследования).
- компенсации, установленные в соответствии с Трудовым Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Проведение предварительных и периодических медицинских осмотров персонала осуществляется согласно приложениям 1, 2, 3 к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 16 августа 2004 г. № 83 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и порядка проведения этих осмотров».

Согласно «Порядку проведения аттестации рабочих мест по условиям труда», утв. Приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 26 апреля 2011 г. № 342н каждое рабочее место должно быть аттестовано не реже одного раза в пять лет.

Результаты аттестации рабочих мест по условиям труда, используются в целях:

- планирования и проведения мероприятий по улучшению условий труда;
- сертификации организации работ по охране труда;
- обоснования предоставления льгот и компенсаций работникам, занятым на тяжелых работах и работах с вредными и опасными условиями труда, в предусмотренном законодательством порядке;
- установление связи заболевания с профессией при подозрении на профессиональное заболевание, в том числе при решении разногласий в судебном порядке;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

- рассмотрения вопроса о прекращении (приостановлении) эксплуатации цеха, участка, производственного оборудования, изменении технологий, представляющих непосредственную угрозу для жизни и (или) здоровья работников;
- предоставления работникам, принимаемым на работу, достоверной информации об условиях труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья, о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов и полагающихся работникам гарантиях и компенсациях;
- подготовки статистической отчетности об условиях труда;
- применения предусмотренных законодательством мер ответственности к лицам, виновным в нарушениях законодательства об охране труда.

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.
				Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

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

Форма организации труда, режим труда на производственных объектах нефтяной промышленности устанавливается организацией в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации.

Режим работы работников определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии.

Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя.

Персонал должен быть ознакомлен с Правилами внутреннего трудового распорядка и графиками сменности, под роспись, и соблюдать режим труда и отдыха.

Имеется утвержденный генеральным директором сборник инструкций по промышленной безопасности и охране труда, который содержит инструкции по профессиям, по видам работ, по электробезопасности, по пожарной безопасности и производственной санитарии.

Инструкции разработаны в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке государственных нормативных требований по охране труда», утвержденных Постановлением Минтруда РФ за № 80 от 17 декабря 2002 г. и на основе Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" с учетом изменений и дополнений к ним, типовых инструкций, инструкций, действующих на нефтегазодобывающих предприятиях и других нормативных документов.

Инструкции по охране труда, включенные в сборник, действуют в соответствии с Трудовым Кодексом РФ, как инструкции для работающих.

К самостоятельной работе по обслуживанию объектов допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста; прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью; прошедшие обучение в области промышленной безопасности и охраны труда и имеющие квалификационное удостоверение; прошедшие вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте по программе первичного инструктажа на рабочем месте; прошедшие стажировку на рабочем месте не менее 14 рабочих смен, проверку знаний и получившие допуск к выполнению самостоятельной работы; имеющие удостоверение по проверке знаний; прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением соответствующей квалификационной группы; прошедшие пожарно-технический минимум.

Запрещается выполнять технологические операции на оборудовании при:

- отсутствию приборов контроля и регулирования;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

– их отключении или просроченных сроках их поверки.

На приборах контроля и регулирования должны быть обозначены допустимые области параметров работы технологического оборудования.

Системы защиты от статического электричества, устанавливаемые на технологическом оборудовании, трубопроводах, должны содержаться в рабочем состоянии.

Ремонт оборудования проводится только после его отключения, сброса давления.

Запрещается эксплуатировать оборудование с наличием утечек.

При обнаружении утечек ГГ, ЛВЖ и ГЖ из технологического оборудования необходимо немедленно принять меры по ликвидации неисправностей.

Работники обязаны следить за чистотой всего нефтепромыслового оборудования.

При возникновении ситуации, которая может привести к аварии, пожару, угрозе жизни и здоровью людей, персонал должен действовать согласно плана ликвидации аварий (ПЛА), немедленно поставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц и приступить к ликвидации и локализации последствий. При аварийных разливах нефти согласно ПЛАРН.

Аварийно-восстановительные работы должны выполняться с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации спецтехники, инструментов и приспособлений, промышленной безопасности, пожарной безопасности и охране труда.

При выполнении работ во взрывопожароопасных зонах должен быть обеспечен контроль загазованности. Работники должны использовать инструмент из материала не дающий искр.

Запрещается использование открытого огня для прогрева узлов задвижек и трубопроводов.

Эксплуатация оборудования, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности, а также с превышением рабочих параметров выше паспортных запрещается.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются работодателем (руководителем организации). К таким работам относятся газоопасные, огнеопасные работы, работа в замкнутом пространстве, работы на высоте.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными работодателями (руководителем организации).

Работа в опасных (экстремальных) условиях не допускается, за исключением ликвидации аварий, проведения экстренных работ по предупреждению аварийных ситуаций.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

При этом работа должна производиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

На предприятии разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией перед их началом в специальном журнале.

При выполнении работ по обслуживанию промышленного оборудования, ремонте, ликвидации аварий, на работающих могут оказывать воздействие физические, химические и психофизиологические опасные и вредные производственные факторы.

К физическим факторам относится:

- повышенная загазованность воздушной среды;
- повышенная или пониженная температура атмосферного воздуха;
- возможность получения травмы при производстве ремонтных работ.

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности запорной арматуры (свищи, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления.

Вредным химическим фактором является действие на организм работающих углеводородов нефти и газа.

Необходимо производить контроль загазованности на объектах переносными газоанализаторами типа СГГ-20Н.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, для каждого производственного участка должны быть определены вещества, которые могут выделяться в воздух рабочей зоны. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды допускается проводить, ориентируясь на наиболее опасные и характерные вещества, установленные органами государственного санитарного надзора.

Класс опасности веществ, которые могут присутствовать в воздухе рабочей зоны на объектах и предельно допустимые их концентрации (ПДК) по ГН 2.2.5.1313-03 и ГОСТ 12.1.005-88 приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Класс опасности и предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Вредные вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	ПДК в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88, мг/м ³
Попутный нефтяной газ: углеводороды С1 - С10	IV	300
Нефть (аэрозоль)	III	10

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Работа в условиях превышения гигиенических нормативов является нарушением законов Российской Федерации: «Основ законодательства Российской Федерации об охране здоровья граждан», «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

Уменьшение вредного действия неблагоприятных факторов производственной среды и трудового процесса на работающий персонал может происходить за счет снижения времени их действий: введение внутрисменных перерывов, ограничение стажа работы в данных условиях, выдачей бесплатно молока или других равноценных продуктов.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 в целях защиты работающих от возможного перегревания или охлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено величинами, указанными в таблицах.10.2 и 10.3. При этом среднесменная температура воздуха, при которой работающие находятся в течение рабочей смены на рабочих местах и местах отдыха, не должна выходить за пределы допустимых величин температуры воздуха для соответствующих категорий работ.

Таблица 10.2 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	1
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	-	7	5,5
21,0	-	8	6
26,5	-	-	7
26,0	-	-	8

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Таблица 10.3 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха ниже допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч				
	Ia	Iб	IIa	IIб	III
1	2	3	4	5	6
6	-	-	-	-	1
7	-	-	-	-	2
8	-	-	-	1	3
9	-	-	-	2	4
10	-	-	1	3	5
11	-	-	2	4	6
12	-	1	3	5	7
13	1	2	4	6	8
14	2	3	5	7	-
15	3	4	6	8	-
16	4	5	7	-	-
17	5	6	8	-	-
1	2	3	4	5	6
18	6	7	-	-	-
19	7	8	-	-	-
20	8	-	-	-	-

В зимний период необходимо предусматривать регламентированные перерывы на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории).

При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания.

Персонал, работающий на открытых территориях независимо от периода года, должен быть обеспечен специальной теплой одеждой и теплой обувью в соответствии с типовыми нормами.

Обеспечение специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты

В соответствии со статьей 221 Трудового кодекса Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Средства защиты работающих должны обеспечивать предотвращение или уменьшение действия опасных и вредных производственных факторов, не должны быть источником

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

опасных и вредных производственных факторов, должны отвечать требованиям технической эстетики и эргономики.

Выбор конкретного типа средства защиты работающих должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.

Средства индивидуальной защиты не должны изменять своих свойств, при их стирке, химчистке и обеззараживании.

Средства индивидуальной защиты должны иметь инструкцию с указанием назначения и срока службы изделия, правил его эксплуатации и хранения.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемых работ и обеспечивать безопасность труда.

Все работающие должны быть обеспечены специальной одеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты с учетом профессии и видам выполняемых работ в соответствии с:

- типовыми нормами бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса (приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 6 июля 2005 года № 443);

- правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», утвержденными постановлением Минтруда России от 18.12.98 г. № 51 (с изменениями на 3 февраля 2004 года);

- Постановлением Минтруда от 31.12.1997 г. № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики» (изм. на 17.12. 2001 г).

Нормируемые средства индивидуальной защиты - средства индивидуальной защиты, выдача которых для данной профессии (должности) и выполняемой работы предусмотрена «Типовыми нормами бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса».

Ненормируемые средства индивидуальной защиты - средства индивидуальной защиты, выдача которых для данной профессии (должности) не предусмотрена Типовыми нормами, но необходима для выполнения конкретной работы. Выдаются сверх «Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса»

Предусмотренные в Типовых отраслевых нормах дежурные средства индивидуальной защиты коллективного пользования, должны выдаваться работникам только на время выполнения тех работ, для которых они предусмотрены.

Сроки носки СИЗ исчисляются со дня фактической выдачи их работникам. При этом в сроки носки утепленной специальной одежды и утепленной специальной обуви включается и время ее хранения в теплое время года.

Не могут применяться неисправные СИЗ, а также СИЗ, сроки носки которых истекли.

Для защиты головы от ударов случайными предметами необходимо при выполнении работы носить защитную каску.

Средства индивидуальной защиты органов дыхания

При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм (работе с химическими реагентами, в замкнутом пространстве аварийных ситуациях и др), работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

При выборе СИЗОД необходимо учитывать, концентрации вредных веществ, содержание кислорода, температуру и влажность воздуха; трудоемкость выполняемой работ (легкая, средняя или тяжелая) и местоположение рабочего в опасной зоне.

Методы обеспечения индивидуальной защиты органов дыхания от воздействия окружающей воздушной среды:

- очистка воздуха (фильтрующие СИЗОД);
- подача чистого воздуха или дыхательной смеси на основе кислорода от какого-либо источника (изолирующие СИЗОД).

Фильтрующие противогазы допускается применять, если содержание кислорода в воздухе не ниже 16 % объемных, а фильтры противогазов гарантируют поглощение паров и газов, концентрация которых не превышает 0,5 % объемных.

Запрещается использовать фильтрующие противогазы при проведении газоопасных работ и работах в замкнутом пространстве.

Если состав газа неизвестен или их концентрация выше максимально допустимой, применяются только изолирующие противогазы.

Проведение газоопасных работ при наличии высоких концентраций газов или паров на рабочем месте и недостатке кислорода для дыхания (газоопасных местах) должно выполняться с применением изолирующих СИЗОД (шланговых противогазов без принудительной, или с принудительной подачей чистого воздуха марки ПШ-1, ПШ-2).

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Средства защиты органов зрения

При опасности попадания в глаза инородных тел, вредных жидкостей, паров или газов, раздражения глаз сильным световым излучением работающие должны пользоваться защитными очками.

Для защиты от пыли и брызг применяются защитные очки, плотно прилегающие к лицу оправой из металла, кожи или пластмассы. Защитные очки находятся в индивидуальном пользовании рабочего.

Средства дерматологические защитные

К средствам дерматологической защиты относятся защитные мази, очистители кожи, репаративные средства.

Средства защиты от загрязнения

На работах, связанных с загрязнением, работникам выдается мыло. На работах, связанных с трудно смываемыми загрязнениями, маслами, смазками, нефтепродуктами, клеями, битумом, химическими веществами раздражающего действия и др., выдаются защитные, регенерирующие и восстанавливающие кремы, очищающие пасты для рук.

Бесплатная выдача работникам смывающих и обезвреживающих средств производится в соответствии с нормами бесплатной выдачи работникам смывающих и обезвреживающих средств утвержденными Приказом Минздравсоцразвитием России от 17 декабря 2010 г. № 1122н.

Перечень профессий и должностей работников на бесплатное получение смывающих и обезвреживающих средств устанавливается работодателем.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

61

11 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

В данном томе не предусмотрено применение автоматизированных систем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ	Лист
							62
1	-	Зам	241-23		07.2023		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу приведены в томе 8.1 2935-3200-ЕН-24-ООС1.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

63

13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

При строительстве

Для уменьшения вредного воздействия на атмосферный воздух в период строительства необходимо выполнять следующие мероприятия:

- выбор строительных машин, оборудования и транспортных средств необходимо производить с учетом минимального количества выделяемых токсичных газов при работе.
- до начала строительных работ система питания двигателей дорожно-строительных и транспортных машин должна быть отрегулирована. Содержание выбросов вредных веществ с отработанными газами дизелей должно соответствовать ГОСТ 17.2.2.05-97; с отработавшими газами карбюраторов - ГОСТ 2193-79. Контроль за техническим состоянием должно осуществлять ответственное лицо за производство работ на участке и механик подрядной организации.
- при производстве строительно-монтажных работ не допускать запыленности и загазованности воздуха сверх предельно-допустимых концентраций.

При эксплуатации

Для уменьшения выбросов в атмосферный воздух технологические решения предусматривают:

- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов;
- оборудование, размещаемое на площадках, на трубопроводах, принято с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта;
- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;
- прокладка трубопроводов в единых технологических коридорах;
- однотрубная герметизированная система сбора и транспорта нефти и газа;
- защита подземных участков стальных трубопроводов, зон стыков, деталей трубопроводов, защитных кожухов от почвенной коррозии;
- увеличение толщины стенок труб по сравнению с расчетной;
- контроль сварных стыков трубопроводов;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- защита трубопроводов, арматуры от почвенной, атмосферной и внутренней коррозии;

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

- использование труб по ГОСТ 20295-85 с заводской теплоизоляцией изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке по ТУ 1390-004-67740692-2010. Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполнена пенополиуретановыми скорлупами.

- для защиты от атмосферной коррозии надземных участков трубопроводов рекомендована система покрытия (эмаль "Эмаль КО-814" в два слоя по ГОСТ 11066-74 на предварительно очищенную от ржавчины и грязи и обработанную поверхности трубопроводов ксилолом ГОСТ 9410-78).

- для охраны атмосферного воздуха от загрязнения в период эксплуатации объекта необходимо соблюдать следующее:

а) неукоснительно выполнять требования регламента на эксплуатацию объекта;

б) своевременно проводить ремонтные работы на действующем оборудовании и трубопроводе;

в) своевременно вносить плату за негативное воздействие на атмосферный воздух.

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.
				Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

14 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов, приведены в томе 8.1 2935-3200-ЕН-24-ООС1.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп. Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

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

Проектной документацией «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти» приняты следующие технические решения:

- однотрубная герметизированная система сбора и транспорта нефти и газа;
- защита трубопроводов от почвенной, атмосферной и внутренней коррозии;
- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями в соответствии с действующими нормативами;
- контроль технологических процессов;
- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов. Все технические средства, материалы применяемые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности;
- заземление, молниезащита объектов;
- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры.

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, действующими нормативными документами, с требованиями по обеспечению безопасной эксплуатации сооружений и безопасного использования прилегающих территорий, и с соблюдением технических условий.

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

1	-	Зам	241-23	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп. Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

16 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, приложения документа, на который дана ссылка
№384-ФЗ от 30.12.2009 г. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений. Актуальная редакция от 02.07.2013 г.	6, 8, 8.3,13
№116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. Актуальная редакция от 29.07.2018	6, 7, 8, 11.1
№123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. Актуальная редакция от 27.12.2018	6.6
№87-ФЗ от 16.02 2008 г. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию	1.1
№ 125-ФЗ от 24.07.1998 Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	11.1
№ 197-ФЗ от 30.12.2001 Трудовой кодекс Российской Федерации	
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	2, 6, 6.2, 6.5.9, 10.2, 11.1, 11.2, 12.1
СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.	6.5.7
СанПин 2.1.3684-21 (с изм. на 26.05.2021 г.) 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	10
СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы»	6.8
СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*	2; 6.5.3
ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»	6.8
ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка	6.11
ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания	6.12
ГОСТ 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»	6.1, 6.3.1, 6.5, 6.8, 6.11, 6.12
ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования	4

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

68

ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования	2
ГОСТ 32388-2013	«Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».	7.1
ПУЭ	Правила устройства электроустановок	6; 6.6; 6.18.2; 6.21; 11.2

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет на прочность, жесткость и устойчивость участков трубопроводов

В расчете были учтены свойства материалов, из которых изготовлен трубопровод, минусовой допуск на прокат, геометрическая пространственная конфигурация трассы трубопровода, взаимодействие трубопровода с основными типами грунтов с учетом их физико-механических характеристик, а также параметры нагрузок и воздействий, действующих на трубопровод (внутреннее давление, температурный перепад и пр.).

Расчеты напряженно-деформированного состояния в трубопроводе были выполнены с помощью специализированного программного комплекса «СТАРТ-Проф», версии 04.83 R3.

Трубопровод рассматривается в качестве стержневой системы, состоящей из прямых (участки) и кривых стержней (отводы) стержней. В местах соединения стержней вводятся узлы, в которых могут быть установлены различные узловые элементы (детали трубопровода).

Расчетная модель - идеализированная схема конструкции трубопровода, освобожденная от несущественных с расчетной точки зрения особенностей.

Нормативный документ для оценки прочности ГОСТ 32388-2013 (ПДН) Технологические трубопроводы

Срок службы трубопровода, год 20.00

Температура монтажа – «-25»°С

Расчет испытаний Водой

Температура испытания - 0°С

Температурная история

Максимальная температура - 100°С

1 ОПИСАНИЕ РЕЖИМОВ НАГРУЖЕНИЯ

В таблице А.1 описаны расчетные схемы, в которых моделируются различные варианты нагрузок и воздействий на проектируемый нефтепровод

Таблица А.1 - Режимы эксплуатации

Вариант	Описание расчетной схемы	Расчетное давление в трубопроводе
		МПа
1	Эксплуатационный режим (рабочее состояние)	1,6
2	Режим испытания на прочность (состояние испытания)	2,0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

70

Расчетное давление – это максимальное избыточное давление, по которому рассчитывается толщина стенки трубопровода и его деталей (отводов, тройников, переходов), обеспечивающая надежную эксплуатацию трубопровода в течение заданного срока службы.

Давление испытания – это избыточное давление, при котором должно производиться пневматическое испытание трубопровода и его деталей на прочность и плотность. Величина пробного давления и продолжительность испытаний назначаются согласно требованиям к устройству и эксплуатации трубопроводов.

Рабочее состояние - это состояние, в которое переходит трубопровод из монтажного состояния после заполнения продуктом и разогрева до температуры транспортируемого продукта. По сравнению с монтажным состоянием здесь появляются дополнительные нагрузки и воздействия: температурное расширение, внутреннее давление, вес транспортируемого продукта, смещения концевых опор в результате нагрева присоединенного оборудования. К рабочему состоянию относятся также все нагружающие воздействия, которые могут иметь место одновременно с перечисленными выше: снег, обледенение, ветер, осадка опор (например, в результате просадки грунта) и т.д.

Температурный перепад принимается равным разности рабочей температуры и монтажа $T_{\text{раб}} - T_{\text{монт}}$. В рабочем состоянии производится оценка прочности, нагрузок на оборудование.

В расчетной схеме принят температурный перепад для участков трубной обвязки для рабочего состояния, учитывающий климатические условия для летнего и зимнего периодов, наличия давления в трубопроводе.

Холодное состояние - это состояние, в которое переходит трубопровод из рабочего состояния после снятия температуры, давления и собственных температурных смещений. Температура трубопровода в этом состоянии равна монтажной температуре, температурный перепад равен нулю. Данное состояние отличается от монтажного состояния наличием остывшего продукта в трубах и наличием сил трения в опорах, возникших при остывании. В этом состоянии определяются нагрузки на оборудование.

2.1 Температура монтажа

Температура монтажа - это температура наружного воздуха, при которой трубопровод превращается в неразрезную конструкцию (при которой заваривается последний стык).

Исходные данные: город - Альметьевск. Сталь углеродистая с содержанием углерода не более 0.24%. Расчетная температура в рабочем состоянии равна $T_{\text{раб}}=100^{\circ}\text{C}$.

Если при выполнении сварочных работ могут быть использованы специальные укрытия или предварительный подогрев, то работы могут производиться при любой температуре окружающего воздуха. В этом случае $T_{\text{монт}} = T_{\text{возд}}$.

$T_{\text{возд}}$ - температура окружающего воздуха в момент замыкания трубопровода.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Принимаем температура строительства не менее $T_{\text{возд}} = -25^{\circ}\text{C}$. Следовательно, $T_{\text{монт}} = -25^{\circ}\text{C}$.

2.2 Расчетная температура в рабочем состоянии

Расчетная температура - это средняя по длине участка температура стенок (металла) в рабочем состоянии $T_{\text{раб}}$. Часто принимается равной расчетной температуре продукта.

$T_{\text{продукта}} = 100^{\circ}\text{C}$ - расчетная температура продукта. Рекомендуется принимать равной температуре, превышение которой происходит не чаще 30 суток в году.

2.3 Температура испытания

Цель испытаний сводится к проверке герметичности стыковых соединений, т.е. к проверке качества монтажных работ. Если испытания проводятся водой (гидроиспытания), то температура наружного воздуха должна быть положительной, чтобы исключить замерзание воды.

Температура испытания – температура, при которой проводятся испытания герметичности стыковых соединений. Для расчета принимаем: $+5^{\circ}\text{C}$.

3 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Условные обозначения

Критерии прочности по ГОСТ 32388-2013 и РТМ 38.001-94, режим ПДН

Параметр	Описание
1	2
Эквивалентное напряжение от весовых нагрузок	Эквивалентное напряжение от весовых нагрузок (1 этап расчета)
Допускаемое напряжение от весовых нагрузок	<ul style="list-style-type: none"> В <u>ГОСТ 32388-2013</u> $1.1[\sigma]_{\text{раб}}$ В <u>РТМ 38.001-94</u> $1.1[\sigma]_{\text{раб}}$ ($1.1A_T[\sigma]_{20}$)
Эквивалентное напряжение от всех воздействий в рабочем состоянии	Эквивалентное напряжение от всех воздействий в рабочем состоянии (2 этап расчета)
Допускаемое напряжение для всех воздействий в рабочем состоянии	<ul style="list-style-type: none"> В <u>ГОСТ 32388-2013</u> $1.5[\sigma]_{\text{раб}}$ В <u>РТМ 38.001-94</u> для низкотемпературных трубопроводов $1.5[\sigma]_{\text{раб}}$ ($1.5A_T[\sigma]_{20}$) В <u>РТМ 38.001-94</u> для высокотемпературных трубопроводов $1.2[\sigma]_{\text{раб}}$ ($1.2A_T[\sigma]_{20}$) <p>В случае, когда согласно нормам напряжения не проверяются, выводится "Нет"</p>
Амплитуда эквивалентного напряжения	Амплитуда эквивалентного напряжения $\sigma_{\text{ае}}$ (3а этап расчета)
Допускаемая амплитуда напряжений	<ul style="list-style-type: none"> В <u>ГОСТ 32388-2013</u> $A_T[\sigma_a]$ формула 5.32 В <u>РТМ 38.001-94</u> $[\sigma_a^{20}]$ формула 7.7

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

72

Параметр	Описание
1	2
Условие длительной циклической прочности	<p>Условие длительной циклической прочности для высокотемпературных трубопроводов $D_{ca}/D_c \leq 1$ (36 этап расчета)</p> <ul style="list-style-type: none"> • В <u>ГОСТ 32388-2013</u> формула 5.37 • В <u>РТМ 38.001-94</u> формула 7.11

$[\sigma]_{раб}$ - допускаемое напряжение при рабочей температуре $T_{раб}$, $[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение при нормальной температуре, $[\sigma_a]$ - допускаемая амплитуда напряжений при рабочей температуре, $[\sigma_a^{20}]$ - допускаемая амплитуда напряжений при $20^{\circ}C$, $A_T = [\sigma]_{раб}/[\sigma]_{20}$ - коэффициент приведения к температуре $20^{\circ}C$.

3.2 Результаты расчетов

В данном разделе был произведен расчет напряжения, возникающие в процессе эксплуатации проектируемого нефтепровода.

Напряжения рассчитываются в прямых трубах (в начале и конце каждого участка), отводах (в начале и конце) и тройниках (в трех сечениях).

Рабочие эксплуатационные параметры среды составляет $100^{\circ}C$, при этом возникают большие температурные расширения, что приводит к высоким напряжениям в трубопроводе, превышающих допустимые. В программе СТАРТ в графическом окне результатов можно выявить наиболее уязвимые участки. Для визуального анализа результатов расчета предусмотрена графическое представление распределения отношения максимальных напряжений в элементах трубопровода к допускаемым напряжениям при ΔT . На чертеже трубопровода участки, отводы и тройники будут изображаться четырьмя цветами:

- зеленым - запас по прочности более 10% (отношение расчетных напряжений к допускаемым напряжениям меньше 0.9);
- желтым - запас по прочности менее 10% (отношение расчетных напряжений к допускаемым напряжениям больше 0.9, но меньше 1.0);
- красным - условия прочности не выполнены (отношение расчетных напряжений к допускаемым напряжениям больше 1.0);
- черным - если условия прочности согласно нормам не проверяются (отсутствуют допускаемые напряжения).

При первоначальном расчете проектируемый трубопровод содержал огромное количество узлов с красным и желтым цветом, что говорит о невыполнении условия прочности (см. приложение 1).

Для компенсации температурных деформаций произведена поэтапная расстановка П-образных компенсаторов в местах с максимально высокими показателями напряжений.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

73

Расчетные геометрические параметры компенсатора составили для участков диаметром 114мм, 159мм:

- длина - 3 м,
- вылет - 3м.

Расчетные геометрические параметры компенсатора составили для участка диаметром 219:

- длина - 4 м,
- вылет - 4 м.

Таким образом, была получена оптимальная пространственная модель проектируемого нефтепровода с П-образными компенсаторами. Графическое изображение полученного расчета представлено на рисунках А.1 – А.4.

В таблице А.1 представлены результаты расчетов напряжения проектируемых участков нефтепроводов с учетом надземных участков на кустах скважин.

В таблице А.2 представлены перемещения узлов на проектируемых участках нефтепроводов с учетом надземных участков на кустах скважин по документу ГОСТ 32388-2013 (ПДН) Технологические трубопроводы.

Таблица А.1 - Трасса №1,2. Нагрузки на крепления и оборудование - Максимальное по всем состояниям (В глобальных осях)

Номер узла	Вид изделия	Силы вдоль глобальных осей, (Н)			Моменты вокруг глобальных осей, (кгс·см)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
44,280 02	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	1553	2690	185	36.76	25.69	0.13
45	Опора скользящая	116	200	771	0	0	0
46	Опора скользящая	168	292	1122	0	0	0
48	Опора скользящая	162	283	1088	0	0	0
49	Опора скользящая	148	253	976	0	0	0
50	Опора скользящая	203	345	1336	0	0	0
51	Опора скользящая	193	270	1106	0	0	0
52	Опора скользящая	0	0	0	0	0	0
53	Опора скользящая	130	250	836	0	0	0
60,280 04	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	272	3111	185	38.56	31.91	0.45
61	Опора скользящая	20	230	771	0	0	0
62	Опора	30	335	1122	0	0	0

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

1	-	Зам	241-23	07.2023	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Номер узла	Вид изделия	Силы вдоль глобальных осей, (Н)			Моменты вокруг глобальных осей, (кгс·см)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
	скользящая						
63	Опора скользящая	28	326	1088	0	0	0
64	Опора скользящая	24	292	977	0	0	0
66	Опора скользящая	48	400	1344	0	0	0
67	Опора скользящая	51	330	1113	0	0	0
68	Опора скользящая	0	0	0	0	0	0
69	Опора скользящая	46	246	829	0	0	0
111,28 010	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	2162	2319	185	33.14	35.75	0.23
112	Опора скользящая	158	169	771	0	0	0
113	Опора скользящая	230	246	1122	0	0	0
114	Опора скользящая	221	240	1089	0	0	0
115	Опора скользящая	201	212	974	0	0	0
116	Опора скользящая	282	293	1354	0	0	0
117	Опора скользящая	249	204	1074	0	0	0
118	Опора скользящая	0	0	0	0	0	0
119	Опора скользящая	180	200	887	0	0	0
124,28 012	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	1087	2987	185	35.93	43.64	0.50
125	Опора скользящая	79	217	771	0	0	0
126	Опора скользящая	115	316	1122	0	0	0
127	Опора скользящая	111	308	1089	0	0	0
128	Опора скользящая	98	276	975	0	0	0
129	Опора скользящая	154	378	1360	0	0	0
130	Опора скользящая	149	293	1094	0	0	0
131	Опора скользящая	0	0	0	0	0	0
132	Опора скользящая	112	257	860	0	0	0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

75

Номер узла	Вид изделия	Силы вдоль глобальных осей, (Н)			Моменты вокруг глобальных осей, (кгс·см)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
139,28 014	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	3332	185	39.06	0.46	0.03
140	Опора скользящая	0	231	771	0	0	0
141	Опора скользящая	0	337	1122	0	0	0
142	Опора скользящая	0	327	1090	0	0	0
143	Опора скользящая	0	292	974	0	0	0
144	Опора скользящая	1	419	1398	0	0	0
145	Опора скользящая	1	321	1068	0	0	0
146	Опора скользящая	0	0	0	0	0	0
147	Опора скользящая	4	275	918	0	0	0
210,28 000	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	2253	2138	185	36.82	27.85	0.14
211	Опора скользящая	168	159	771	0	0	0
212	Опора скользящая	244	232	1122	0	0	0
213	Опора скользящая	237	224	1088	0	0	0
214	Опора скользящая	216	198	976	0	0	0
215	Опора скользящая	289	277	1336	0	0	0
216	Опора скользящая	266	197	1102	0	0	0
217	Опора скользящая	0	0	0	0	0	0
218	Опора скользящая	177	246	841	0	0	0
31734	Опора скользящая	612	223	2170	0	0	0
31735	Опора скользящая	533	194	1882	0	0	0
31736	Опора скользящая	551	201	1950	0	0	0
31737	Опора скользящая	550	201	1950	0	0	0
31738	Опора скользящая	531	194	1881	0	0	0
31739	Опора скользящая	612	223	2170	0	0	0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Таблица А.2 – Трасса №1,2. Перемещения по документу ГОСТ 32388-2013 (ПДН)
Технологические трубопроводы

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)		
		X	Y	Z
44,2800 2	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0
45	Опора скользящая	1.9	3.3	0
46	Опора скользящая	5.4	9.4	0
48	Опора скользящая	9.5	16.7	0
49	Опора скользящая	13	22.7	0
50	Опора скользящая	16.8	28.6	0
51	Опора скользящая	19.5	32.1	0
52	Опора скользящая	9.9	13	5.7
53	Опора скользящая	8.1	11	2.9
60,2800 4	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0
61	Опора скользящая	0.3	3.8	0
62	Опора скользящая	0.9	10.8	0
63	Опора скользящая	1.5	19.1	0
64	Опора скользящая	2	26.1	0
66	Опора скользящая	4	33	0
67	Опора скользящая	6.6	37.1	0
68	Опора скользящая	9.2	15.1	5.8
69	Опора скользящая	7	12.6	3
111,280 10	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0
112	Опора скользящая	2.6	2.8	0
113	Опора скользящая	7.4	7.9	0
114	Опора скользящая	13	14.1	0
115	Опора	17.8	19.2	0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

77

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)		
		X	Y	Z
	скользящая			
116	Опора скользящая	23	23.9	0
117	Опора скользящая	26.8	26.4	0
118	Опора скользящая	12.7	8.2	5.1
119	Опора скользящая	10.2	6.9	2.6
124,280 12	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0
125	Опора скользящая	1.3	3.6	0
126	Опора скользящая	3.7	10.2	0
127	Опора скользящая	6.3	18.1	0
128	Опора скользящая	8.7	24.7	0
129	Опора скользящая	12.5	30.8	0
130	Опора скользящая	16.4	34	0
131	Опора скользящая	13.3	10.6	5.3
132	Опора скользящая	10.3	8.9	2.7
139,280 14	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0
140	Опора скользящая	0	3.8	0
141	Опора скользящая	0	10.8	0
142	Опора скользящая	0	19.2	0
143	Опора скользящая	0	26.2	0
144	Опора скользящая	0.1	33.2	0
145	Опора скользящая	0.2	37.5	0
146	Опора скользящая	0.1	10.8	3.7
147	Опора скользящая	0.2	8.2	1.7
210,280 00	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0
211	Опора	2.8	2.6	0

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Лист

78

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)		
		X	Y	Z
	скользящая			
212	Опора скользящая	7.8	7.4	0
213	Опора скользящая	14	13.2	0
214	Опора скользящая	19	18	0
215	Опора скользящая	23.9	23	0
216	Опора скользящая	26.9	26.3	0
217	Опора скользящая	10.8	12.1	5.6
218	Опора скользящая	9.1	10.1	2.9
31734	Опора скользящая	9.3	3.4	0
31735	Опора скользящая	17.2	6.3	0
31736	Опора скользящая	25.2	9.2	0
31737	Опора скользящая	33.3	12.1	0
31738	Опора скользящая	41.3	15	0
31739	Опора скользящая	49.3	18	0

ВЫВОДЫ

Выполнение расчетов по программам СТАРТ обеспечивает надежность и безопасность при эксплуатации трубопроводных систем различного назначения.

В данном разделе приведен расчет в программе СТАРТ допускаемых напряжений и оценка прочности по нормативному документу по ГОСТ 32388-2013 проектируемого нефтепровода. В расчете были учтены свойства материалов, из которых изготовлен трубопровод, минусовой допуск на прокат, геометрическая пространственная конфигурация трассы трубопровода, взаимодействие трубопровода с основными типами грунтов с учетом их физико-механических характеристик, а также параметры нагрузок и воздействий, действующих на трубопровод (внутреннее давление, температурный перепад и пр.) в соответствии с требованиями.

На основе анализов полученных результатов расчета для выполнения условий прочности и компенсации температурных деформаций осуществлена поэтапная расстановка П-образных компенсаторов в местах с максимально высокими показателями напряжений нефтепровода.

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

1	-	Зам	241-23		07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Таким образом, была получена оптимальная пространственная модель проектируемого нефтепровода с П-образными компенсаторами. Графическое изображение полученного расчета представлено на рисунке А.1. При этом можно отметить, что расчетные напряжения значительно уменьшились и участки с невыполненными условиями прочности отсутствуют.

Расчетные геометрические параметры компенсатора составили для участков диаметром 114х4,5мм, 159х5 мм: длина - 3 м, вылет - 3м.

Расчетные геометрические параметры компенсатора составили для участков диаметром 219х6мм: длина - 4 м, вылет - 4 м.

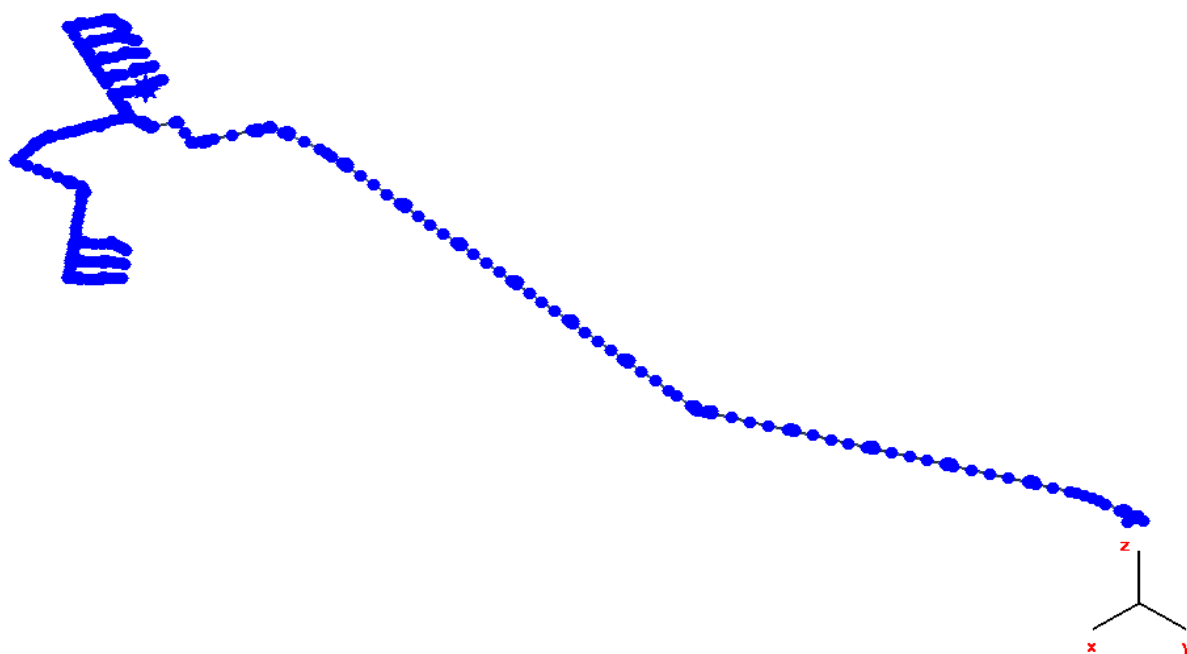


Рисунок А.1 - Пространственная объектная модель проектного решения проектируемого нефтепровода Морозного поднятия Морозного месторождения. Трасса №1,2

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

1	-	Зам	241-23	07.2023	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ТЧ

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм. 1 (Зам.)
2	Ситуационный план (1:25000)	Изм. 1 (Зам.)
3	Технологическая схема	
4	План нефтесборного трубопровода. Трасса № 1. (1:1000)	
5	План нефтесборного трубопровода. Трасса № 2. (1:1000)	Изм.1 (Зам.)
6	Продольный профиль нефтесборного трубопровода. Трасса 1	Изм.1 (Нов.)
7	Продольный профиль нефтесборного трубопровода. Трасса 2	Изм.1 (Нов.)
8	УЗА №1 (1:50). Разрез 1-1. Спецификация	Изм.1 (Зам.)

Согласовано					
-------------	--	--	--	--	--

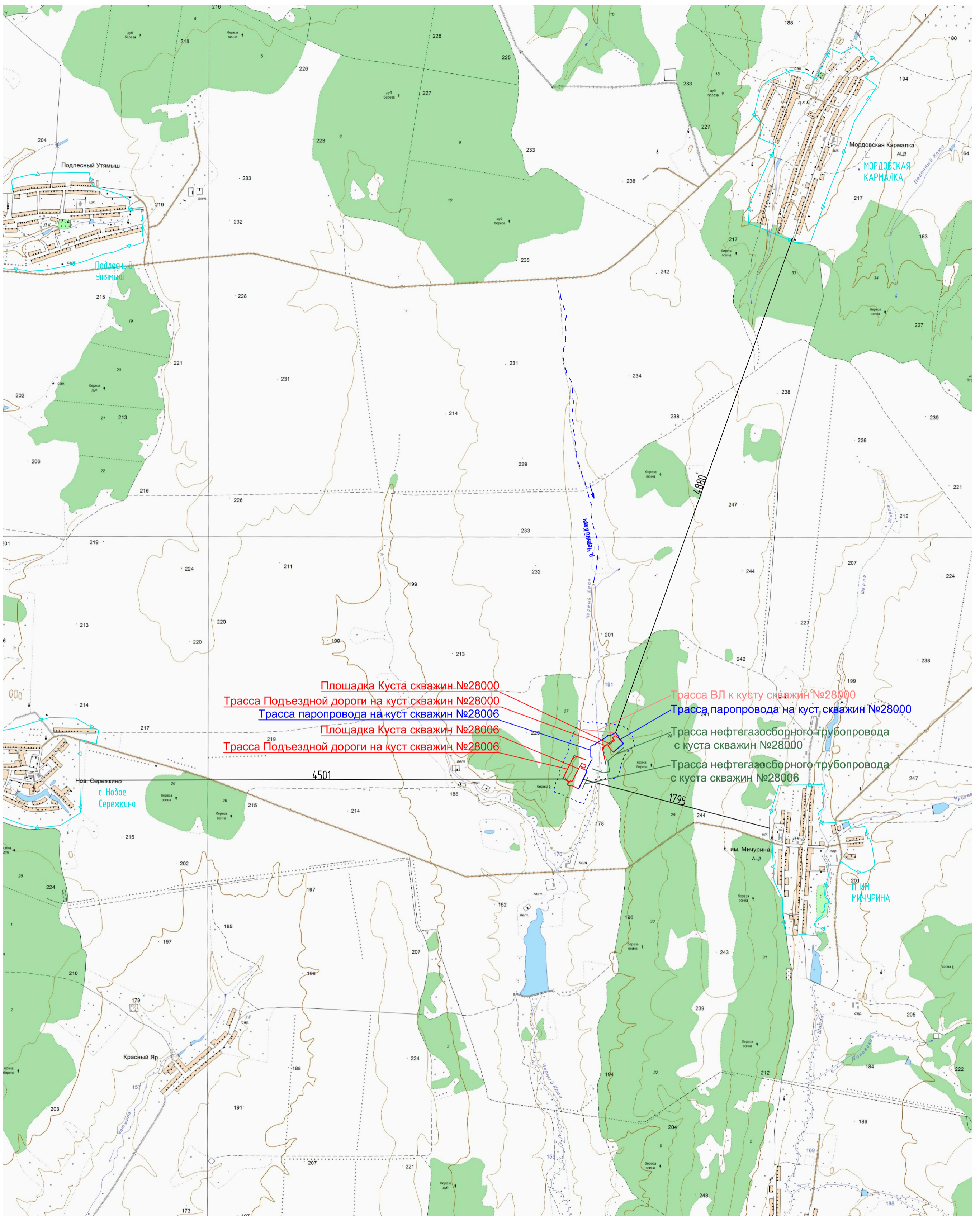
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
1	-	Зам	241-23	<i>Саво</i>	07.2023
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Каримова		<i>Каримова</i>	25.01.23
Проверил		Сафиуллин		<i>Сафиуллин</i>	25.01.23
Нач. отдела		Сафиуллин		<i>Сафиуллин</i>	25.01.23
Н. контр.		Каримова		<i>Каримова</i>	25.01.23
ГИП		Шафиков		<i>Шафиков</i>	25.01.23
Ведомость графической части				Стадия	Листов
				П	8
				ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»	

Республика Татарстан
Лениногорский муниципальный район

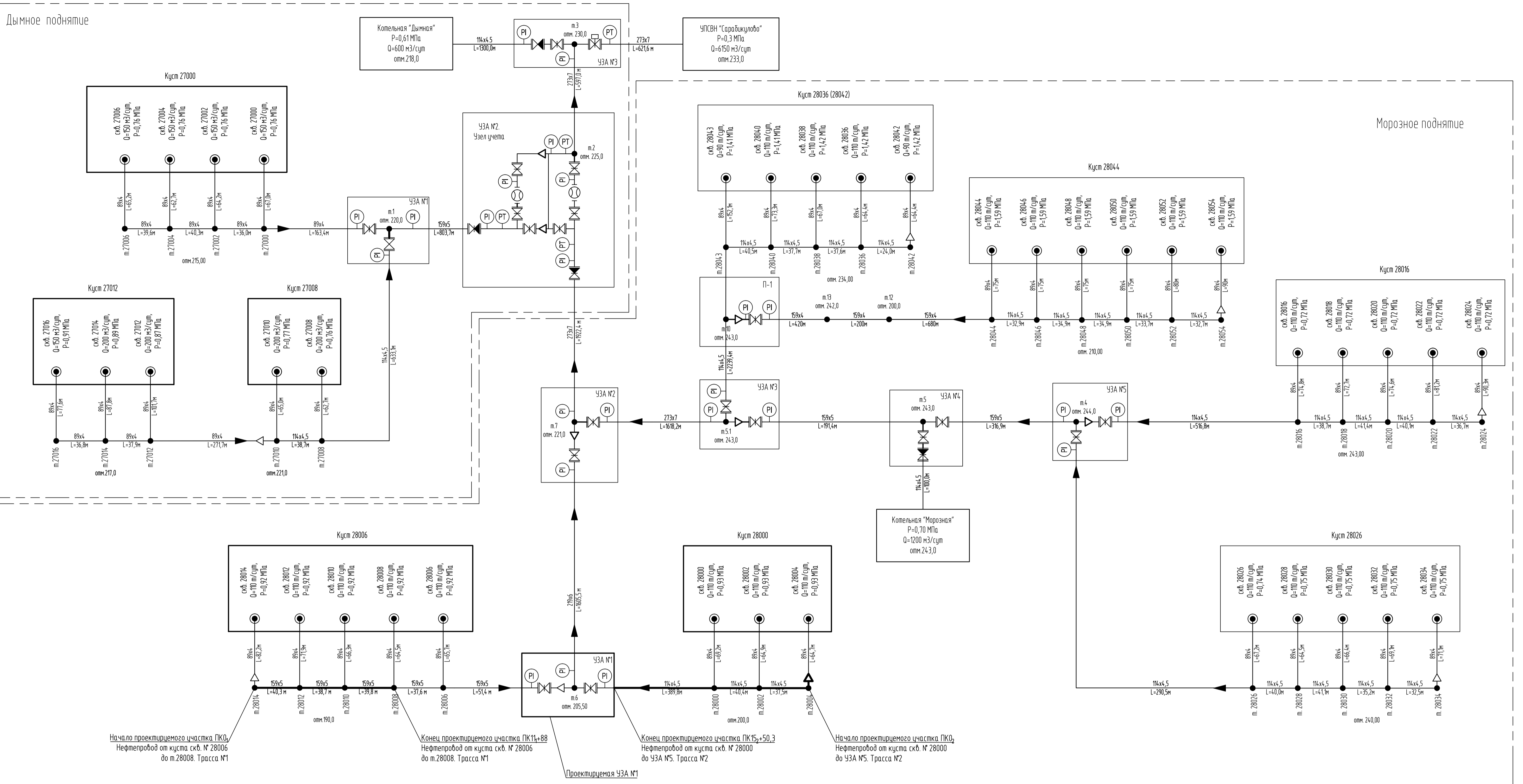


Условные обозначения:
 - - - - граница участка работ

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
1	-	Зам.	24-23	25.08.23	Куст скважин
Изм.	Колуч	Лист	Ндок	Подпись	
Разраб.	Каримова	Шафико			Ситуационный план (1:25000)
Проб.	Сафцуллин				
Нач. отд.	Сафцуллин				000 ФФ "Ура" трубопроводстройпроект"
Н. контр.	Каримова				
ГИП	Шафиков				

Дымное поднятие



Условные обозначения

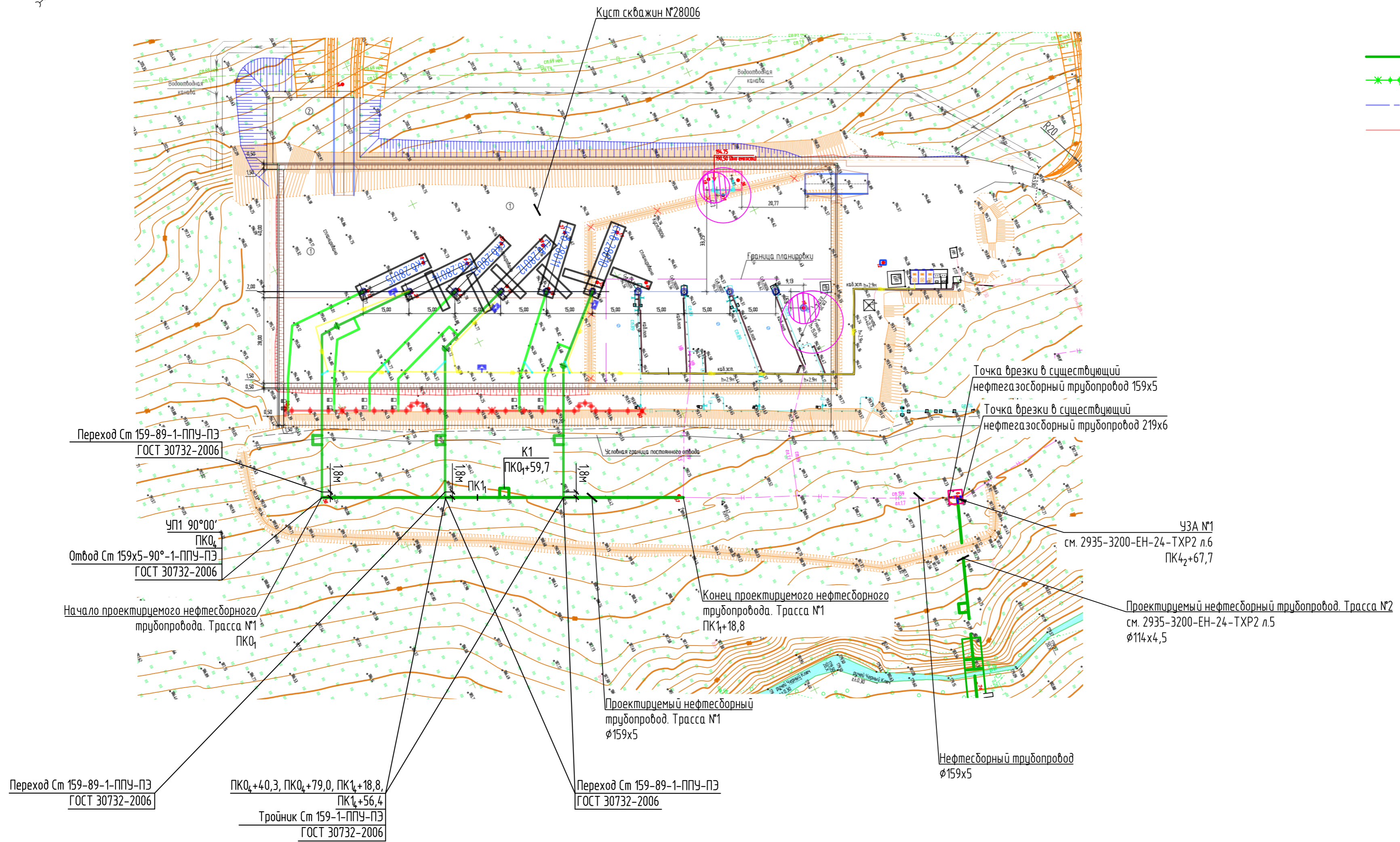
Обозначение и изображение	Наименование
	Проектируемые нефтегазосборные сети
	Направление потока
	Проектируемая задвижка с ручным управлением
	Проектируемая задвижка с электроприводом
	Устье добывающей скважины
	Переход
	Расходомер
	Длина проектируемого участка, м
	Избыточное расчетное давление, МПа
	Расход жидкости, м³/сут

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ					Оборудование Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины				
Изм.	Кол.ч.	Лист	Изд.	Подпись	Дата	Нефтегазовые трубопроводы	Стандия	Лист	Листов
Разраб.	Каримова				12.01.23		П	3	
Проб.	Сафуллин				12.01.23				
Нач. отд.	Сафуллин				12.01.23				
Н. контр.	Каримова				12.01.23	Схема технологическая		000 ПФ "Уралнефтегазстройпроект"	
	Шафиков				12.01.23				



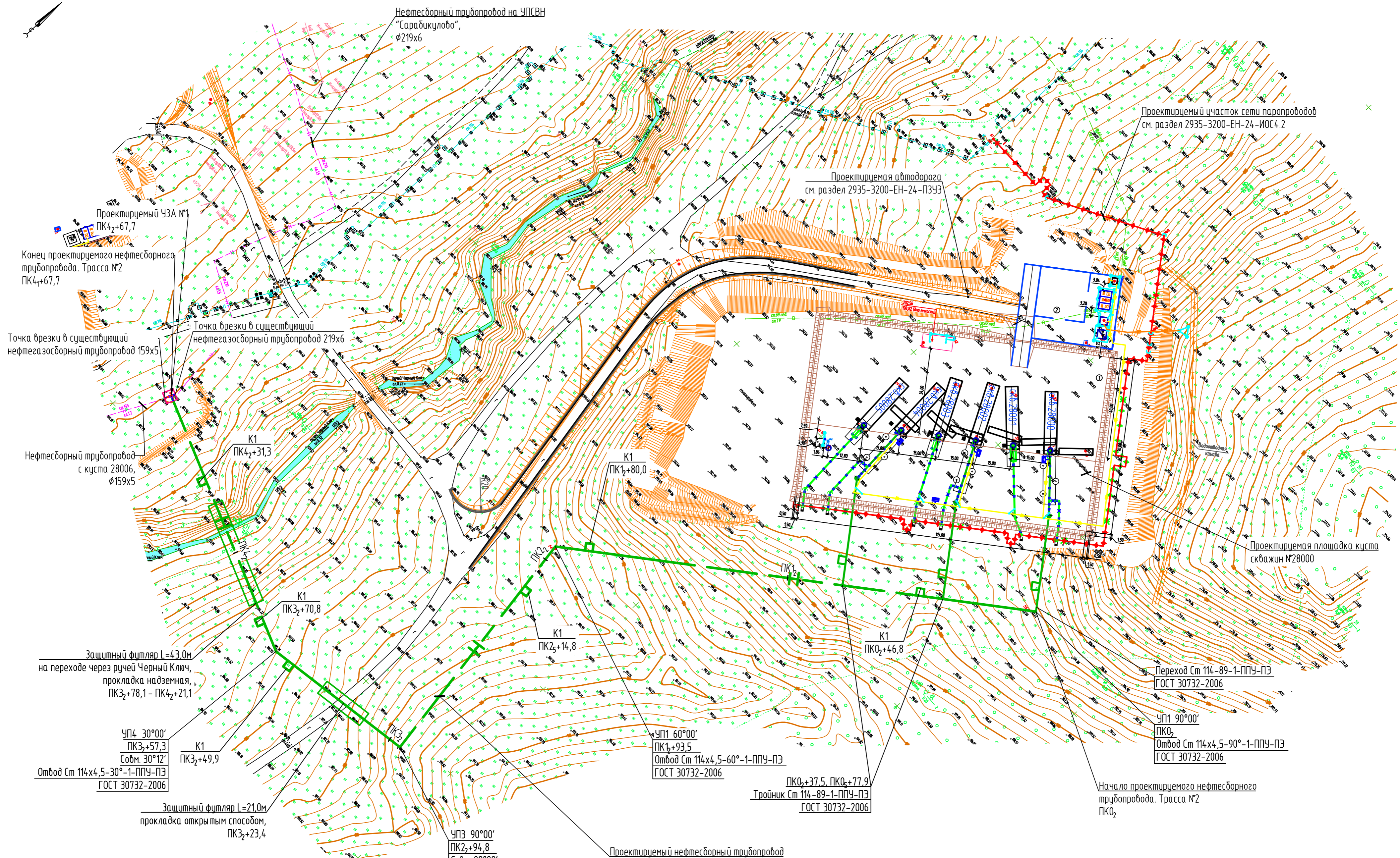
Условные обозначения

- |—|— нефтепровод проектируемый
- *—*—* паропровод проектируемый
- P— реагентопровод проектируемый
- сети электроснабжения проектируемые



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

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Колуч	Лист	Идок	Подпись	Дата
Разраб.	Каримова			<i>[Signature]</i>	12.01.23
Проб.	Сафуллин			<i>[Signature]</i>	12.01.23
Нач. отд.	Сафуллин			<i>[Signature]</i>	12.01.23
Н. контр.	Каримова			<i>[Signature]</i>	12.01.23
	Шафиков			<i>[Signature]</i>	12.01.23
Нефтесборные трубопроводы				Стадия	Лист
План нефтесборного трубопровода. Трасса №1. (1:1000)				П	4
				000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"	



Согласовано

Взам. инв. №

Лист

Инд. № подл.

Условные обозначения

- нефтепровод проектируемый
- паропровод проектируемый
- реагентопровод проектируемый
- сети электроснабжения проектируемые

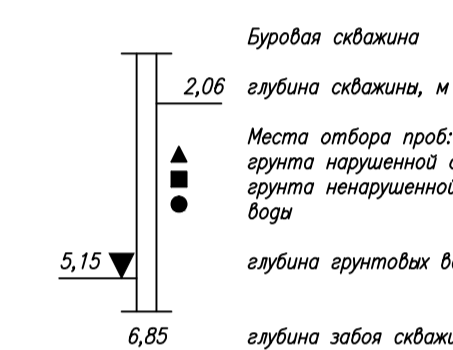
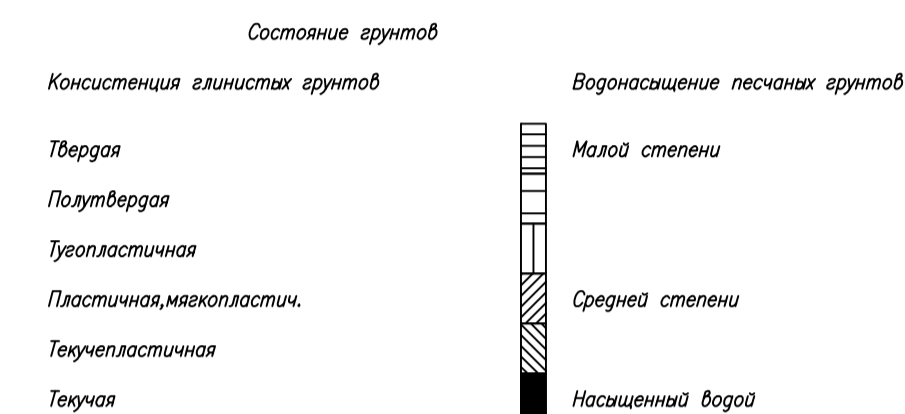
2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ				
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины				
1	-	Ноб	24-23	07.2023
Изм.	Колуч	Лист	Индок	Подпись
Разраб.	Каримова			12.01.23
Проб.	Сафуллин			12.01.23
Нач. отд.	Сафуллин			12.01.23
Н. контр.	Каримова			12.01.23
ГИП	Шафиков			12.01.23
Нефтегазорные трубопроводы		Стадия	Лист	Листов
План нефтегазорного трубопровода. Трасса №2. (1:1000)		П	5	
ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		Формат А2		

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

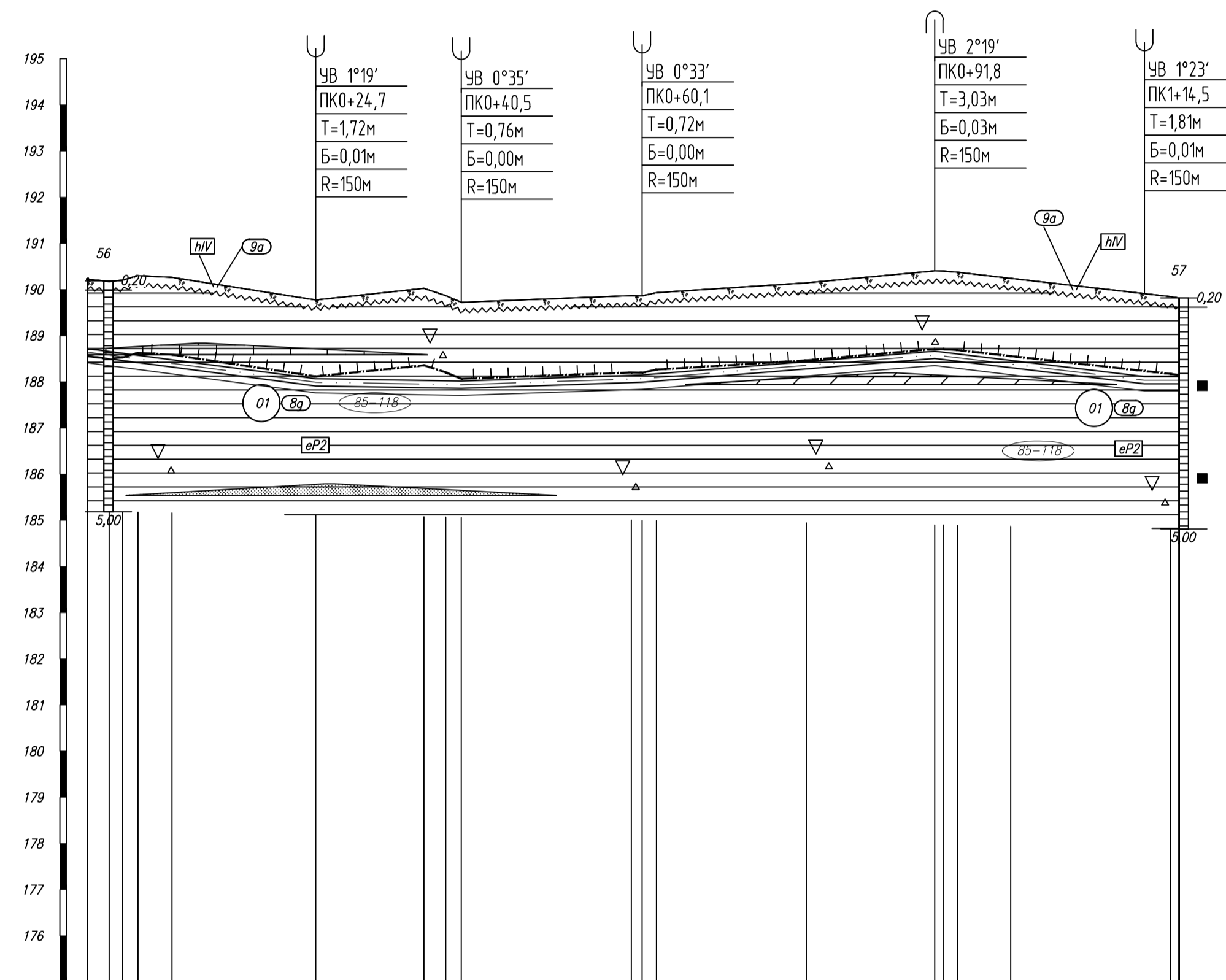
- 90 Почвенно-растительный слой; М; п.90
- 80 ИГЭ-01, Глина пестроцветная, красная, желтая, коричнево-красная, легкая палевокрасная, с прослойки 1-3 см известняка, мерзлая песчанка выветрелого до состояния песка, с включением до 10% щебня гравия известняка размером до 5 мм; еР2; d_п=1,68 м, d_н=1,68 м; п.80
- 230 ИГЭ-1801, Песок (песчанки средневыветрелый до состояния песка) средней крупности зелено-, темно-коричневый, средней плотности, средней степени водоносности, с включением до 5% гравия песчанника размером до 5 мм; еР2; п.230
- 160 ИГЭ-5206, Известняк светло-серый, очень низкой прочности, равномерно, средней плотности, средневыветрелый; еР2; d_п=0,1 м; п.160

354 пункт строительной классификации грунтов по трудности разработки в соответствии с ГЭСН 81-02-01-2020, сб.1 "Земляные работы", табл.1-1

10 номер инженерно-геологического элемента (ИГЭ)



- 230 Прослой песчанника выветрелого до состояния песка
- 240 Прослой мерзлея сильновыветрелого
- 160 Прослой известняка сильновыветрелого
- Щебень и гравия известняка и песчанника
- Установившийся уровень грунтовых вод
- Максимально прогнозируемый уровень воды
- Нормативная глубина сезонного промерзания
- 85-119 Значение удельного электрического сопротивления, Ом*м
- Граница кровли элювия коренных отложений



МАСШТАБЫ:
Горизонтальный 1:500
Вертикальный 1:100
Геологический 1:100

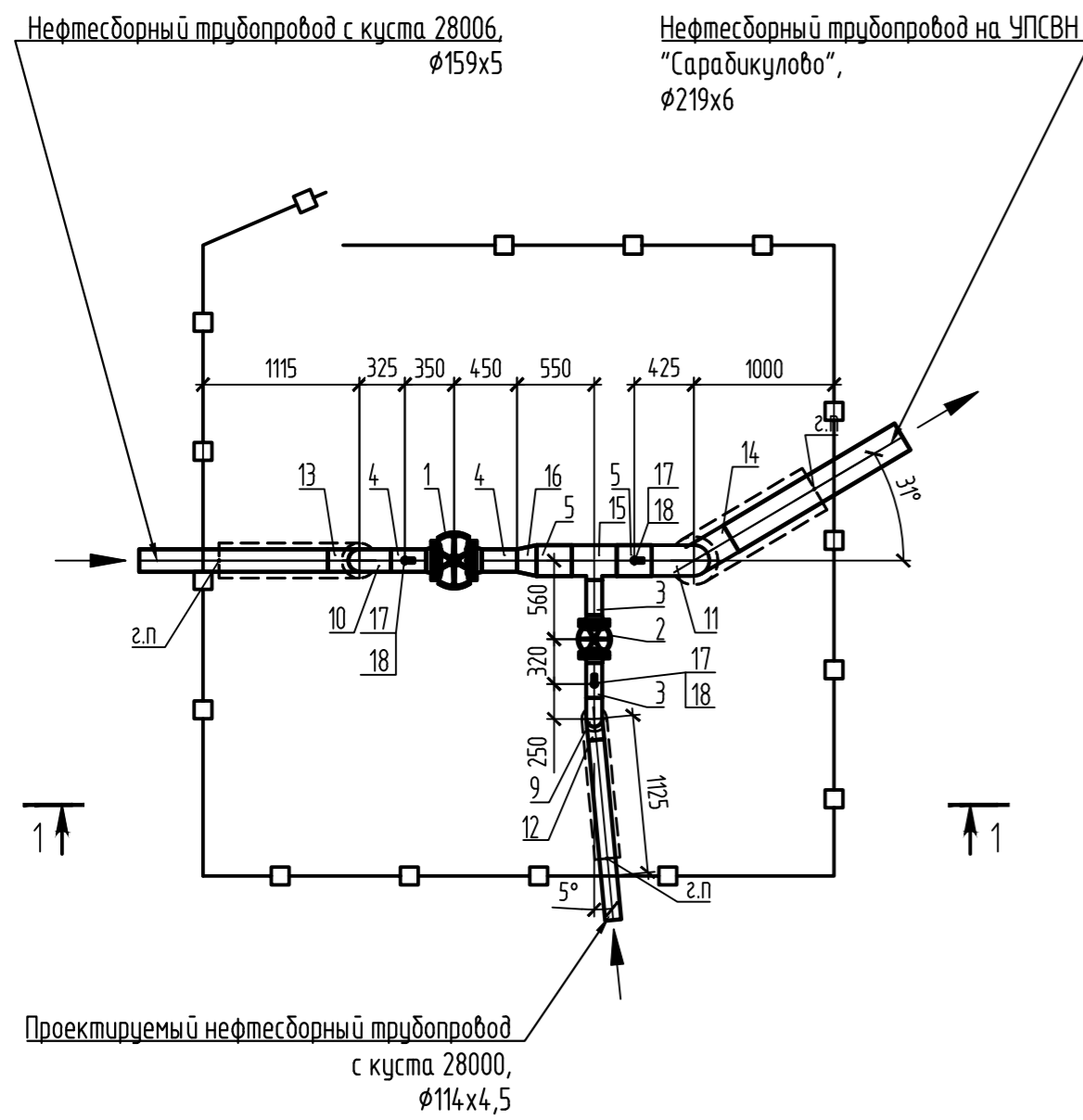
Отметка земли проектная, м	190,22	190,17	190,30	190,26	189,77	190,02	189,87	189,72	189,86	190,14	190,40	190,31	190,24	189,84	189,81
Отметка земли фактическая, м	188,72	188,67	188,82	188,57	188,07	188,03	188,02	188,01	188,74	188,43	188,66	188,60	188,46	188,11	188,11
Отметка верха трубы, м	188,51	188,51	188,46	188,41	188,32	187,91	187,87	187,86	187,85	188,78	188,48	188,44	188,30	188,45	188,45
Отметка дна траншеи, м	188,51	188,51	188,46	188,41	188,32	187,91	187,87	187,86	187,85	188,78	188,48	188,44	188,30	188,45	188,45
Глубина траншеи, м	1,94	1,94	1,89	1,89	1,94	1,86	2,15	2,00	1,86	1,87	1,92	1,93	1,94	1,88	1,88
Способ разработки траншеи	Однокошовой экскаватор														
Крутизна откосов	10,25														
Ширина дна траншеи, м	0,8														
Способ засыпки траншеи	Присыпка песком h=150мм; далее бульдозером														
Категория участка трубопровода	В														
Контроль сварных стыков	100%-РК, 100%-ВИК														
Обозначение трубы	Труба 159x5 ГОСТ 8732-78/ В 20 ГОСТ 8731-74														
Тип изоляции	1-ППУ-ПЭ ТУ 1390-004-6774.0692-2010														
Защита изоляции от повреждений															
Обозначение футляра															
Балластировка	Без балластировки														
Способ укладки	С зорбки траншеи														
Основание	Грунтовое спрופилированное с подготовкой из песка h=150мм														
Уклон, %	24,7	26,3	15,8	3,3	6,7	16,2	19,6	31,7	22,7	24,1	0	3,8	0	0	0
Расстояние, м	1,18	1,18	1,65	3,68	15,57	11,73	2,35	1,07	18,43	1,17	1,95	16,22	13,91	5,73	17,31
Пикеты	0,57														
Километры															
Развернутый план	<p>ПК0+40,3 ПК0+79,0 ПК1+18,8</p> <p>Тройник Ст 159-1-ППУ-ПЭ ГОСТ 30732-2006</p> <p>К1 ПК0+59,7</p> <p>св. 25°30' 178,3</p>														

ПК0+40,0 - Начало проектируемого нефтесборного трубопровода

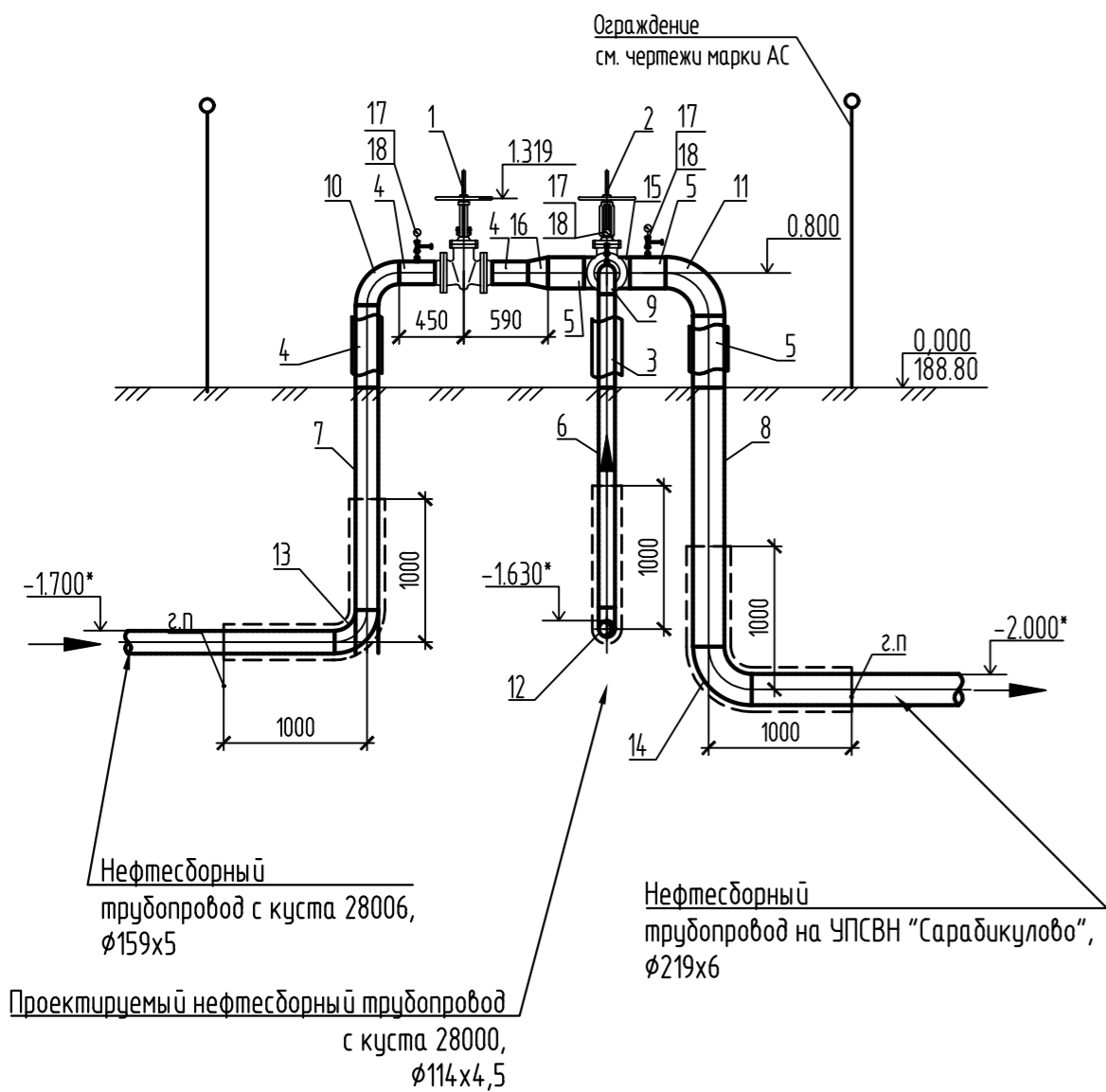
ПК1+18,0 - Конец проектируемого нефтесборного трубопровода

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ					Общество Морозного подния Морозного месторождения сферхязкой нефти. Дополнительные скважины			
Изм.	Колучи	Лист	Нвок	Подпись	Дата	Стандия	Лист	Листов
1	-	Нов	241-23		07.2023			
Разраб.	Ахметова				07.2023	Нефтесборные трубопроводы	П	6
Проб.	Сафциллин				07.2023			
Нач. отд.	Сафциллин				07.2023			
Н. контр.	Сафциллин				07.2023	Продольный профиль нефтесборного трубопровода. Трасса 1	000 П* "Фрамтрубопроводс.проект"	
ГИП	Шафкинов				07.2023			

УЗА №1



1-1



Продолжение

Поз	Обозначение	Наименование	Всего	Масса ед., кг	Примечание
		Материалы			
д/п	ГОСТ 21880-2011	Маты теплоизоляционные			Основной слой
		МП-100-1000.500.60			
		для задвижки ЗКЛ2 150-16	0.01		м ³
		для задвижки ЗКЛ2 100-16	0.01		м ³
		Маты теплоизоляционные			Основной слой
		для труб DN100, DN150, DN200			
		WATTAT МП(МС)-100-1500.500.100	0.30		м ³
д/п	ГОСТ 3282-74	Проволока 2,0-0-С	28.6		м
д/п	ГОСТ 3560-73	Лента Н-0,7х20	2.7		кг
д/п	ТУ 36.1622-64-92	Пряжка тип II-С	0.03		м ²
д/п		Сталь оцинкованная			
		ОЦ Б-НП-НО-0,8х100 ГОСТ 19904-90 ОН-КР-ГОСТ 14918-80			
		для трубы DN100	1.5		м ²
		для трубы DN150	1.6		м ²
		для трубы DN200	1.3		м ²
д/п		Сталь оцинкованная			
		ОЦ Б-НП-НО-0,8х100 ГОСТ 19904-90 ОН-КР-ГОСТ 14918-80			
		для задвижки ЗКЛ2 150-16	0.17		м ²
		для задвижки ЗКЛ2 100-16	0.12		м ²
д/п	ГОСТ 11066-74	Эмаль кремнийорганическая термостойкая КО-814 для труб	2.50		кг, (два слоя, расход 0,26кг/м ²)
д/п	ГОСТ 9410-78	Ксилол нефтяной марки А	0.10		кг

- 1 Установка запорной арматуры предусматривается надземно в ограждении.
 - 2 Надземные участки трубопроводов и арматуру покрыть эмалью кремнийорганической термостойкой КО-814 (в два слоя) и теплоизолировать матами из минеральной ваты прошивными теплоизоляционными толщиной 100 мм.
- * Уточнить при монтаже
з.п. - граница проектирования

Условные обозначения:

- теплоизоляция

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Всего	Масса ед., кг	Примечание
	30лс41нж1	Задвижка клиновья с ответными			
	ТУ 3741-006-07533604-01	фланцами, прокладками и крепежом			
1		ЗКЛ2 150-16	1	128,0	
2		ЗКЛ2 100-16	1	59,0	
3		Труба $\frac{114 \times 4,5 \text{ ГОСТ } 8732-78}{\text{в } 20 \text{ ГОСТ } 8731-74}$	1,2	12,2	м
4		Труба $\frac{159 \times 5 \text{ ГОСТ } 8732-78}{\text{в } 20 \text{ ГОСТ } 8731-74}$	1,2	19,0	м
5		Труба $\frac{219 \times 6 \text{ ГОСТ } 8732-78}{\text{в } 20 \text{ ГОСТ } 8731-74}$	1,1	31,5	м
6		Труба $\frac{114 \times 4,5 \text{ ГОСТ } 8732-78-1 \text{ ППУ-ПЭ}}{\text{в } 20 \text{ ГОСТ } 8731-74}$	1,9	13,1	м
7		Труба $\frac{159 \times 5 \text{ ГОСТ } 8732-78-1 \text{ ППУ-ПЭ}}{\text{в } 20 \text{ ГОСТ } 8731-74}$	1,9	20,7	м
8		Труба $\frac{219 \times 6 \text{ ГОСТ } 8732-78-1 \text{ ППУ-ПЭ}}{\text{в } 20 \text{ ГОСТ } 8731-74}$	1,8	33,2	м
9	ГОСТ 17375-2001	Отвод П 90°-114х4,5	1	2,9	
10	ГОСТ 17375-2001	Отвод П 90°-159х5	1	6,7	
11	ГОСТ 17375-2001	Отвод П 90°-219х6	1	16,0	
12	ГОСТ 30732-2006	Отвод 90° См 114х4,5-1-ППУ-ПЭ	1	26,9	
	ТУ 1390-004-67740692-2010				
13	ГОСТ 30732-2006	Отвод 90° См 159х5-1-ППУ-ПЭ	1	42,3	
	ТУ 1390-004-67740692-2010				
14	ГОСТ 30732-2006	Отвод 90° См 219х6-1-ППУ-ПЭ	1	67,3	
	ТУ 1390-004-67740692-2010				
15	ГОСТ 17376-2001	Тройник П 219х6 - 114х4,5	1	8,7	
16	ГОСТ 17378-2001	Переход П 219х6 - 159х5	1	4,8	
		Оборудование КИПиА			
17	ЗАРД 15.40Ш	Кран шаровой штуцерный			
		DN 15 PN 4,0 МПа	3		
18		Труба $\frac{25 \times 2,5 \text{ ГОСТ } 8732-78}{\text{в } 0912 \text{ ГОСТ } 8731-74}$			
		с внутренней резьбой М20х1,5	3		

2935-3200-ЕН-24-ТХР2-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
1	-	Зам.	24.1.23		07.2023
Изм.	Колуч	Лист	Ивок	Подпись	Дата
Разраб.	Каримова				12.01.23
Проб.	Сафуллин				12.01.23
Нач. отд.	Сафуллин				12.01.23
Н. контр.	Каримова				12.01.23
ГИП	Шафиков				12.01.23
Нефтедоборные трубопроводы				Стадия	Лист
				П	8
УЗА №1 (1:50). Разрез 1-1. Спецификация				000 Пф "Уралнефтегазстройпроект"	

Согласовано	
Взам. инж. Н	
Лист	
Инв. N подл.	