



ООО «Центр управления проектами «Промстрой»

Заказчик – ПАО «ГМК «Норильский никель»

**«ПАО «ГМК «Норильский никель».
Нейтрализация серной кислоты – 2.
Переустройство надземных магистральных
газопроводов АО «Норильсктрансгаз»
(шифр: НСК-2, КП-СП)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Том 3.1.1

Книга 1. Текстовая часть

НСК-2-КП-СП-19/2022-ТКР1.1

Главный инженер

Главный инженер проекта

А.А. Юрин

г. Москва
2022

Обозначение	Наименование	Примечание
НСК-2-КП-СП-19/2022-ТКР1.1.С	Содержание тома 3.1.1	
НСК-2-КП-СП-19/2022-СП	Состав проекта	отдельным ТОМОМ
НСК-2-КП-СП-19/2022-ТКР1.1.ПЗ	Текстовая часть	

Взам. инв. №												
	Подпись и дата											
Инв. № подл.	НСК-2-КП-СП-19/2022-ТКР1.1.С											
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
	Разраб.	Горшунов			12.10.22							
	Проверил	Юрин			12.10.22							
Н. контр.	Юрин			12.10.22								
<p>Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения Содержание тома 3.1.1</p>						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов										
П		1										
												

Список исполнителей

	Подпись	ФИО	Дата
Разработал	Горшунов		15.10.22
Проверил	Горшунов		15.10.22
Нормоконтроль	Юрин		15.10.22
ГИП	Юрин		15.10.22

СОДЕРЖАНИЕ

1.1	Местоположение участка работ	6
1.2	Климатическая характеристика района работ	8
1.3	Геологическое строение	11
1.4	Гидрологические условия.....	20
1.5	Опасные природные процессы.....	26
1.6	Описание существующих и проектируемых зданий и сооружений	28
2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	29
2.1	Общие данные	29
2.2	Сведения о категории и классе линейного объекта	30
2.3	Сведения о проектной мощности линейного объекта	34
2.4	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий)	36
2.5	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	37
2.6	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	39
2.7	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	39
2.8	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	39
2.9	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	41
2.10	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	41
2.11	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	43
2.12	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"	46
3	МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД.....	47
3.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	47
3.2	Характеристика параметров трубопровода	47

3.3	Обоснование диаметра трубопровода	48
3.4	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	48
3.5	Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок	48
3.6	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации	49
3.7	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов.....	56
3.8	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании, и потенциальной необходимости в них	56
3.9	Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий	56
3.10	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	57
3.11	Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта	57
3.12	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	57
3.13	Описание системы диагностики состояния трубопровода	57
3.14	Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой.....	60
3.15	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	60
3.16	Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	62
3.17	Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов).....	65
3.18	Оценка возможных аварийных ситуаций	66
3.19	Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон.....	68
3.20	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий.....	70
3.21	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопровода в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов).....	71
3.22	Обоснование безопасного расстояния от оси магистрального трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении магистрального трубопровода с указанными	

	объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами	89
3.23	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов	92
3.24	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод	99
3.25	Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок	100
3.26	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам	101
3.27	Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета ...	101
3.28	Основные материалы и изделия, применяемые для выполнения строительства газопровода	101
3.29	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода	102
3.30	Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве	103
3.31	Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	103
3.32	Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек	104
3.33	Мероприятия по безопасности и сохранности действующих газопроводов..	105
	ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ А ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ПРОЕКТУ ПАО ГМК «НОРИЛЬСКИЙ НИКЕЛЬ» АО «НОРИЛЬСКТРАНСГАЗ»	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПЕРЕСЕЧЕНИЕ, СБЛИЖЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ, РЕМОНТИРУЕМЫХ СЕТЕЙ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ С ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ УВВС АО «НТЭК»	114
	ПРИЛОЖЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПЕРЕСЕЧЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПУТЕЙ ПРОЕКТИРУЕМЫМИ ОБЪЕКТАМИ ПРЕДПРИЯТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА....	116
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПЕРЕСЕЧЕНИЕ, СБЛИЖЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ, РЕМОНТИРУЕМЫХ СЕТЕЙ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ С ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ УВВС АО «НТЭК»	118
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ОБУСТРОЙСТВО ПЕРЕСЕЧЕНИЯ СЕТЕЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ АО «НТЭК»	120
	СПИСОК НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	121

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ.....123

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАССЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

1.1 Местоположение участка работ

Участок изысканий находится в Красноярском крае, на юге Таймырского полуострова, в г. Норильск. Ближайшая жилая застройка г. Норильск расположена в 1,6 км в восточном направлении от участка работ.

Норильск – город краевого подчинения Красноярского края. Административный центр городского округа город Норильск. Расположен на севере края, на юге Таймырского полуострова, примерно в 90 км к востоку от Енисея. Норильск – самый северный в мире город с постоянным населением более 150 000 жителей.

Площадь муниципального образования город Норильск составляет 4,5 тысячи км².

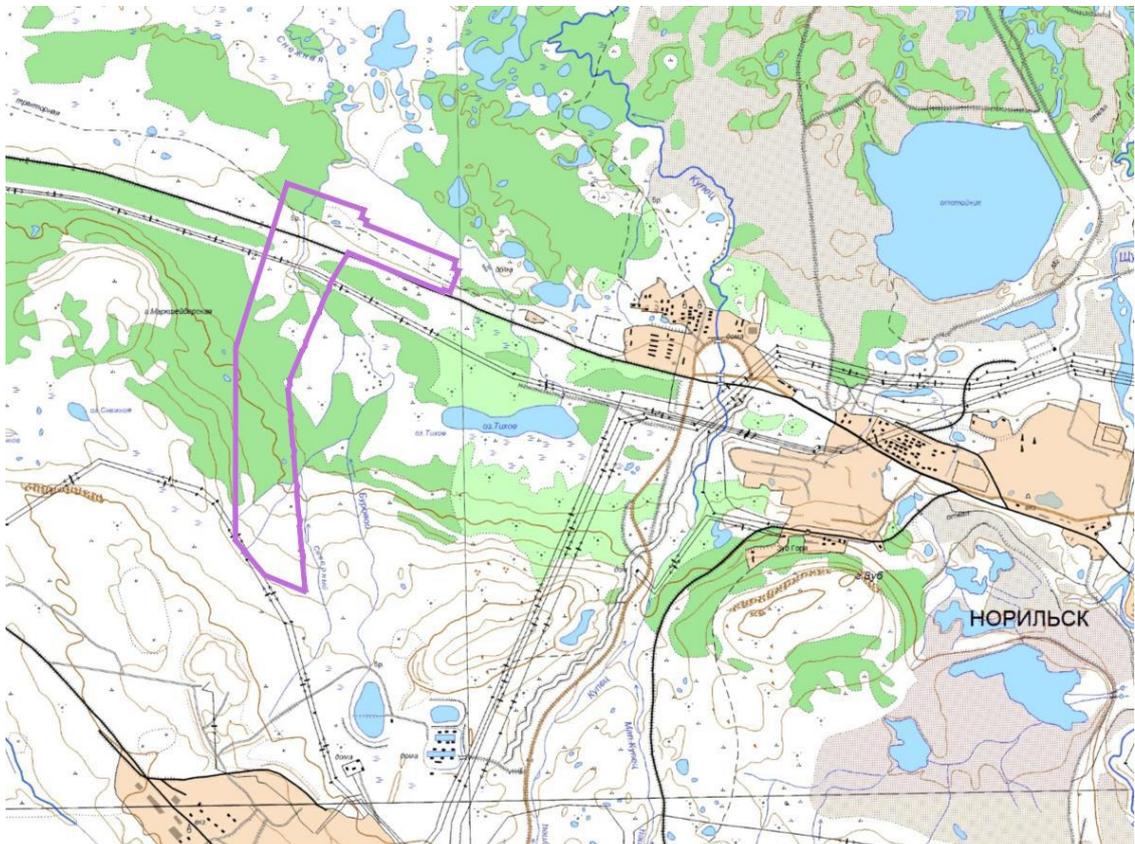


Рисунок 1 – Обзорная схема расположения участка работ

Согласно Выпискам из Единого государственного реестра недвижимости, категория земель участка под расположение проектируемых магистральных газопроводов:

- земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

Рассматриваемая территория расположена на Среднесибирском плоскогорье, которое занимает западную часть Сибирской платформы. В целом это обширное и сравнительно высокое плато, поверхность которого расчленена долинами многочисленных рек. На большей части плоскогорья абсолютные отметки довольно однообразны. Район изысканий относится к району гор Путорана и Тунгусского плато, расположенному в северной части плоскогорья. Район охватывает обширную территорию, расчлененную глубокими разломами, занятыми ныне речными долинами современной гидрографической сети, на ряд отдельных поднятий, блоков и возвышений. Вершины многочисленных хребтов и гряд, различно ориентированных в отношении сторон света, достигают отметок 1200-1500 м и выше.

К юго-западу от самой высокой части гор Путорана местность понижается и переходит, в так называемое, Тунгусское трапповое плато. Средняя высота плато около 1000 м. К северо-западной части Тунгусского плато примыкает Приенисейская террасовая равнина, среди которой поднимаются останцевые пластово-трапповые горы, в том числе хребет Лонтокойский Камень, наивысшая вершина которого поднимается до 766 м. От гор Путорана этот хребет отделен тектонической депрессией, так называемой «Норильской долиной». Всклощенное дно этой депрессии сложено ледниковыми отложениями, высотные отметки наиболее пониженной части колеблются от 50 до 100 м, а по краям депрессии увеличиваются до 200 м и более. По дну депрессии, в наиболее низкой его части, течет р. Рыбная и р. Норилка, а в северной части лежит оз. Мелкое. Мощность многолетнемерзлых пород на территории Приенисейской равнины составляет 200-400 м; толщина оттаивающего слоя грунта колеблется от нескольких десятков сантиметров до 3-4 м. Часть поверхности равнины и склоны прилегающих к ней гор залесены (лиственница), редкостойный лес поднимается до отметок около 500 м; наиболее высокая часть хребта занята мохово-лишайниковой тундрой.

На участке изысканий естественный рельеф поверхности пересеченный, местами осложнен коренными склонами с выходами скальных пород, абсолютные отметки поверхности находятся в диапазоне от 44 до 165 м в Балтийской системе высот. Углы наклона поверхности на участке изысканий от 2° до 8°, на отдельных участках до 23°. Естественный рельеф на участке изысканий был нарушен при строительстве дорог, зданий и других сооружений.

Целенаправленное изменение рельефа в районе изысканий произошло в результате воздействия современных технических средств, применяемых при строительстве дорог, каналов, трубопроводов, добыче полезных ископаемых, создании водоемов различного назначения.

1.2 Климатическая характеристика района работ

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства (СП 131.13330.2020) район работ относится к I району, попадает на подрайон ИБ климатического районирования.

Климатическая характеристика района изысканий составлена по данным наблюдений ближайшей метеостанции Норильск.

Климат района расположения Норильска – субарктический, суровый, с продолжительной морозной зимой, причем очень часто сильные морозы отмечаются в сочетании с сильными ветрами. Характерной особенностью климата являются частые метели. Лето короткое, прохладное и пасмурное. Увлажнение достаточное, осадки практически равномерно выпадают в течение года.

Над рассматриваемой территорией перенос воздушных масс обычно осуществляется в направлении с запада на восток, однако временами наблюдаются выходы циклонов с юга или юго-запада, обуславливающие нередко обильные осадки. Осенью, наоборот, чаще вторгаются воздушные массы, приходящие с севера – со стороны Баренцева и Карского морей. Зимой, особенно в декабре-феврале, циклоническая деятельность проявляется слабо, так как в это время обычно развивается антициклогенез. Увеличение цикличности наблюдается в северной части края, где располагается барическая ложбина, простирающаяся от Исландского минимума. Зимой циклоны чаще всего проходят по побережью Карского моря. Вблизи полярного круга наибольшая их повторяемость отмечается преимущественно осенью и в начале зимы, что обуславливает повышенные осадки, сумма которых местами достигает в октябре максимальной годовой величины.

Средняя годовая температура воздуха составляет минус 9,2°С. Самым холодным месяцем года является январь, средняя месячная температура которого составляет минус 27,0°С. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает минус 56,1°С, средняя минимальная температура – минус 31,0°С.

Самый теплый месяц года – июль, его средняя месячная температура составляет плюс 14,3°С. Абсолютный максимум температуры воздуха достигает плюс 32,2°С, средняя максимальная температура – плюс 19,3°С.

Продолжительность теплого периода года составляет 124 дня, холодного периода – 241 день.

Среднее годовое число дней со среднесуточной температурой воздуха минус 40°С и ниже составляет 18,6 дней.

Таблица 1.1 – Климатические параметры теплого и холодного периодов года по метеостанции Норильск

Климатическая характеристика	Значение
Климатическая характеристика холодного периода	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С обеспеченностью 0,98 %	-51,5
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С обеспеченностью 0,92 %	-49,2
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С обеспеченностью 0,98 %	-48,5
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С обеспеченностью 0,92 %	-46,6
Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца, °С	-31,0
Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца, °С	-27,0
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-56,1
Продолжительность, сутки и средняя температура воздуха, °С периода со средней суточной температурой воздуха < 8°С	286 сут. -14,4
Продолжительность холодного периода года (дни)	241
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	77
Количество осадков с октября по май, мм	264
Преобладающее направление ветра с октября по май	ЮВ
Климатическая характеристика теплого периода	
Температура воздуха, °С обеспеченностью 0,99 %	21,5
Температура воздуха, °С обеспеченностью 0,95 %	16,2
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	19,3
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	32,2
Продолжительность теплого периода года (дни)	124
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	67
Количество осадков с июня по сентябрь, мм	202
Преобладающее направление ветра с июня по сентябрь	СЗ, З
Суточный максимум осадков обеспеченностью 1 %, мм	64,3

В районе участка изысканий наблюдаются опасные метеорологические процессы и явления: сильный ветер (более 25 м/с) и сильная метель (общая или низовая метель при средней скорости ветра не менее 15 м/с и видимости не более 500 м).

Средняя годовая температура поверхности почвы составляет минус 9°С, максимальных значений температура почвы достигает в июле и составляет плюс 16,2°С, минимальных значений температура почвы достигает в январе – минус 27,9°С (таблица 5.1.2.1).

Участок изысканий расположен в районе распространения сплошной вечной мерзлоты мощностью до 500 м. За период наблюдений с 1974 по 2018 гг. (исключая 1994–2001, 2010, 2011 гг.) среднее из максимальных значений глубины оттаивания почвы составило 114 см, максимальная глубина оттаивания – 150 см (2008 г.). Наблюдения за промерзанием почвы не производятся.

Таблица 1.2 – Характеристика температурного режима поверхности почвы по МС Норильск

Температура поверхности почвы, °С	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя месячная и годовая	-27,9	-27,1	-20,9	-13,4	-3,9	8,4	16,2	12,0	3,6	-8,8	-21,3	-25,0	-9,0

Устойчивый снежный покров образуется в первой декаде октября, разрушается в третьей декаде мая. Полный сход снежного покрова наблюдается в начале июня. Продолжительность периода со снежным покровом составляет 234 дня.

Наибольшая декадная высота снежного покрова по постоянной рейке составляет 122 см (таблица 1.3). Высота снежного покрова 1 % обеспеченности равна 141,7 см.

Таблица 1.3 – Средняя декадная высота снежного покрова (см) по постоянной рейке по МС Норильск

Месяц																								Наибольшие		
X			XI			XII			I			II			III			IV			V			ср.	макс.	мин.
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
–	10	13	19	23	26	26	28	30	30	29	30	33	34	35	36	38	39	40	42	39	38	32	24	55	122	16

Плотность снежного покрова с октября по декабрь нарастает, и далее колеблется в небольших пределах. Максимального значения плотность снежного покрова достигает в третьей декаде мая и составляет 0,34 г/см³. Запас воды в снежном покрове нарастает с октября и достигает своего максимального значения в марте – 126 мм.

Средняя продолжительность снеготаяния составляет 36 дней за период с 1963–2020 гг. Среднемноголетний объем снегопереноса за зиму составляет 528,9 м³/м, максимальный – 939,3 м³/м (1990 г.).

Согласно СП 20.13330.2016 по карте районирования территории по весу снегового покрова участок изысканий относится к V району (карта 1 приложения Е); согласно таблице 10.1 нормативное значение веса снегового покрова в районе V составляет 2,5 кН/м².

Согласно СП 20.13330.2016 Приложение К нормативное значения веса снегового покрова для города Норильск составляет 2,4 кН/м².

В соответствии с п. 10.2 СП 20.13330.2016 вес снегового покрова допускается определять в установленном порядке на основе данных ближайших метеостанций Росгидромета. При этом значение снеговой нагрузки следует принимать как превышаемый в среднем один раз в 50 лет ежегодный максимум веса снегового покрова, определяемый на основе данных маршрутных снегосъемок о запасах воды на защищенных от прямого воздействия ветра участках местности. В этом случае значение S_g следует вычислять по формуле $S_g = S_{g,50} / 1,4$.

Согласно СП 20.13330.2016 (актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) участок изысканий по толщине стенки гололеда относится к IV району (карта 3 приложения Е) с толщиной стенки гололеда (превышаемая раз в 5 лет) на элементах кругового сечения, расположенных на высоте 10 м над поверхностью земли, в 15 мм (согласно таблице 12.1) (нормативы для проектирования объектов трубопроводного, автомобильного транспорта и площадных объектов).

Согласно карте 1 приложения Е СП 20.13330.2016 участок работ относится к IV ветровому району. Для данного района нормативное значение ветрового давления согласно таблице 11.1 составляет 0,48 кПа (нормативы для проектирования объектов трубопроводного, автомобильного транспорта и площадных объектов).

Согласно СТО 44577806.14.24-1-69-2013 для всей территории Норильского промышленного района Красноярского края расчетное, $w_{0,1}$, и нормативное, $w_{0,2}$, значения ветрового давления составляют 1,0 кПа (100 кгс/м²) и 0,6 кПа (60 кгс/м²) соответственно (таблица 1 СТО 44577806.14.24-1-69-2013).

1.3 Геологическое строение

Согласно почвенно-географическому районированию территории России, рассматриваемый район работ расположен в зоне тундровых глеевых почв и подбуров Субарктики Евразийской полярной почвенно-биолиматической области, Восточно-

Сибирской почвенной провинции. В районе изысканий распространены тундровые глеевые торфянисто-перегнойные (глееземы торфянистые и перегнойные тундровые). Растительный покров изыскиваемой территории характерен зонам лесотундры, горной тундры, тундры. Для лесотундры характерны лиственничные леса с подлеском из кустарника карликовой ольхи и берёзы. Моховые и лишайниковые тундры с кислым классом водной миграции развиты преимущественно в горной части района. Кустарниковые тундры и лесотундры с кислым глеевым классом водной миграции развиты в равнинной части района, а также в котлованах крупных озер.

По результатам бурения инженерно-геологических скважин геологический разрез на участке изысканий до глубины 8,0-22,0 м характеризуется распространением четвертичных биогенных (I,рН), аяклинских озерных и аллювиальных (IQIIIH-ak), большешаровских флювиогляциальных (fQIIIbsh), вальковских озерно-ледниковых (lgQIIIvl) и ледниковых отложений ермаковской основной и краевой морены (gQIIIer), подстилающихся скальными грунтами магматического (T1) и осадочного (D1zb-rz) комплексов.

Геолого-литологический разрез:

Четвертичная система – Q

Биогенные отложения (I,рН)

- Торф буро-коричневый слаборазложившийся (ИГЭ-2.4). Грунт талый, получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважине № 104г под почвенно-растительным слоем с глубины 0,1 м. В скважине 155г торф с включениями древесины вскрыт с глубины 5,5 м. Мощность 0,3-1,0 м.

- Торф коричневый, темно-коричневый слаборазложившийся мерзлый сильнольдистый (ИГЭ-2.4сл). Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 1г, 2г, 3г, 4г, 5г, 7г, 13г, 16г, 17г, 89г, 90г, 99г с поверхности и с глубины 0,1-0,2 м. Мощность 0,2-0,8 м.

Аяклинские озерные и аллювиальные, большешаровские флювиогляциальные и вальковские озерно-ледниковые отложения (IQIIIH-ak, fQIIIbsh, lgQIIIvl) представлены следующими грунтами:

- Суглинок серый, коричневый легкий песчанистый тугопластичный с примесью органического вещества (РГЭ-2.2б-ов): с единичными включениями гравия, гальки (до 3%) магматических пород; местами с дресвой и гарвием (до 15-21 %) магматических, реже осадочных пород, с прослоями супеси коричневой пластичной (до 10 см), песка коричневого крупного, средней крупности, мелкого (до 1-2 см), редко с прослоями гравийного грунта с

супесчаным заполнителем средней степени водонасыщения и суглинка полутвердого (до 10 см). Грунт талый. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-7,8 м. Мощность 0,1-3,3 м.

- Суглинок коричневый, коричневато-серый, серый, темно-серый гравелистый тугопластичный с примесью органического вещества (РГЭ-2.2б-г-ов) (галька, гравий до 34% хорошо-, средне- и плохоокатанные магматических пород); с прослоями до 5-10 см песка коричневого различной крупности, супеси пластичной, суглинка мягкопластичного. Грунт талый. Получил локальное распространение, встречен с поверхности и с глубины 0,1-10,7 м, мощность 0,2-14,9 м.

- Суглинок коричневый, темно- и светло-коричневый, серый мягкопластичный с примесью органического вещества (РГЭ-2.2в-ов), без включений, с единичными включениями дресвы и гравия (до 10%), редко с гравием и дресвой (до 24%) магматических, реже осадочных пород, с прослоями до 2-10 см песка различной крупности и супеси пластичной. Грунт талый. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-9,0 м, мощность 0,2-5,8 м.

- Суглинок коричневый, серовато-коричневый, серый, темно-серый пластичномёрзлый слабодыстый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-п-ов), без включений, с единичными включениями дресвы и гравия (до 10%), редко с гравием и дресвой (до 24%) магматических, реже осадочных пород; криотекстура - слоистая (толщина шпиров до 0,1-0,5 см), реже корковая и массивная. При оттаивании - от тугопластичного до текучепластичного. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-7,6 м, мощность 0,5-11,7 м.

- Суглинок серый, коричневый, серо-коричневый гравелистый пластичномёрзлый слабодыстый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-п-г-ов) (гравий, галька до 49% средне- и хорошоокатанные магматических, реже осадочных пород, с включениями щебня и дресвы осадочных пород); криотекстура – слоистая (толщина шпиров до 2 см), реже массивная, корковая. При оттаивании - от тугопластичного до текучепластичного. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-11,0 м, мощность 0,3-12,7 м.

- Суглинок коричневый, серовато-коричневый, серый, темно-серый пластичномёрзлый льдыстый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2л-п-ов) без включений, с единичными включениями гальки, гравия, дресвы и щебня (до 15%), с включениями гальки, гравия, дресвы и щебня (до 24%) магматических пород; криотекстура - слоистая (толщина шпиров до 0,2-1,0

см), корковая. При оттаивании - текучий. Получил значительное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 19г, 26г, 42г, 44г, 48.1г, 49г, 51г, 52г, 60г, 70г, 108г, 111г, 113г, 114г, 119г, 120г, 121г, 126г, 129г, 130г, 131г, 132г, 154г, 158г с глубины 0,1-15,7 м, мощность 1,1-8,3 м.

- Суглинок серый, темно-серый пластичномерзлый сильнольдистый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2сл-п-ов) без включений, с единичными включениями гравия, дресвы и щебня (до 12%) магматических и осадочных пород; криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 2см), атакситовая. При оттаивании - текучий. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 129г, 151г, 154г с глубины 4,0-7,7 м, мощность 1,3-3,5 м.

- Суглинок коричневый, светло- и темно-коричневый, серый, светло- и темно-серый, серо-коричневый твердомерзлый слабольдистый с примесью органического вещества (ИГЭ-2.2с-ов) без включений, с единичными включениями гальки, гравия, дресвы и щебня (до 14%), с гравием, галькой, дресвой и щебнем (до 24%) магматических и осадочных пород; с единичными глыбами и валунами магматических и осадочных пород; с прослоями до 5-10 см супеси твердомерзлой слабольдистой, суглинка гравелистого и галечникового твердомерзлого слабольдистого; криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 0,2-2 см), реже корковая, массивная. При оттаивании – от тугопластичного до текучепластичного. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-16,9 м, мощность 0,3-5,0 м.

- Суглинок серый, темно-серый, серо-коричневый, коричневый гравелистый твердомерзлый слабольдистый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-г-ов) (гравий, галька, до 48% плохо, средне- и хорошо окатанные магматических пород, с включениями щебня и дресвы осадочных пород), с единичными глыбами и валунами; криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 2 см), реже корковая, массивная. При оттаивании от тугопластичного до текучепластичного. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-16,9 м, мощность 0,3-5,0 м.

- Суглинок коричневый, светло-коричневый, серый, темно-серый, серо-коричневый твердомерзлый льдистый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2л-ов), без включений, с единичными включениями гальки, гравия, дресвы и щебня (до 14%), с гравием, дресвой, щебнем (до 24%) магматических и осадочных пород; с единичными глыбами и валунами магматических и осадочных пород; часто с прослоями до 2-10 см супеси твердомерзлой льдистой, песка различной крупности; криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 0,5-2,0 см),

массивная, корковая. При оттаивании - текучий. Получил значительное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 2г, 3г, 6г, 7г, 10г, 11г, 12г, 13г, 15г, 16г, 17г, 18г, 22г, 23г, 25г, 34г, 38г, 39г, 50г, 54г, 59г, 65г, 68г, 83г, 87г, 89г, 90г, 91г, 96г, 97г, 98г, 107г, 128.1г, 129г, 134г, 140г, 141г, 149г, с поверхности и с глубины 0,1-17,5 м, мощность 0,5-15,2 м.

- Суглинок серый, серо-коричневый твёрдомёрзлый, сильнольдистый с примесью органического вещества (РГЭ-2.2сл-ов) с единичными включениями гравия, дресвы, гальки, щебня (до 8%), с гравием, галькой, щебнем (до 21%) магматических и осадочных пород, редко с прослоями до 20 см ледогрунта (ледогрунт с суглинком); криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 0,5-2 см), атакситовая. При оттаивании - текучий. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 50г, 54г, 59г, 134г с глубины 3,6-9,0 м, мощность 2,2-5,2 м.

- Супесь серая, темно-серая, серо-коричневая, коричневая твёрдомёрзлая слабольдистая с примесью органического вещества (РГЭ-2.3с-ов), с прослоями до 2-10 см суглинка твёрдомёрзлого слабольдистого, песка различной крупности твердомерзлого слабольдистого; криотекстура-слоистая (толщина шлиров до 0,2-2см), массивная. При оттаивании – пластичная, текучая. Получила широкое распространение в пределах участка изысканий, встречена с поверхности и с глубины 0,1-14,4 м, мощность 0,45-5,7 м.

- Супесь серая, темно-серая, серо-коричневая, коричневая твёрдомёрзлая льдистая с примесью органического вещества (РГЭ-2.3с-ов), с прослоями до 2-10 см суглинка твёрдомёрзлого слабольдистого, песка различной крупности твердомерзлого слабольдистого; криотекстура-слоистая (толщина шлиров до 0,5-2 см), реже массивная. При оттаивании – текучая. Получила локальное распространение в пределах участка изысканий, встречена с глубины 0,1-5,5 м, мощность 0,6-4,2 м.

- Песок серый, темно-серый, серо-коричневый, коричневый пылеватый твёрдомёрзлый льдистый с примесью органического вещества (РГЭ-2.5л-ов), с прослоями до 2-20 см суглинка пластиномерзлого, твердомерзлого слабольдистого, супеси твердомерзлой слабольдистой и песка различной крупности твердомерзлого слабольдистого и льдистого; криотекстура - массивная. При оттаивании водонасыщенный. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 1г, 2г, 3г, 4г, 5г, 6г, 7г, 8г, 9г, 10г, 12г, 13г, 14г, 15г, 18г, 23г, 24г, 25г, 28г, 32г, 40г, 88г, 89г, 90г, 91г, 109г, 110г, 113г, 114г, 115г, 116г, 117г с глубины 0,1-12,0 м, мощность 0,3-10,6 м.

- Песок серый, светло- и темно-серый, серо-коричневый, коричневый мелкий твёрдомёрзлый льдистый (РГЭ-2.6л), с прослоями до 5-20 см суглинка пластиномерзлого, твердомерзлого слабольдистого, супеси твердомерзлой слабольдистой и песка пылеватого твердомерзлого слабольдистого и льдистого; криотекстура - массивная. При оттаивании водонасыщенный. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 1г, 2г, 3г, 4г, 5г, 6г, 7г, 8г, 9г, 10г, 11г, 14г, 15г, 16г, 19г, 20г, 23г, 25г, 29г, 30г, 31г, 32г, 36г, 37г, 42г, 43г, 44г, 45г, 87г, 88г, 89г, 90г, 91г, 99г, 101г, 102г, 103г, 104г, 105г, 106г, 110г, 115г с глубины 0,1-16,0 м, мощность 0,4-11,8 м.

- Песок коричневый, серый, темно-серый, серо-коричневый средней крупности твердомерзлый слабольдистый (РГЭ-2.8с), с прослоями до 5-20 см суглинка и супеси твердомерзлых и пластичномерзлых слабольдистых, песка различной крупности твердомерзлого слабольдистого, редко с единичными глыбами и валунами магматических и осадочных пород; криотекстура-массивная. При оттаивании – средней степени водонасыщения и водонасыщенный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 0,7-14,9 м, мощность 0,5-4,9 м.

- Гравийный грунт: гравий, галька до 87% плохо-, средне- и хорошоокатанные магматических и осадочных пород (РГЭ-2.10.2а-ов), с единичными включениями дресвы и щебня осадочных пород, с частыми прослоями до 5-10 см песка гравелистого; заполнитель-супесь и суглинок серые, коричневые с примесью органического вещества. Грунт талый средней степени водонасыщения и водонасыщенный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-7,8 м, мощность 0,1-5,0 м.

- Гравийный грунт: гравий, галька до 76% плохо-, средне- и хорошоокатанные магматических и осадочных пород (РГЭ-2.10а-с-ов), не редко с прослоями до 5-10 см песка различной крупности твердомерзлого слабольдистого и супеси твердомерзлой слабольдистой, часто с включениями глыб и валунов магматических и осадочных пород; заполнитель-супесь и суглинок серые, коричневые с примесью органического вещества; криотекстура-корковая, реже массивная. Грунт твердомерзлый слабольдистый, при оттаивании – средней степени водонасыщения и водонасыщенный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с поверхности и с глубины 0,1-11,0 м, мощность 0,6-3,9 м.

- Галечниковый грунт: галька, гравий до 88% плохо-, средне- и хорошоокатанные магматических и осадочных пород (РГЭ-2.11а-с-ов), часто с включениями глыб и валунов магматических и осадочных пород; заполнитель - супесь и суглинок серые, коричневые с

примесью органического вещества; криотекстура - корковая. Грунт твердомерзлый слабольдистый, при оттаивании средней степени водонасыщения и водонасыщенный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 0,1-9,0 м, мощность 0,5-4,2 м.

- Ледогрунт серый (льда до 90%) (ИГЭ-4), часто с единичными включениями гальки и гравия (до 5%), реже до 15% магматических и осадочных пород, часто с прослоями до 1-10 см суглинка и супеси твердомерзлых сильно- и очень сильнольдистых. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 35г, 49г, 50г, 54г, 59г, 65г, 68г, 125г, 128г, 130г, 131г, 133г, 154г, 158г с глубины 0,8-14,0 м, мощность 0,9-5,8 м.

Ледниковые отложения ермаковской основной и краевой морены (gQIIIer) представлены следующими грунтами:

- Суглинок серый, темно-серый, коричневый, темно-коричневый дресвяный пластичномёрзлый слабольдистый (ИГЭ-3.2с-п-д) (дресва и щебень до 49% осадочных, реже магматических, пород низкой и пониженной прочности, сильновыветрелых, включения гравия и гальки магматических пород), часто с глыбами и валунами магматических и осадочных пород; криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 0,5 см), корковая. При оттаивании - от полутвердого до мягкопластичного. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 5,6-18,8 м, мощность 0,6-11,4 м.

- Суглинок серый, темно-серый, коричневый дресвяный твердомерзлый слабольдистый (ИГЭ-3.2с-д) (дресва и щебень до 47% осадочных, реже магматических, пород низкой, пониженной и средней прочности средне- и сильновыветрелые, включения гравия и гальки магматических пород), часто с глыбами и валунами магматических и осадочных пород; криотекстура - слоистая (толщина шлиров до 0,5см), корковая. При оттаивании - от полутвердого до мягкопластичного. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 3,0-17,7 м, мощность 0,7-12,2 м.

- Суглинок серый, темно-серый, коричневый щебенистый твёрдомёрзлый слабольдистый (ИГЭ-3.2с-Щ) (щебень, дресва до 49% пониженной и средней прочности осадочных, реже магматических, пород, включения гравия и гальки магматических пород); криотекстура – корковая, реже массивная и слоистая (толщина шлиров до 0,2-2,0 см). При оттаивании - тугопластичный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 3,5-17,5 м, мощность 0,6-7,6 м.

- Дресвяный грунт: дресва, щебень до 79% осадочных, реже магматических пород низкой, пониженной и средней прочности (ИГЭ-3.12а-с), не редко с глыбами магматических и

осадочных пород; с прослоями до 5-15 см суглинка дресвяного и щебенистого грунта, в скважине №29г с глубины 14,7 м с прослоями до 2 см ледогрунта; заполнитель - суглинок серый, зеленовато-серый, серо-коричневый, реже супесь; криотекстура - корковая, реже массивная. Грунт твердомерзлый слабодистый. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 3,8-20,2 м, мощность 0,8-8,5 м.

- Щебенистый грунт: щебень, дресва до 87% осадочных пород низкой, пониженной прочности и малопрочных, включения гравия и гальки магматических пород (ИГЭ-3.13.2а) с единичными глыбами магматических и осадочных пород; заполнитель - суглинок и супесь коричневые, серые с редкими прослоями до 2-10 см глины и суглинка с дресвой и щебнем. Грунт талый, средней степени водонасыщения и водонасыщенный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 46г, 47г, 48г, 48.1г, 58г, 62г, 63г, 70г, 76г, 77г, 123г, 138г, 152г, 156г, 159г с глубины 3,0-12,5 м, мощность 0,8-11,9 м.

- Щебенистый грунт: щебень, дресва до 98% низкой, пониженной и средней прочности средне и слабовыветрелые осадочных, реже магматических, пород, (ИГЭ-3.13а-с) редко с включениями гальки и гравия магматических пород, часто с единичными глыбами и валунами магматических и осадочных пород, не редко с прослоями до 10 см суглинка и глины дресвяных, щебенистых, дресвяного грунта; заполнитель – суглинок и супесь серые, серо-коричневые, серо-зеленые, коричневые; криотекстура - корковая, реже массивная. Грунт твердомерзлый слабодистый. Получил широкое распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 2,8-19,3 м, мощность 0,7-9,0 м.

Образования триасовой системы (Т1) представлены:

- Долерит черно-зеленый, серый, зеленовато-серый, темно-серый очень прочный слабыветрелый неразмягчаемый трещиноватый (ИГЭ-5.1). Выход в виде щебня и столбиков до 10-40см. Грунт талый и морозный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 4,5-16,0 м, мощность 1,0-7,9 м.

- Долерит серый, темно-серый, серовато-зелёный, черный прочный слабыветрелый неразмягчаемый среднетрещиноватый (ИГЭ-5.2). Выход в виде столбиков до 5-30 см. Грунт талый и морозный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен с глубины 4,9-12,0 м, мощность 1,3-6,0 м.

Отложения девонской системы (D1zb-rz) представлены:

- Алеврит темно-серый, серый, зеленовато-серый, буровато-серый, красно-коричневый средней прочности очень плотный слабыветрелый, средневетрелый размягчаемый сильнотрещиноватый, среднетрещиноватый, трещиноватый (ИГЭ-9.3) (трещины

разнонаправленный, открытые, выполнены гипсом, суглинком), редко с прослоями песчаника средней прочности неразмягчаемого, доломита серого прочного неразмягчаемого, алевролита малопрочного, местами переслаивание с аргиллитом темно-коричневым, темно-зеленым. Выход в виде щебня и столбиков до 5-50см. Грунт морозный, местами талый. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 20г, 45г, 46г, 93г, 94г, 118г, 119г, 156г, 159г с глубины 6,5-18,7 м, мощность 1,3-7,0 м.

– Алевролит серый, темно-серый, красно-коричневый низкой прочности плотный, слабовыветрелый, средневыветрелый размягчаемый среднетрещиноватый, сильнотрещиноватый, трещиноватый (ИГЭ-9.6) (трещины узкие, заполнены льдом до 1-2мм, ангидритом, суглинком), местами с прослоями алевролита пониженной прочности, прослоями до 10см аргиллита и песчаника малопрочного и пониженной прочности, с тонкими прослоями гипса черного до 2-3см. Выход в виде щебня и столбиков до 5-35см. Грунт талый и морозный. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 45г, 46г, 133г с глубины 11,9-14,0 , мощность 2,6-3,5 м.

– Ангидрит серый, зеленовато-серый средней прочности, слабовыветрелый, средневыветрелый, трещиноватый (ИГЭ-12) (трещины субгоризонтальные, редко субвертикальные заполнены гипсом, кварцем), редко с прослоями до 10 см алевролита серого низкой прочности. Выход в виде щебня, глыб и столбиков до 5-40 см. Грунт морозный, местами талый. Получил локальное распространение в пределах участка изысканий, встречен в скважинах №№ 21г, 24г, 94г, 100г, 118г с глубины 13,5-18,0 м, мощность 1,0-6,5 м.

К специфическим особенностям органических грунтов относятся высокая пористость и влажность, большая сжимаемость, существенное изменение деформационных, прочностных и фильтрационных свойств при нарушении их естественного сложения, длительное развитие осадок во времени и возможность возникновения нестабилизированного состояния.

Эти особенности позволяют считать грунты малопригодными для строительства на них различных сооружений.

При расчете оснований, сложенных техногенными, органическими грунтами следует рассмотреть необходимость применения:

- а) мероприятий по предохранению грунтов основания от ухудшения свойств;
- б) мероприятий, направленных на преобразование строительных свойств грунтов;
- в) конструктивных мероприятий, уменьшающих чувствительность сооружений к деформациям основания (прорезка грунтов сваями на полную мощность).

К специфическим особенностям льдистых грунтов относятся просадки поверхности рельефа при растеплении мерзлых грунтов (образование термокарстовых форм рельефа).

В области распространения многолетнемерзлых пород даже небольшие нарушения естественных условий приводят к проявлениям термокарста. При нарушении естественных условий и вытаивании сильнольдистых грунтов и ледогрунта, возможно образование термокарстовых оседаний поверхности на глубину, соответствующую мощности льда (прослойка льда). Также неблагоприятные последствия могут возникнуть и при оттаивании льдистых грунтов, связанные с неравномерной осадкой толщи.

При расчете оснований сооружений необходимо учитывать наличие в толще льдистых грунтах и ледогрунта в зависимости от принципа проектирования.

При проектировании сооружений по I принципу, необходимо учесть мероприятия для сохранения вечной мерзлоты.

При проектировании по II принципу, необходимо определить величину оттаивания мерзлых грунтов, зону теплового влияния проектируемого сооружения на грунтовый массив и учесть осадку поверхности после растепления данных грунтов, если они попадают в эту зону.

Нормативная глубина сезонного промерзания на участке изысканий, составляет для торфов – 1,7-1,8 м, суглинков – до 2,8-4,2 м, для супесей – до 3,2-3,6 м, для песков – до 3,9-4,2 м, для крупнообломочных грунтов – до 3,6-4,4 м.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации СП 14.13330.2018 [9] и карте ОСР-2015-С [11] район расположен в пределах зоны с интенсивностью 5 баллов по шкале MSK-64 с 1% вероятностью превышения интенсивности землетрясений в течении 50 лет, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 5000 лет (карта С). Полевые работы проведены при соблюдении контроля качества данных работ.

1.4 Гидрологические условия

Водные объекты района относятся к бассейну рек, впадающих в Карское море между мысами Маттесаля и Челюскин. Речная сеть района сформировалась в основном в давние геологические эпохи. Важную роль в формировании речной сети сыграли сдвиги и разломы, во много предопределившие современный характер в распределении рек и направлении течения. Весьма характерным является радиальное строение гидрографической сети и такой же характер распределения речного стока. Средний коэффициент густоты речной сети района составляет 0,6–0,7 км/км². Гидрография в районе изысканий представлена руч. Северный, впадающим в

руч. Буровой, и его левым притоком ручьем без названия № 2, руч. Буровой, впадающим в р. Снежная, а также ручьем без названия № 8, притоком ручья без названия № 2. Изыскиваемый участок расположен на водосборной площади р. Щучья, приурочен преимущественно к его долине (нумерация водных объектов соответствует отчету по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям НСК-2 КП-СП-ИГМИ1-Т).

Ручей Северный берет свое начало на склоне горы, в 1,5 км северо-западной Надеждинского металлургического завода, где спускается по горной местности на протяжении 3 км с юга-запада на север, и далее впадает с левого берега в ручей Буровой.

Долина ручья Северный в нижнем течении достигает 0,7 км. Форма долины ручья трапецеидальная, асимметричная.

Водосбор ручья Северный является типично тундровым, характерным для данного региона, лес на водосборе практически отсутствует, озера и болота на данном водосборе не встречены, поверхность водосбора каменистая, местами покрыта мхом и лишайником.

Склоны долины невысокие, плавно переходящие в участки поймы, высота склонов достигает в среднем 4–6 м, заняты травянисто-кустарниковой растительностью и редким лесом.

Пойма ручья практически отсутствует, наблюдается местами в виде небольших обособленных участков.

Русло ручья в пределах изучаемого участка умеренно извилистое. Средняя ширина русла 2,5 м. Дно русла сложено преимущественно суглинистым грунтом с гравийно-галечниковыми включениями в виде мелких, средних и больших по размерам валунов в полугорной части русла илом и гравийно-галечниковыми включениями – на равнинных участках русла Берега ручья в верховьях пологие, в нижней части ручья берега становятся более крутыми, заняты кустарниковой растительностью. При производстве инженерно-гидрометеорологических изысканий, выполняемых ООО ПСП «Автомост» в районе мороствора № 3 наблюдаются подмывы берегов (см. том 3 НСК-2 КП-СП-ИГМИ). В морфостворе № 3 ширина русла по урезам воды составляет 9,95 м, Глубина в русле составляет в среднем 23 см. Измеренный расход воды на момент полевых работ в гидростворе № 3 (совпадает с морфоствором № 3) – 0,02 м³/с.

Ручей Буровой берет свое начало на склоне горы, в 1,5 км севернее Надеждинского металлургического завода, где спускается по горной местности к равнине на протяжении 3,2 км с юга на север, где на 7 км от истока он сливается с ручьем без названия № 3, и образует реку Снежная.

Долина ручья Буровой достаточно широкая – от 1,0 км у истока реки, и до 2,5 км в своем нижнем течении. Форма долины реки трапецеидальная, асимметричная.

Водосбор ручья является типично тундровым, характерным для данного региона, лес на водосборе практически отсутствует, на водосборе расположены несколько мелких озер, болота на данном водосборе не встречены, поверхность водосбора каменистая, местами покрыта мхом и лишайником.

Склоны долины ручья невысокие, 3–4 м, местами заняты травянисто-кустарниковой растительностью и редким лесом.

Пойма ручья практически отсутствует, наблюдается местами в виде небольших обособленных участков.

Русло ручья умеренно извилистое. Дно русла сложено преимущественно суглинистым грунтом с гравийно-галечниковыми включениями. В русле ручья встречается большое количество мелких, средних и крупных по размерам валунов (фотография 3.3) также на более равнинных участках ручья преобладает суглинистый грунт и ил (фотография 3.4).

Берега ручья крутые, местами пологие, заняты кустарниковой растительностью.

В морфостворе № 1 ширина русла по урезам воды составляет 4,96 м, в морфостворе № 5 – 3,73 м. Глубина в русле составляет в среднем 30 см.

Измеренный расход воды на момент полевых работ в гидростворе № 1 (совпадает с морфоствором № 1) составил 0,09 м³/с, в гидростворе № 5 (совпадает с морфоствором № 5) – 0,06 м³/с.

Ручей без названия № 2 протекает с юго-запада на северо-восток, где впадает в ручей Северный с левого берега.

Водосбор ручья является типично тундровым, характерным для данного региона, лес на водосборе практически отсутствует, озера и болота на данном водосборе не встречены, поверхность водосбора каменистая, местами покрыта мхом и лишайником.

Склоны долины ручья невысокие, около 2,5 м, заняты кустарниковой растительностью и редким лесом.

Пойма ручья практически отсутствует, наблюдается местами в виде небольших обособленных участков.

Русло ручья в пределах изучаемого участка умеренно извилистое, имеет трапецеидальную форму. Средняя ширина русла 1,0–1,5 м. Дно русла сложено средними и мелкими валунами с примесью гальки. Берега пологие, низкие, задернованные, заняты

травянисто-кустарниковой растительностью, мхом В морфостворе № 1 ширина русла по урезам воды составляет 1,5 м. Глубина в русле составляет в среднем 10–15 см.

Ручей без названия № 8 протекает с юго-запада на северо-восток, где впадает в ручей без названия № 2 с левого берега.

Водосбор ручья является типично тундровым, характерным для данного региона, озера и болота на данном водосборе не встречены, поверхность водосбора каменистая, местами покрыта мхом и лишайником.

Склоны долины ручья невысокие, около 2,5 м, заняты кустарниковой растительностью и редким лесом.

Пойма ручья практически отсутствует, наблюдается местами в виде небольших обособленных участков.

Русло ручья в пределах изучаемого участка умеренно извилистое, имеет трапецеидальную форму.

Переходы трасс магистральных газопроводов через изыскиваемые водотоки согласно таблице 9.6 СП 11-103-97 относятся к I группе сложности (при ширине зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах до 1,5 м).

Трасса «Газопровод-отвод 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу» протяженностью 6 км. На своем протяжении трасса пересекает дважды ручей Буровой, Ручей Северный и ручьи без названия № 2 и № 8, временный водоток.

Трасса «Газопровод-отвод 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу» протяженностью 4,6 км. На своем протяжении трасса пересекает ручьи без названия № 2 и № 8, ручей Буровой, временный водоток.

Для района изысканий характерна многолетняя мерзлота. При этом значительное развитие получили подмерзлотные, межмерзлотные и надмерзлотные подземные воды в талых породах, разделенных водоупорными мерзлыми пластами, где вода находится в твердом состоянии. Мощность мерзлых пород составляет около 500 м, и надмерзлотные воды развиваются в маломощном подпочвенном слое рыхлых отложений, оттаивающем за короткое полярное лето на незначительную глубину. В связи с ограниченным сроком существования водоносного слоя и слабой водоносностью пород, содержащих надмерзлотные воды, последние существенной роли в подземном питании рек не играют.

В долинах рек и озерных впадинах, а также в зонах разрывных нарушений многолетняя мерзлота подвержена резко выраженной деградации. На таких участках ее верхняя граница опускается на глубину 150 м и более, местами достигая горизонтов подмерзлотных вод. В этих

условиях межмерзлотные и подмерзлотные воды могут быть основным источником подземного питания рек. На рассматриваемой территории ведущим фактором в формировании подземных вод является многолетняя мерзлота.

Участок изысканий приурочен к Турухано-Хантайской складчатой области с Хантайско-Рыбинским гидрогеологическим массивом. В этом гидрогеологическом районе влияние многолетней мерзлоты на взаимодействие подземных и поверхностных вод существенно ослаблено. Подземные воды, как правило, обладают напором. В различных по возрасту и составу породах в верхнем подмерзлотном горизонте они нередко связаны между собой, а движение их подчинено уклонам рельефа. Водообильность пород значительная.

Реки территории наиболее многоводны в теплую часть года, когда наблюдается весеннее или весенне-летнее половодье и паводки смешанного или дождевого происхождения. Наибольшая водность приурочена к весенне-летнему периоду. Максимум половодья проходит в середине июня – начале июля. Уровни весной начинают повышаться в мае, при ледоставе, вскрытие рек происходит в первой половине июня.

Наименее водоносны реки в холодный период года. Вследствие широкого распространения многолетней мерзлоты и глубокого сезонного промерзания приток подземных вод в реки затруднен, незначителен или полностью отсутствует.

Модуль среднегодового стока на реках района колеблется в пределах 15,8–16,2 л/с·км² по данным наблюдений на р. Долдыкан и р. Амбарная. Вследствие сплошного распространения многолетней мерзлоты условия стока весеннего половодья весьма благоприятны; этим, в частности, объясняются высокие коэффициенты среднего годового стока, колеблющиеся в пределах 0,6–0,8.

Весеннее половодье наблюдается ежегодно в виде хорошо выраженной волны. В формировании половодья участвуют талые, дождевые и подземные воды. Половодье начинается в последних числах мая. Максимум наступает в середине июня, после чего происходит медленный и затяжной спад, длящийся до появления на реках первых ледяных образований (конец сентября – начало октября) и прерываемый невысокими летне-осенними паводками. На долю главной составляющей – талых вод – приходится около 81 % общего объема стока. Деятельное участие в формировании половодья принимают также дождевые воды, на долю которых приходится 19 %.

Средняя продолжительность половодья составляет 43–50 дней, максимальная – до 63–66 дней. Наибольшие расходы в году наблюдаются в момент прохождения максимума

весеннего половодья. На реках-аналогах наблюдаемые величины максимальных модулей стока весеннего половодья находятся в диапазоне 740–1066 л/с*км².

Для рек рассматриваемого района характерны однорукавные немеандрирующие русла, либо русловая многорукавность в немеандрирующем русле (островно-осередковый тип). На изыскиваемых водотоках наблюдается однорукавное немеандрирующее русло.

Русла характеризуются такими признаками:

- извилистость долины обычно совпадает с извилистостью реки;
- узкие, глубоко врезаемые в коренные породы эрозионные долины;
- на дне и склонах долин много грубообломочного материала, часты выходы коренных

скальных пород.

Немеандрирующие реки обладают большими уклонами и скоростями течения, их русла изобилуют порогами, шиверами, перекатами. Поймы, как правило, отсутствуют или слабо развиты; если поймы имеются, то они очень узкие, преимущественно односторонние, сложенные из крупного аллювия (гравий, галечник, валуны). По берегам рек имеются нагромождения крупного грубообломочного материала.

На немеандрирующих участках рек и ручьев с русловой многорукавностью имеются острова и намывные осередки, перемываемые потоком.

Реки производят большую разрушительную работу. В половодье и в периоды прохождения сильных дождевых паводков они перемещают по своим руслам большое количество твердого материала.

Взвешенные наносы, как правило, проходят в русле транзитом. По дну водотоков перемещаются большие скопления аллювия (галька, гравий), поступающего со склонов долин водотоков.

По результатам полевого обследования водотоков определены основные составляющие донных отложений. Русла изыскиваемых водотоков сложены песчаным и гравийно-галечниковым грунтом. Соотношение гальки и песка составляет примерно 2:1. В руслах преобладают крупные и средние гальки размером 60–200 мм.

В период выполнения инженерно-гидрологических работ на руч. Северный, ручье б/н № 2, ручье б/н № 8 и временном водотоке сток отсутствовал, ввиду этого детальные промерные работы не производились. На изыскиваемых водотоках расчеты плановых и вертикальных деформаций не производились поскольку русла изыскиваемых водотоков устойчивые, немеандрирующие, их положение в плане не меняется, расчет величины отступления бровок берегов на участке изысканий не производится. Вертикальные деформации на

рассматриваемых водотоках также крайне малы, поэтому расчет величин вертикальных деформаций изыскиваемых водотоков также не производился.

1.5 Опасные природные процессы

На изыскиваемой территории присутствуют такие особо опасные гидрометеорологические явления, как сильный ветер и сильная метель. Сильный ветер на изыскиваемой территории может наблюдаться на протяжении всего года. Наиболее частая повторяемость сильного ветра наблюдается в период с января по апрель и с октября по декабрь. Сильные метели наблюдаются в период с января по апрель, реже – с октября по декабрь. С июля по сентябрь сильные метели на изыскиваемой территории не наблюдаются.

Особо опасные гидрологические процессы и явления на изыскиваемой территории отсутствуют.

Процесс подтопления отмечен в районах скважин №№ 21г, 42г, 43г, 47г, 48г, 48.1г, 58г, 62г, 63г, 76г, 108г, 118г, 123г, 152г, 155г, 156г, 159г. По подтопляемости территории, согласно приложения И СП 11-105-97 часть II [2], участки в районе данных скважин относятся к типу I-A (подтопленные в естественных условиях). Остальная территория относится к типу II-B (потенциально подтопляемые в результате техногенных воздействий).

Процесс подтопления может проявить себя и в периоды весеннего снеготаяния и обильного выпадения атмосферных осадков при формировании «верховодки» на кровле мерзлых грунтов. Такой водоносный горизонт непостоянен во времени, возникает в весенне-осенний период и исчезает в зимний.

Согласно СП 115.13330.2016 процесс подтопления на данной территории по категории опасности является опасным.

Из основных геологических, инженерно-геологических и криогенных процессов на участке изысканий следует отметить морозное пучение дисперсных грунтов, термокарст, морозобойное растрескивание и морозную сортировку грунтов, подтопление территории. Широкое распространение на участке изысканий получила плоскостная эрозия. Локальными участками отмечено развитие процесса солифлюкции. На участках пересечения с руслами реки и ручьев отмечена речная эрозия. Кроме того, на постоянных водотоках возможно образование наледей.

Морозное пучение возникает при промерзании грунта в слое сезонного промерзания и представляет собой увеличение объема грунта за счет замерзания свободной воды. Морозному пучению подвергаются, преимущественно, глинистые грунты – супеси, суглинки (относятся к

грунтам от слабопучинистых до сильнопучинистых), так же пучинистые свойства могут проявить пески пылеватые и обломочные грунты с суглинистым, супесчаным заполнителем.

Согласно СП 115.13330.2016 процесс морозного пучения на данной территории по категории опасности является опасным.

- озерно-ледниковыми отложениями: тальми суглинками тугопластичными (РГЭ-2.2б-ов – грунты слабопучинистые и среднепучинистые), суглинками гравелистые тугопластичными с примесью органического вещества (РГЭ-2.2б-г-ов – грунты практически непучинистые и слабопучинистые), суглинками мягкопластичными с примесью органического вещества (РГЭ-2.2в-ов – грунты от среднепучинистых до сильнопучинистых), суглинками пластичномерзлыми слабодыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-п-ов – грунты от среднепучинистых до сильнопучинистых), суглинками гравелистыми пластичномерзлыми слабодыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-п-г-ов – грунты от практически среднепучинистых до сильнопучинистых), суглинками пластичномерзлыми льдыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2л-п-ов – грунты сильнопучинистые и чрезмернопучинистые), суглинками пластичномерзлыми сильнольдыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-л-п-ов – грунты чрезмернопучинистые), суглинками твердомерзлыми слабодыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-ов – грунты от слабопучинистых до сильнопучинистых), суглинками гравелистыми твердомерзлыми слабодыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2с-г-ов – грунты от практически слабопучинистых до сильнопучинистых), суглинками твердомерзлыми льдыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2л-ов – грунты чрезмернопучинистые), суглинками твердомерзлыми сильнольдыстыми с примесью органического вещества (РГЭ-2.2сл-ов – грунты чрезмернопучинистые), супесью твердомерзлой слабодыстой с примесью органического вещества (РГЭ-2.3с-ов – грунты от слабопучинистых до чрезмернопучинистых), супесью твердомерзлой льдыстой с примесью органического вещества (РГЭ-2.3л-ов – грунты чрезмернопучинистые), песком пылеватым твердомерзлым льдыстым с примесью органического вещества (РГЭ-2.5л-ов – грунты от слабопучинистых до сильнопучинистых), песком мелким твердомерзлым льдыстым (РГЭ-2.6л – грунты от слабопучинистых до сильнопучинистых), песком средним твердомерзлым слабодыстым (РГЭ-2.8с – грунты слабопучинистые), тальми гравийными грунтами с суглинистым и с супесчаным заполнителем с примесью органического вещества (РГЭ-2.10.2а-ов – грунты практически непучинистые и слабопучинистые), гравийными грунтами твердомерзлыми слабодыстыми с суглинистым и супесчаным заполнителем с примесью органического вещества (РГЭ-2.10а-с-ов – грунты

слабопучинистые и среднепучинистые), галечниковыми грунтами твердомерзлыми слабольдистыми с суглинистым и супесчаным заполнителем с примесью органического вещества (РГЭ-2.11а-с-ов – грунты слабопучинистые);

- ледниковыми отложениями: суглинками дресвяными твердомерзлыми слабольдистыми (ИГЭ-3.2с-д – грунты слабопучинистые), суглинками щебенистыми твердомерзлыми слабольдистыми (ИГЭ-3.2с-Щ – грунты слабопучинистые), тальми щебенистыми грунтами суглинистым и супесчаным заполнителем (ИГЭ-3.13.2а – грунты от непучинистых до среднепучинистых); щебенистыми грунтами твердомерзлыми слабольдистыми с суглинистым и супесчаным заполнителем (ИГЭ-3.13а-с – грунты от непучинистых до сильнопучинистых).

1.6 Описание существующих и проектируемых зданий и сооружений

Проектом предусматривается реконструкция существующих магистральных газопроводов – отводов АО «Норильсктрансгаз» в составе:

– Газопровод-отвод 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу, инв. номер 230003, кадастровый номер 25:55:0000000:49683. Протяженность проектируемого участка составляет 6077,41 м.

– Газопровод-отвод 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу, инв. номер 230028, кадастровый номер 25:55:0000000:49635. Протяженность проектируемого участка составляет 4580,23 м.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Общие данные

Проектная документация по объекту капитального строительства «ПАО «ГМК «Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2. Переустройство надземных магистральных газопроводов АО «Норильсктрансгаз» (шифр: НСК-2, КП-СП)» выполнена на основании:

- материалов инженерных изысканий участка реконструкции, выполненных ООО «Автомост» в мае - сентябре 2022 г.;

- технического задания по объекту капитального строительства «ПАО «ГМК «Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2. Переустройство надземных магистральных газопроводов АО «Норильсктрансгаз» (шифр: НСК-2, КП-СП)» утверждённого генеральным директором ООО «ЦУП Промстрой» А.А. Безверховым;

- решения заседания «Научно-технического совета ПАО «ГМК «Норильский никель» от 31.03.2021 г.;

- технических условий АО «Норильсктрансгаз» на переустройство магистральных газопроводов (письмо №НТГ/3562-исх от 01.06.2021 г.

Технические характеристики *существующих* газопроводов-отводов:

- газопровод-отвод 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу, инв. Номер 230003, кадастровый номер 25:55:0000000:49683. Диаметр существующего участка DN700 на участке от врезки в МГ «Мессояха – Норильск» от железной дороги до ГРС-3, далее до ГРС-3 - DN500.

- газопровод-отвод 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу, инв. Номер 230028, кадастровый номер 25:55:0000000:49635. Диаметр существующего участка DN500 по всей длине.

Технические характеристики проектируемых 1-й и 2-й ниток Надеждинского газопровода-отвода:

- диаметр газопроводов 720 мм;
- толщина стенки трубы –9,0 мм;
- рабочее давление – 5,5 МПа;
- газопровод-отвод входит в газотранспортную систему АО «Норильсктрансгаз».

Цель реконструкции – вынос участка магистрального газопровода-отвода из зоны строительства цеха нейтрализация серной кислоты – 2 «ПАО «ГМК «Норильский никель» и

прокладка трубопроводов в новых осях для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов.

Заказчик – ПАО «ГМК «Норильский никель».

Балансодержатель – АО «Норильсктрансгаз».

Технический заказчик – ООО «ЦУП Промстрой».

Уровень ответственности - повышенный.

Вид строительства – реконструкция.

Газопровод выполнен в двухниточном исполнении.

Основной способ прокладки – надземный.

Способ прокладки на пересечении с линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше – подземно.

Режим работы объекта – круглосуточный, круглогодичный.

Назначение газопровода – предназначен для подачи природного газа потребителям.

ПК1_0 начало участка реконструкции газопровода-отвода 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу – точка в 263,5 м от подошвы насыпи перегона «Каейркан – Н/сортировочная», 84-85 км. Координаты начала участка реконструкции: 144502.0962, 2047989.1479.

ПК1_60+77,41 конец участка реконструкции газопровода-отвода 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу – точка на расстоянии 350 м от границы проектируемого предприятия. Координаты конца участка реконструкции: 143946.742, 2044810.346

ПК2_0 начало проектируемого газопровода-отвод 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу – точка в 303 м от подошвы насыпи перегона «Каейркан – Н/сортировочная», 84-85 км и в 71 м от проектируемого газопровода-отвода 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу. Координаты начала участка реконструкции: 143700.736, 2048356.564.

ПК2_45+80,23 конец участка реконструкции газопровода-отвода 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу – точка на расстоянии 350 м от границы проектируемого предприятия. Координаты конца участка реконструкции: 143114.4829, 2044916.0943.

2.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. проектируемый объект относится к опасным производственным объектам.

Проектируемые объекты идентифицированы как ОПО по признаку транспортирования опасных веществ, согласно приложению 1 ФЗ от 21.07.1997 г № 116-ФЗ и, в соответствии с требованиями ст.2 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ, подлежат регистрации в государственном реестре.

В соответствии с требованиями ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ класса опасности ОПО присваивается при его регистрации в государственном реестре и устанавливается в зависимости от уровня потенциальной опасности аварий и них для жизненно важных интересов личности и общества подразделяются в соответствии с критериями, указанными в приложении 2 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ.

К наиболее опасным участкам относятся переходы через дороги; переходы через естественные и искусственные препятствия, переходы через водные преграды; участки, проходящие в особых природных условиях, по которым проектной документацией предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий.

Проектные решения, принимаемые при разработке проектной документации, обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации.

Для наиболее опасных участков объектов линейной части проектной документацией предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риск аварии, основные из которых приведены ниже и в п.3.18, п.3.20, п.3.21 данного тома.

Учитывая количество опасных веществ, задействованных в технологическом процессе, проектируемый ОПО может быть отнесен ко II классу опасности согласно приложения 2 ФЗ № 116-ФЗ.

В соответствии с приложением 8 «Административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции регистрации ОПО и ведению государственного реестра ОПО» идентификацию ОПО осуществляет организация, эксплуатирующая эти объекты.

Согласно «Правила охраны магистральных газопроводов», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 8 сентября 2017 г. № 1083 охранная зона трассы газопровода составляет 25,0 м от оси газопровода с каждой стороны.

Территория строительства относится к тундровой зоне, где характерно наличие многолетней мерзлоты.

Газопроводы-отводы 1-я и 2-я нитки к Надеждинскому металлургическому заводу DN700, PN 5,4 МПа в соответствии с п. 6.1 СП 36.13330.2012 в зависимости от рабочего давления в трубопроводе относятся к классу I; в связи с сложными инженерно-геологическими условиями категория газопровода согласно п.7 таблицы 3 СП 36.13330.2012 принята «II» категория. Повышение категории отдельных участков газопровода до «B», «I», «II» и «III», в соответствии с их назначением, принято согласно таблицам 3 и 4 СП36.13330.2012 (изм.3).

Категории участков проектируемых газопроводов-отводов назначены в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 г. и приведены в таблицах 2.1 и 2.2:

Таблица 2.1 Сведения о категории участков 1-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу.

Пикет начала участка	Пикет конца участка	Длина участка, м	Категория участка	Толщина стенки, мм	Характеристика участка в соответствии с табл. 3 СП 36.13330.2012 изм.1,2,3	Пункт СП 36.13330.2012 изм.1,2,3,4
0+0.00	13+86.50	1382,18	II	9,0	прохождение по территории распространения многолетнемерзлых грунтов	табл. 3, п.7
13+86.50	13+97.22	10,74	II	9,0	участки трубопровода в пределах 1% уровня ГВВ на пересечении с несудоходной рекой шириной зеркала воды в межень менее 25 м	табл. 3, п. 1, пп. "в", "д"
13+97.22	15+78.62	173,23	II	9,0	прохождение по территории распространения многолетнемерзлых грунтов	табл. 3, п.7
15+78.62	16+78.62	104,58	I	9,0	участки трубопровода в пределах расстояния 100 м (согласно таблицы 4), примыкающие к переходу через железную дорогу	табл. 3, п.3 пп. "е"
16+78.62	17+28.62	60,9	II	9,0	переход через подъездную железную дорогу промышленного предприятия, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей	табл. 3, п.3 пп. "б"
17+28.62	18+28.62	101,96	I	9,0	участки трубопровода в пределах расстояния 100 м (согласно таблицы 4),	табл. 3, п.3 пп. "е"

Пикет начала участка	Пикет конца участка	Длина участка, м	Категория участка	Толщина стенки, мм	Характеристика участка в соответствии с табл. 3 СП 36.13330.2012 изм.1,2,3	Пункт СП 36.13330.2012 изм.1,2,3,4
					примыкающие к переходу через железную дорогу	
18+28.62	60+77.41	4231,2	II	9,0	прохождение по территории распространения многолетнемерзлых грунтов	табл. 3, п.7

Таблица 2.2 Сведения о категории участков 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу

Пикет начала участка	Пикет конца участка	Длина участка, м	Категория участка	Толщина стенки, мм	Характеристика участка в соответствии с табл. 3 СП 36.13330.2012 изм.1,2,3	Пункт СП 36.13330.2012 изм.1,2,3,4
0+0.00	4+35.50	435,69	II	9,0	прохождение по территории распространения многолетнемерзлых грунтов	табл. 3, п.7
4+35.50	4+49.14	11,90	II	9,0	участки трубопровода в пределах 1% уровня ГВВ на пересечении с несудоходной рекой шириной зеркала воды в межень менее 25 м	табл. 3, п. 1, пп. "в", "д"
4+49.14	8+14.00	356,76	II	9,0	прохождение по территории распространения многолетнемерзлых грунтов	табл. 3, п.7
8+14.00	9+14.00	103,97	I	9,0	участки трубопровода в пределах расстояния 100 м (согласно таблицы 4), примыкающие к переходу через железную дорогу	табл. 3, п.3 пп. "е"
9+14.00	9+64.00	60,89	II	9,0	Переход через подъездную железную дорогу промышленного предприятия, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей	табл. 3, п.3 пп. "б"
9+64.00	10+64.00	101,76	I	9,0	участки трубопровода в пределах расстояния 100 м (согласно	табл. 3, п.3 пп. "е"

Пикет начала участка	Пикет конца участка	Длина участка, м	Категория участка	Толщина стенки, мм	Характеристика участка в соответствии с табл. 3 СП 36.13330.2012 изм.1,2,3	Пункт СП 36.13330.2012 изм.1,2,3,4
					таблицы 4), примыкающие к переходу через железную дорогу	
10+64.00	45+80.23	3505,06	II	9,0	прохождение по территории распространения многолетнемерзлых грунтов	табл. 3, п.7

2.3 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Переустройство линейных объектов выполняется с сохранением действующей схемы технологического процесса транспортирования газа.

Расчет проектируемого газопровода на прочность выполнен на максимальное проектное давление системы магистральных газопроводов – $P_p=5,4$ МПа (55 кгс/см²).

Рабочим давлением проектируемых газопроводов-отводов принято максимальное давление – $P_p=5,4$ МПа (55 кгс/см²).

Характеристика проектируемых участков газопроводов-отводов 1-ой и 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу (Таблица 2.3, 2.4).

Таблица 2.3 Основные характеристики проектируемого участка 1-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу

№ п/п	Наименование характеристики (параметра)	Ед. изм.	Показатели
1	Протяженность	м	6077,41
2	Производительность	м ³ /час	-
3	Принятое расчетное и рабочее давление проектируемого газопровода	МПа (кгс/см ²)	5,5 (56)
4	Фактическое давление	МПа (кгс/см ²)	2,5 (25,5)
5	Температура газа	°С	от минус 60 до плюс 40
6	Диаметр/ Толщина стенки	мм	720x9 / К52
7	Год ввода в эксплуатацию	год	согласно программе проектирования
8	Узлы запорной арматуры	шт.	-
9	Узлы запуска средств очистки и диагностики	шт.	-

№ п/п	Наименование характеристики (параметра)	Ед. изм.	Показатели
10	Узлы приема средств очистки и диагностики	шт.	-
11	Узел учета газа	шт.	-
12	Наличие устройства ввода метанола	шт.	нет
13	Переходы через водные преграды (реки, озера, ручьи)	шт.	6
14	Пересечения с ВЛ	шт.	1
15	Переходы через водные преграды (реки, озера, ручьи)	шт.	4
16	Пересечения с железными дорогами	шт.	1
17	Подземные участки	-	да
18	Изоляция	тип	Наружная антикоррозионная – заводская; Теплоизоляция: подземные участки – заводская
19	Класс газопровода	нет	I класс
20	Категория газопровода	нет	II категория
21	Диаметр защитного кожуха	мм	-
22	Повороты трассы в горизонтальной и вертикальной плоскости	нет	отводы холодного гнущья R=40 DN, отводы гнущие индукционного нагрева R=5 DN, крутоизогнутые отводы R=1,5 DN

Таблица 2.4 Основные характеристики проектируемого участка 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу

№ п/п	Наименование характеристики (параметра)	Ед. изм.	Показатели
1	Протяженность	м	4580.23
2	Производительность	м ³ /час	-
3	Принятое расчетное и рабочее давление проектируемого газопровода	МПа (кгс/см ²)	5,5 (56)
4	Фактическое давление	МПа (кгс/см ²)	2,5 (25,5)

№ п/п	Наименование характеристики (параметра)	Ед. изм.	Показатели
5	Температура газа	°С	от минус 60 до плюс 40
6	Диаметр/ Толщина стенки	мм	720x9 / К52
7	Год ввода в эксплуатацию	год	согласно программе проектирования
8	Узлы запорной арматуры	шт.	-
9	Узлы запуска средств очистки и диагностики	шт.	-
10	Узлы приема средств очистки и диагностики	шт.	-
11	Узел учета газа	шт.	-
12	Наличие устройства ввода метанола	шт.	нет
13	Переходы через водные преграды (реки, озера, ручьи)	шт.	4
14	Пересечения с ВЛ	шт.	1
15	Пересечения с инженерными коммуникациями (водопроводы, тепловые сети)	шт.	4
16	Пересечения с железными дорогами	шт.	1
17	Подземные участки	-	да
18	Изоляция	тип	Наружная антикоррозионная – заводская; Теплоизоляция: подземные участки – заводская
19	Класс газопровода	нет	I класс
20	Категория газопровода	нет	II категория
21	Диаметр защитного кожуха	мм	-
22	Повороты трассы в горизонтальной и вертикальной плоскости	нет	отводы холодного гнущья R=40 DN, отводы гнущие индукционного нагрева R=5 DN, крутоизогнутые отводы R=1,5 DN

2.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность

автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий)

Технологическим оборудованием и устройствами на трубопроводе являются узлы запорной арматуры.

В рамках настоящего проекта не предусмотрены реконструкция существующих и строительство новых крановых узлов запорной арматуры.

Участки действующих магистральных газопроводов, в состав которых входят участки подлежащие реконструкции, соответствуют требованиям ФНП и правил в области промышленной безопасности (Приказ Ростехнадзора от 11.12.2020 №517 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов" (Зарегистрировано в Минюсте России 23.12.2020 №61745) в части обеспечения выполнения требований п. 30, 31, 37 и 39 .

В соответствии с проведенными расчетами с учетом требований ГОСТ 34027-2016 «Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода» срок безопасной эксплуатации газопроводов для обеспечения требований механической безопасности составляет для трубопровода DN700 – 39 лет.

Все работы в охранной зоне действующего газопровода (по 25,0 м в стороны от оси газопровода) производить по письменному разрешению эксплуатирующей организации, в присутствии ее представителей, «Правилами охраны магистральных газопроводов, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 08.09.2017 г. № 1083», «Правилами охраны магистральных трубопроводов», ВСН-51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах МГ».

Для необходимости проезда строительной техники вдоль проектируемых участков газопроводов-отводов 1-ой и 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу, предусмотрены арочные П-образные переходы высотой не менее 7-8 м от уровня снежного покрова до нижней образующей эстакады в районе пересечения с действующей железной дорогой.

Основные показатели проектируемого газопровода приняты на основании исходных данных, представленных заказчиком.

2.5 Перечень мероприятий по энергосбережению

Основные технические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных, в первую очередь, на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности проектируемых объектов, на соблюдение требований энергетической эффективности и оснащенности проектируемых трубопроводов приборами учета используемых энергетических ресурсов, предусматривают применение современных технологий, отвечающих требованиям действующих нормативных документов, обеспечивают минимальные потери газа, а также нанесение минимального ущерба окружающей среде.

В соответствии с Федеральным Законом РФ от 23.11.2009 г № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» проектной документацией предусмотрены мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности используемых энергетических ресурсов.

Энергетическая эффективность исключает нерациональный расход энергетических ресурсов, так как при строительстве используются автономные источники электроснабжения для электросварочных работ, а строительная техника - на дизельном топливе.

С целью эффективной реализации технических решений по энергосбережению должны быть проведены организационные мероприятия, которые включают следующее:

- приказом или распоряжением должна быть определена служба энергосбережения и конкретные лица, ответственные за проведение работы по энергосбережению и контролю над расходом ресурсов;
- должна быть разработана система материальной заинтересованности работников в экономии энергоресурсов;
- ежегодно необходимо составлять планы технических мероприятий по энергоснабжению с указанием сроков выполнения, назначением ответственных за выполнением планов, подводить итоги внедрения планов. Планы технических мероприятий и отчеты по ним должны утверждаться;
- применение наиболее прогрессивных изоляционных материалов для подземных и надземных стальных газопроводов, при этом для защиты газопроводов от коррозии требуется меньшая величина тока, что обеспечивает экономию электроэнергии;
- применение продукции с наивысшим классом энергетической эффективности.

При проведении работ по реконструкции участков магистральных газопроводов объекта необходимо эффективно использовать энергетические ресурсы. Строительство необходимо вести в светлое время суток в летний период года.

2.6 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Потребность в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах определена с учетом оснащенности подразделений машинами, механизмами согласно технологическим схемам комплексной механизации и объемам работ в наиболее напряженные периоды по каждому виду производимых работ, в соответствии с полным комплексом запроектированных работ.

Потребность в автотранспорте определена в соответствии с транспортной схемой объекта, исходя из количества груза, с учетом норм грузоподъемности и распределения по видам автотранспорта.

Количество перевозимых грузов принимается согласно Ведомости объемов работ, разрабатываемой в составе РД, а также приложенных в томе 5.1, шифрПОС.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах представлена в томе 5.1, шифр ...ПОС.

Численность машин и механизмов, марки машин уточняются в проекте производства работ, разрабатываемом подрядчиком.

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

Реконструируемые участки газопроводов-отводов 1-й и 2-й нитки к Надеждинскому металлургическому заводу по балансовой принадлежности и зоне обслуживания являются неотъемлемой частью газотранспортной системы АО «Норильсктрансгаз».

Для обслуживания объектов задействован существующий персонал. Численность обслуживающего персонала остается прежней, профессионально-квалификационный состав, распределение по группам, число и оснащенность рабочих мест не меняется.

2.8 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Мероприятия по охране труда на каждом рабочем месте предприятия являются приоритетными и направлены на сохранение здоровья, работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение производительности труда. Указанные мероприятия разрабатываются в соответствии с основами законодательства Российской Федерации об охране труда (постановление Правительства России от 26.08.95 г. № 843 «О мерах по улучшению условий и охраны труда»), а также другими нормативно-правовыми актами по охране труда.

Технологическое оборудование и трубопроводы полностью соответствуют требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности с учетом условий эксплуатации, тем самым, обеспечивая надежность эксплуатации в диапазоне рабочих давлений и температур.

При эксплуатации газопровода необходимо:

- предпринимать меры по предотвращению аварий и инцидентов, обеспечить установку средств для предупреждения аварий, предпринимать меры по локализации и ликвидации аварий и утечек транспортируемого вещества, по предотвращению нарушения требований действующих нормативных документов и законодательства Российской Федерации;
- проводить техническое обслуживание и ремонт эксплуатируемых газопроводов;
- обеспечить выполнение требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций, промышленной и экологической безопасности и по противопожарной защите в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- проводить оценку соответствия трубопровода требованиям технических регламентов в установленном Федеральным законом порядке.

В ходе эксплуатации должен быть обеспечен контроль технического состояния, прочности и герметичности газопровода с применением инструментальных и расчётных методов диагностирования.

Техническое обслуживание и текущий ремонт газопроводов должны осуществляться в соответствии с проектной документацией.

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума.

Порядок и сроки проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума определяются руководителем организации. Обучение мерам пожарной безопасности осуществляется в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности.

Сведения о противопожарной защите на эксплуатируемом газопроводе-отводе должны быть доступны для обслуживающего персонала, а также работников органов государственной власти, органов местного самоуправления и должностных лиц, осуществляющих мероприятия, направленные на предотвращение и борьбу с пожарами.

В процессе эксплуатации объекта каждый работник обязан строго соблюдать инструкцию по охране труда.

2.9 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

В рамках выполнения проекта по реконструкции участков газопроводов-отводов 1-ой и 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу не предусматриваются решения по автоматизации.

2.10 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Обслуживание переустраиваемых участков газопроводов-отводов (включая плановый ремонт и ремонт при аварийных ситуациях) выполняется ремонтной службой, являющейся структурным подразделением АО «Норильсктрансгаз». Поскольку при реконструкции участков газопроводов-отводов протяженность, диаметр и пропускная способность обслуживаемых трубопроводов не изменится, то внесение изменений в существующую структуру и оснащенность ремонтного хозяйства не требуется.

В период эксплуатации магистральные трубопроводы подлежат периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики.

Ремонт линейной части магистрального газопровода включает комплекс работ, направленных на поддержание или восстановление проектных характеристик газопроводов или их отдельных участков, конструкций и систем.

Решение о необходимости ремонта линейной части магистрального газопровода на основании анализа и оценки технического состояния газопровода, учитывающих:

- результаты осмотров и диагностических обследований;

- отказы за период эксплуатации участка газопровода;
- наличие участков газопроводов, эксплуатируемых с пониженным рабочим давлением.

Ремонтные работы выполняют:

- с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ);
- с понижением при необходимости давления.

Ремонтные работы подразделяют на:

- плановые – ремонт газопровода, включая комплексный капитальный ремонт трассы магистрального газопровода, выполненный в соответствии с программами и утвержденными планами-графиками;
- внеплановые – ремонт газопроводов по техническому состоянию в целях предотвращения отказов линейной части;
- аварийно-восстановительные – устранение последствий аварий, инцидентов.

Текущие виды ремонта выполняются силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб.

К текущим видам ремонта относятся:

- восстановление обваловки;
- ремонт изоляции;
- установка и восстановление опознавательных знаков;
- ремонт ограждений;
- другие виды текущих работ.

Капитальный ремонт проводят силами и средствами ремонтно-строительных подразделений или сторонними специализированными организациями, с целью поддержания трассы магистрального газопровода в работоспособном состоянии.

Разрешение на проведение ремонтных работ выдает эксплуатирующая организация.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопроводов специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведении ремонтных работ должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Ввод и передвижение сил ликвидации аварий и их последствий, а также эвакуация персонала с территории реконструируемых объектов осуществляется по существующим дорогам круглогодичного действия, на участках, где отсутствуют автодороги круглогодичного действия - с использованием специальной техники на пневмо- и гусеничном ходу. К узлам задвижек предусмотрены подъезды.

Объемы ремонтных работ на магистральных газопроводах и сроки их выполнения определяются по результатам осмотров, анализа эксплуатационной надежности в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

2.11 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка приводятся в отчете по инженерным изысканиям

Обеспечение надежности и снижение аварийности проектируемых трубопроводов достигается техническими решениями принятыми в соответствии с требованиями «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений» (Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ), ГОСТ 27751-2014 «Межгосударственный стандарт. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения» (введен в действие Приказом Росстандарта от 01.12.2014 г № 1974-ст) и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517)».

Необходимая надежность газопровода обеспечивается:

- применение труб и деталей с толщинами стенок, согласно прочностных расчетов;
- проведение строгого контроля качества поступающих для строительства материалов арматуры и оборудования;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно – монтажных работ.

К сложным инженерно - геологическим условиям участка проектирования относится заболачивание, многолетнемерзлые, талые грунты, пучинистые грунты, термокастр.

По трассе проектируемого участка газопровода-отвода 1-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу предусматривается:

- прокладка подземного участка проектируемого газопровода (ПК1_18+65,89 – ПК1_20+36,12) с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в

качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов;

– прокладка надземного проектируемого газопровода на строительных конструкциях, фундаменты которых выполняются с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов.

По трассе проектируемого участка газопровода-отвода 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу предусматривается:

– прокладка подземного участка проектируемого газопровода (ПК2_10+93,66 – ПК2_12+53,09) с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов;

– прокладка надземного проектируемого газопровода на строительных конструкциях, фундаменты которых выполняются с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов.

I принцип использования многолетнемерзлых грунтов как оснований выбран в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012 (п.7.12, п.9.5.5), с учетом мерзлотно-грунтовых условий и свойств грунтов для обеспечения минимального нарушения температурного и влажностного режимов грунтовых оснований, обеспечивающих прочность и устойчивость трубопровода и нанесения минимального ущерба окружающей природной среде.

В проектной документации применена заводская наружная изоляция трубопровода, соответствующая изоляции усиленного типа. Высокая защитная эффективность изоляции усиленного типа заводского исполнения является достаточным для защиты газопровода от коррозии прокладываемого на участках подземной прокладки.

Согласно п.9.1.6 СП 36.13330.2012, п.8.1.15 СП 86.13330-2014 при прокладке подземного участка проектируемого газопровода в мерзлых грунтах, по всей ширине траншеи предусмотрено устройство основания из мягкого привозного непучинистого грунта под газопровод толщиной не менее 10,0 см (утрамбованным грунтом) с тщательным уплотнением и выравниванием. Защиту проектируемого газопровода от повреждений после его укладки в траншею обеспечивают путем присыпки мягким привозным непучинистым грунтом на толщину не менее 20,0 см выше верхней образующей трубы. Грунт, используемый для создания подсыпки и присыпки, не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий и другие

включения.

Отвал минерального грунта располагается в пределах полосы отвода временного отвода (или вывоз в места временного хранения), не менее 0,5 м от бровки траншеи. Не допускается смешивание плодородного слоя с минеральным грунтом.

На участках развития пучинистых грунтов, прокладка проектируемого газопровода выполнена ниже глубины сезонного промерзания.

Согласно материалов инженерных изысканий на участках подземной прокладки карт, термокарст не выявлены.

На указанных участках подземной прокладки предусматривается применение труб с заводской пенополиуретановой теплоизоляцией (ППУ) толщиной 150 мм и устройство теплоизоляционного экрана под трубопроводом толщиной 400 мм и по боковым стенкам траншеи толщиной 200 мм, из плит экструдированного пенополистирола ПЕНОПЛЕКС 45 по ТУ 5767-006-56925804-2007, для исключения осадок трубопровода и предотвращения его деформаций.

Расчеты теплового влияния на многолетнемерзлые грунты при подземной прокладке и надземной прокладке приведены в приложении к тому 1.1 «Раздел 1. Пояснительная записка» 142-04-03-000-05-ПЗ1 (Температурная стабилизация грунтов 142-04-03-000-05-ТКР5). Вывод: Согласно выполненным расчетам грунты основания проектируемых сооружений за весь период эксплуатации находятся в мерзлом состоянии.

Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке надземного трубопровода по трассе на заболоченных, мерзлых, талых грунтах, пучинистых грунтах, приведены в томе «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

По трассе газопровода присутствуют косогорные участки с поперечными уклонами 8-18°. В соответствии с п.9.2 СП 36.13330.2012 на косогорных участках предусматривается устройство полок для осуществления строительства газопровода. С целью устройства полок на участках с поперечным уклоном 8-12° предусматривается подсыпка грунта, на участках с поперечным уклоном 12-18° предусматривается подсыпка грунта с выполнением уступов для предотвращения сползания грунта по косогору. Для отвода поверхностных вод на полках выполнен уклон 2% в сторону откоса. Схемы полок приведены в графической части 142-04-03-000-05-ТКР1.ГЧ.

2.12 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"

Реализация требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности", осуществляется выполнением пункта 7.15 СП 36.13330.2012.

Размещение проектируемого объекта производится с соблюдением нормативных расстояний, указанных в табл. 4, СП36.1333.2012 (изм.4), обеспечивающих безопасность, как объектов транспортной инфраструктуры, так и безопасность населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений. Сокращений, указанных в табл. 4, СП36.1333.2012 (изм.4) нормативных расстояний проектной документацией не предусмотрено.

Для выполнения данных требований проектными решениями при реконструкции участков газопроводов-отводов предусматривается следующее:

- категория участка газопровода на переходе через железную дорогу назначена «II»;
- класс прочности основного трубопровода принят К52;
- прокладка надземных участков газопроводов предусмотрена на высоте не менее 0,5 м выше высоты снегового покрова согласно п. 9.5.12 СП 36.13330.2012;
- прокладка надземных участков газопроводов на пересечении с водными объектами предусмотрена на высоте не менее 0,2 м выше уровня воды при 1% обеспеченности согласно п. 11.8 СП 36.13330.2012;
- на пересечении с ВЛ-110 кВ, где предусмотрена подземная прокладка согласно п. 7.2.4 СП 36.13330.2012;
- заглубление подземных участков газопроводов по трассе принято не менее 1,0 м;
- в качестве изоляции газопровода при подземной прокладке принято заводское трехслойное покрытие усиленного типа с толщиной 3,0 мм;
- все сварные монтажные соединения трубопровода на участках категории «I, II», включая гарантийные подвергаются 100% ВИК, 100% УЗК, 100% РГ;
- контроль сплошности изоляционного покрытия осуществляется искровым дефектоскопом и методом катодной поляризации;
- реконструируемые участки газопровода при подземной прокладке оснащаются средствами ЭХЗ.

3 МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД

3.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Технические характеристики *существующих* газопроводов-отводов:

– газопровод-отвод 1-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу, инв. Номер 230003, кадастровый номер 25:55:0000000:49683. Диаметр существующего участка DN700 на участке от врезки в МГ «Мессояха – Норильск» от железной дороги до ГРС-3, далее до ГРС-3 - DN500.

– газопровод-отвод 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу, инв. Номер 230028, кадастровый номер 25:55:0000000:49635. Диаметр существующего участка DN500 по всей длине.

В рамках проекта переустройства участка газопровода-отвода изменения технологии транспортировки не предусмотрены.

3.2 Характеристика параметров трубопровода

Технические характеристики проектируемых 1-й и 2-й ниток Надеждинского газопровода-отвода:

- диаметр газопроводов 720 мм;
- толщина стенки трубы –9,0 мм;
- рабочее давление – 5,5 МПа;
- проектируемый газопровод относится к I классу, II категории;
- участки проектируемого магистрального газопровода относятся к I, II, категориям;
- основной способ прокладки - надземно;
- способ прокладки участков на ПК1_18+65,89 – ПК1_20+36,12, ПК2_10+93,66 – ПК2_12+53,09 – подземно;
- газопровод-отвод входит в газотранспортную систему АО «Норильсктрансгаз».

Параметры труб проектируемого газопровода:

- для строительства проектируемого газопровода приняты трубы стальные прямошовные диаметром 720х9 из стали класса прочности K52 (для участков категории I-II);

Тип изоляции:

- для участков подземной прокладки с заводским монослойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием ПЭПк-М-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 3,0 мм с

пенополиуретановой теплоизоляцией ППУ толщиной 150 мм по ТУ 23.99.19-022-35349408-2017 с полиэтиленовой оболочкой;

– для надземной прокладки - заводская система защитных покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012 (2 слоя, общей толщиной 2 мм).

3.3 Обоснование диаметра трубопровода

Согласно заданию на проектирование, диаметр переустраиваемого магистрального газопровода-отвода не меняется.

Гидравлический расчет выполнен по методике ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы».

Главными критериями выбора диаметра является обеспечение рабочего давления в системе газопровода - 0,98 – 5,4 МПа.

Расчет, результаты гидравлического расчета приведены в п. 2.12 данного тома.

Согласно результатов гидравлического расчета, можно сделать следующие выводы:

– принятый диаметр проектируемого газопровода обладает необходимой пропускной способностью;

– По результатам расчетов, газопровод при входном минимальном давлении в ТЭЦ 0,56 МПа обеспечивает пропускную способность 85,0 тыс.м³/ч с номинальным диаметром DN 500.

3.4 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Согласно п. 4 ГОСТ 356-80 под рабочим давлением (P_p) следует понимать наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопровода.

Согласно технических условий на подключение газопроводов по проекту «ПАО «ГМК «Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2. Переустройство надземных магистральных газопроводов АО «Норильсктрансгаз» (шифр: НСК-2, КП-СП) к действующим магистральным газопроводам АО «Норильсктрансгаз» планируемое в период поставки газа давление в точке подключения составляет 5,5 МПа.

Рабочее давление проектируемых 1-й и 2-й ниток Надеждинского газопровода-отвода составляет 5,5 МПа.

3.5 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок

Необходимости в использовании антифрикционных присадок нет.

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

Расчет трубопровода на прочность и продольную устойчивость произведен по СП 36.13330.2012 изм. 4 с учетом напряжений, возникающих от нормативных нагрузок, на максимально-допустимое рабочее давление равное 5,5 МПа, температуры транспортируемого газа, температуры строительства, радиуса упругого изгиба и заводского испытательного давления. Коэффициент условий работы трубопроводов принят в зависимости от категории трубопроводов согласно СП 36.13330.2012.

Выбор труб для строительства газопровода выполнен на основании расчета на прочность, исходя из максимально возможного давления транспортируемого рабочего продукта.

Трубы и соединительные детали трубопроводов имеют сертификаты или декларации в соответствии с требованиями конструкторской документации, технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Декларацию ТР ТС применить по схеме 5Д (на опасных производственных объектах).

Сертификаты или декларации поступают на место строительства вместе с трубами и соединительными деталями и оборудованием с завода-изготовителя этой продукции.

При поставке труб и соединительных деталей трубопровода, продукция должна иметь документацию, подтверждающую соответствие требованиям промышленной безопасности используемого технологического оборудования и технических устройств.

Трубы и соединительные детали в проектной документации выбраны в соответствии с требованиями нормативных документов.

При выборе труб учитывались:

- условия эксплуатации;
- физико-химические свойства транспортируемого продукта;
- рабочие параметры;
- механические свойства металла труб.

В соответствии с требованиями п. 14.2 СП 36.13330.2012, необходимая надежность

трубопроводов, деталей трубопроводов и экологическая безопасность окружающей среды достигается применением для магистральных трубопроводов труб и деталей с заводским наружным антикоррозионным покрытием.

Расчет толщины стенки газопровода-отвода приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Расчет толщины стенки газопроводов-отводов

Категория	Рр, МПа	Дн, мм	σвр, МПа	σт, МПа				кн		Δt, °С	,м	Толщина стенки, мм		
												Расчет- ная	Приня- тая	
Труба стальная электросварная прямошовная по ТУ 1381-012-05757848-2015 АО «Выксунский металлургический завод»														

Максимальная температура газа принята плюс 40 °С. Температура монтажа трубопровода (сварка захлестов, приварка компенсаторов и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система) принята минус 25 °С.

В проектной документации предусмотрено применение:

- кривых, изготовленных методом индукционного нагрева, с радиусом изгиба R=5DN заводского изготовления, по ТУ 1469-013-04834179-2014 из стали класса прочности основной трубы;
- крутоизогнутых отводов, с радиусом изгиба R=1,5DN заводского изготовления, по ТУ 1469-013-04834179-2014 из стали класса прочности основной трубы.

Подключение проектируемых участков к действующим газопроводам-отводам осуществляется методом врезки под давлением без остановки транспорта газа.

Основные механические свойства труб для строительства проектируемого газопровода приведены в таблице ниже (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Механические свойства металла труб и соединительных деталей

Наименование показателя основного металла труб	Единица измерения	Значение показателя согласно ТУ
Марка стали (класс прочности)	-	K52
Временное сопротивление, не менее	Н/мм ²	510 (52)
Предел текучести не менее	Н/мм ²	355 (36)
Относительное удлинение, не менее	%	20,0
Отношение предела текучести к временному сопротивлению, не более	-	0,90

Ударная вязкость (КСУ) основного металла труб и деталей трубопроводов определенная при температуре минус 60 °С должна быть не менее значений, приведенных ниже (Таблица 3.3), должна соответствовать требованиям таблицы 22 СП 36.13330.2012.

Таблица 3.3 – Требования к ударной вязкости труб, деталей трубопровода и сварных соединений

Номинальная толщина стенки, мм	Среднеарифметические значения ударной вязкости на образцах КСУ, не менее, Дж/см ²		
	Для основного металла		Для сварных соединений труб и деталей
	трубы	детали	
до 10 мм включительно	не менее 29		не менее 25

Проведенными расчетами, с учетом испытаний трубопровода, рассчитан шаг расстановки технологических опор. Согласно проведенного расчета шаг расстановки технологических опор составляет 34,6 м. Проектом принято сокращение шага расстановки опор на 50% от расчетного в случае выхода какой-либо опоры из работы в результате просадки или пучения грунта, т.к. строительство проектируемого трубопровода предусматривается в сложных инженерно-геологических условиях (заболачивание, многолетнемерзлые, талые грунты, пучинистые грунты, термокастр).

Проектом принят шаг расстановки продольно-подвижных опор 15 м, шаг расстановки свободноподвижных опор 15,3 м.

По трассе газопроводов-отводов имеются участки с шагом расстановки опор превышающим более 15,0 м (не более 34,6 м). Данное решение не оказывает влияния на прочностные характеристики трубопровода, т.к. расчетный шаг опор составляет 34,6 м.

Соединительные детали выбираются с заводским испытательным давлением не ниже испытательного давления присоединяемой трубы, применяемой на линейной части газопровода.

Все трубы и детали должны подвергаться 100 % контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию на заводах – изготовителях.

Принятые в проектной документации трубы обладают повышенными эксплуатационными характеристиками и обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации.

Допускается применение трубной продукции и соединительных деталей трубопроводов по другим техническим условиям при условии выполнения технических требований.

Изоляция

Выбор способа защиты трубопроводов от почвенной и атмосферной коррозии выполнен в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98.

Заводское покрытие наносят на технологических линиях нанесения покрытий, аттестованных в соответствии с требованиями, по технологической документации, разработанной и утвержденной изготовителем в установленном порядке.

Изоляция на трубы и соединительные детали наносится в заводских условиях.

Изоляционное покрытие должно отвечать требованиям ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016.

Тип изоляции труб линейной части:

– для подземной прокладки (участки прокладки под ВЛ 110 кВ) - с заводским монослойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием ПЭПк-М-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 3,0 мм с пенополиуретановой теплоизоляцией ППУ толщиной 150 мм по ТУ 23.99.19-022-35349408-2017 с полиэтиленовой оболочкой;

– для надземной прокладки - заводская система защитных покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012, (2 слоя, общей толщиной 2 мм).

В проектной документации предусмотрено применение:

– кривых, изготовленных методом индукционного нагрева, с радиусом изгиба $R=5DN$ и крутоизогнутых отводов, с радиусом изгиба $R=1,5DN$ заводского изготовления, по ТУ 1469-013-04834179-2014 из стали класса прочности основной трубы с заводским монослойным

полиэтиленовым антикоррозионным покрытием ПЭПк-М-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 3,0 мм с пенополиуретановой теплоизоляцией ППУ толщиной 150 мм по ТУ 23.99.19-022-35349408-2017 с полиэтиленовой оболочкой - при подземной прокладке (участки прокладки под ВЛ 110 кВ);

– кривых, изготовленных методом индукционного нагрева, с радиусом изгиба $R=5DN$ и крутоизогнутых отводов, с радиусом изгиба $R=1,5DN$ заводского изготовления, по ТУ 1469-013-04834179-2014 из стали класса прочности основной трубы с заводской системой защитных покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012 (2 слоя, общей толщиной 2 мм) для надземной прокладки.

Соединительные детали по трассе для газопровода, принять по ТУ 1469-013-04834179-2014 из стали класса прочности основной трубы.

Изоляцию соединительных деталей без заводского антикоррозионного покрытия, предусматривается выполнять в трассовых условиях системой защитных покрытий СпецИзол.

В соответствии с п.11.6 СП 36.13330.2012, п.18.9.17 СП 86.13330.2022 предусмотрена электроизоляция трубопровода от опор. С этой целью на технологических опорах предусматривается диэлектрические прокладки между трубопроводом и опорой. Эстакада (строительная опора) для трубопровода электрически соединяется с проходящим по ней трубопроводом и заземляется.

Проектируемый газопровод для защиты от почвенной коррозии на участках подземной прокладки защищается системой электрохимической защиты.

Решения по ЭХЗ и заземлению приведены в томе 10.5, см. НСК-2-КП-СП-19/2022-ЭХЗ Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами». Часть 5. «Защита от коррозии».

Для обеспечения электрического разъединения защищаемого катодной защитой подземного участка от участка надземной прокладки, устанавливаются вставки электроизолирующие. Место установки вставок электроизолирующих приведено на планах и продольных профилях в графической части.

На место производство работ трубы приходят в заводской изоляции. В комплект поставки должны быть включены сертификаты происхождения, сертификаты соответствия, инспекционный сертификат, инструкция по применению материала и др. документы.

В качестве изоляции наружной поверхности зоны сварного шва проектируемого газопровода, имеющего заводское покрытие, по трассе и на узлах, принята система защитных

покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012, наносимая в трассовых условиях в 2 слоя, общей толщиной 2 мм.

В качестве изоляции наружной поверхности зоны сварного шва проектируемого газопровода, имеющего заводское покрытие, по трассе на участках подземной прокладки, приняты термоусаживающиеся манжеты ТЕРМА-СТМП по ТУ 22.21.42-001-82119587-2019, наносимые в трассовых условиях.

Для защиты от растепления вечномёрзлых грунтов в зонах сварных швов на участках подземной прокладки трубопровода (пересечение с ВЛ110 кВ) предусматривается трассовая теплоизоляция стыков трубопровода скорлупами из пенополиуретана (ППУ) толщиной 150 мм с покрытием из листов стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 19904-90/ ГОСТ 14918-2020 и изоляцией термоусаживающейся лентой ТИАЛ-Л по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Срок службы антикоррозионного покрытия СпецИзол – не менее 15 лет. Температура эксплуатации покрытия СпецИзол составляет от минус 60 до плюс 60 °С.

Нанесение изоляции в трассовых условиях при подготовке поверхности зоны сварных стыков производится на сухую, предварительно очищенную, огрунтованную поверхность трубопроводов. Степень очистки поверхности трубы должна быть не ниже 2 по ГОСТ 9.402-2004.

Все изоляционные материалы должны иметь сертификаты пожарной безопасности, должны поставляться в комплекте с сертификатами качества.

В процессе транспортировки, складирования и хранения труб в заводской изоляции необходимо принять меры по сохранности изоляционного покрытия.

В местах, где возможен прямой контакт изолированной поверхности труб с твердыми предметами (например, с металлическими частями машин), необходимо предусмотреть установку эластичных накладок, мягких обшивок и т.п. В процессе строительства следует постоянно контролировать их состояние и, при необходимости, производить обновление.

Для сохранения высокого начального качества наружного изоляционного покрытия трубопроводов в процессе строительства должны быть обеспечены повышенные требования к контролю всех технологических операций. Наиболее важными звеньями этого процесса является контроль адгезии и сплошности покрытия, подготовки траншеи, укладки и засыпки трубопровода. Контроль должен выполняться в течение всего периода строительства трубопроводов.

По окончании строительства каждого трубопровода рекомендуется проводить приемочный контроль состояния защитной изоляции.

Сплошность покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями пункта 17 таблицы 2 ГОСТ Р 51164-98. Контролю подлежит вся внешняя поверхность сооружения.

Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе проводят искателем повреждений в соответствии с требованиями п.6.2.9 ГОСТ Р 51164-98.

Возможно применение материалов с соответствующими свойствами, изготовленными по другим технологическим условиям.

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

В рамках выполнения проекта по реконструкции участков газопроводов-отводов 1-ой и 2 ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу не предусматриваются решения по установке дополнительных узлов запорной арматуры.

3.8 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании, и потенциальной необходимости в них

Переустройство магистральных газопроводов-отводов производится с сохранением существующей технологической схемы транспорта газа. Фактическая пропускная способность трубопровода остается без изменений. Резервное подключение газопровода-отвода отсутствует.

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

Вопрос технологии транспортирования продукта на основе сравнительного анализа других существующих технологий в данном проекте не рассматривался ввиду отсутствия данного требования в Задании на проектировании.

Основные проектные решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных в первую очередь на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводных систем.

Основные проектные решения по линейной части приняты по инженерно-геологическим и климатическим условиям района строительства, на основании задания Заказчика на проектирование, с учетом прочностных и гидравлических расчетов трубопроводов.

Принятые технические решения обеспечивают максимальную надежность и экологическую безопасность проектируемых трубопроводов.

Проектная документация выполнена с соблюдением действующих норм и правил, с обеспечением снижения материалоемкости и трудоемкости строительства, с соблюдением требований к охране окружающей среды.

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

Технологическим оборудованием и устройствами на газопроводе-отводе является узел запорной арматуры. В рамках выполнения проекта по реконструкции участков газопроводов-отводов 1-ой и 2 ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу не предусматриваются решения по установке дополнительных узлов запорной арматуры.

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

Реконструируемые участки газопроводов-отводов 1-й и 2-й нитки к Надеждинскому металлургическому заводу по балансовой принадлежности и зоне обслуживания являются неотъемлемой частью газотранспортной системы АО «Норильсктрансгаз».

Для обслуживания объектов задействован существующий персонал. Численность обслуживающего персонала остается прежней, профессионально-квалификационный состав, распределение по группам, число и оснащенность рабочих мест не меняется.

Необходимый уровень квалификации рабочих достигается организацией производственно-технологических курсов, курсов целевого назначения, обучения вторым (смежным) профессиям.

3.12 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды представлены в разделе «Проект организации строительства».

3.13 Описание системы диагностики состояния трубопровода

На основании ФЗ от 28.11.2011 г. № 337-ФЗ, п. 10.1 ст. 48 ГК РФ от 29.12.2004 № 190-ФЗ, ст. 15, п. 9 ФЗ от 30.12.2009 г № 384 - ФЗ разработаны «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства».

Техническое диагностирование газопровода выполняет эксплуатирующая и специализированные организации, включенные в реестр организаций, допущенных к выполнению диагностического обследования на линейной части, или организации, имеющие в соответствии с СП 86.13330.2022 протокол с решением о готовности к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа, а также следующие документы:

- заключение по организационно-технической готовности к ведению работ по диагностированию технического состояния газовых объектов;
- свидетельство об аттестации лаборатории НК в соответствии с ПБ 03-372-00;
- сертификаты на технические устройства;
- разрешение на применение технических устройств (при наличии технических устройств) на опасных производственных объектах в соответствии с правилами применения;
- технических устройств на опасных производственных объектах (утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.12.98 № 1540);
- соответствующие стандарты и методическое обеспечение диагностических работ;
- свидетельства об аттестации по методам НК специалистов по техническому диагностированию;
- свидетельства об аттестации по правилам безопасного проведения работ специалистов по техническому диагностированию, выданные федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Диагностическое обслуживание газопровода на этапе эксплуатации состоит из трех частей:

- информационно-организационного (управление системой диагностического обслуживания, планирование и исполнение технического диагностирования газопровода);
- нормативно-методического (нормативное и методическое обеспечение технического диагностирования и оценки технического состояния газопровода);
- технической части (совокупность различных методов, способов, видов и средств, применяемых для контроля технического состояния газопровода).

Для оценки технического состояния структурных элементов газопровода используют различные способы, виды и методы диагностирования, позволяющие получить наиболее полное представление о состоянии объекта диагностирования. при выборе способа, вида и метода диагностирования должны учитываться следующие факторы:

- категория трубопровода;
- срок эксплуатации трубопровода;
- конструкционные особенности трубопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения трубопровода;
- наличие структурных элементов газопровода, относящихся к потенциально опасным и особо ответственным, и сложным для диагностирования.

Способы диагностирования структурных элементов газопровода классифицируют следующим образом:

- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование трубопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- обследование подводных переходов с использованием плавательных средств;
- водолазное обследование подводных переходов трубопровода;
- испытание трубопровода (участков трубопровода) гидравлическими или пневматическими способами изменения внутреннего давления;
- лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

Для контроля технического состояния газопровода могут применяться следующие методы:

- акустические по ГОСТ 20415;
- магнитные по ГОСТ 21105, ГОСТ 21104, ГОСТ 25225;
- оптические по ГОСТ 23479;
- электромагнитные (вихревых токов) по ГОСТ 24289;
- внутритрубные по РД 51-2-97;
- радиографические по ГОСТ 7512;
- тензометрирование, аэрокосмические, геодезические (геодезическое позиционирование), радиолокационные с применением георадаров и др. по результатам диагностирования составляются графики планово - предупредительных ремонтов, что обеспечивает длительную и безаварийную эксплуатацию трубопровода.

Своевременное выполнение планов диагностических обследований позволит своевременно и правильно оценивать техническое состояние трубопроводов, спланировать выполнение выборочного ремонта аварийно-опасных участков и существенно снизить затраты на ликвидацию последствий аварий.

3.14 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой

На участке проектирования не предусмотрено снижение (увеличение) температуры газа ниже (выше) допустимой.

3.15 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

В период проведения работ образуются отходы производства и потребления, неоднородные по составу и классу опасности.

Отходами производства являются остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства, а также вновь образующиеся в процессе производства попутные вещества, не находящие применения.

Отходами потребления являются остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров (продукции или изделий), частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного или личного потребления (жизнедеятельности), использования или эксплуатации.

Период строительно-монтажных работ

Природопользователь, в данном случае на период проведения работ – подрядная строительная организация, в соответствии с Законом Российской Федерации «Об отходах производства и потребления» и природоохранными нормативными документами РФ ведет учет наличия, образования, использования всех видов отходов производства и потребления».

Деятельность природопользователя должна быть направлена на сведение к минимуму образования отходов, не подлежащих дальнейшей переработке и захоронению, а также поиском потребителей, для которых данные виды отходов являются сырьевыми ресурсами. Учету подлежат все виды отходов.

Ответственным за сбор, временное хранение, отгрузку и вывоз отходов для утилизации и захоронения в период проведения работ является подрядная строительная организация.

Подрядная организация самостоятельно заключает договоры на вывоз данных видов отходов с предприятиями, принимающими отходы, как на захоронение, так и на переработку и имеющими лицензии на право осуществления данных видов деятельности в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РФ.

Основными источниками образования отходов на этапе строительства сооружений являются:

- строительно-монтажные работы;
- автомобильная техника, строительная техника и механизмы;
- жизнедеятельность рабочего персонала.

Код, класс опасности, опасные свойства отходов и их комбинации приведены в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов, утвержденного приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22 мая 2017 г. № 242.

Отходы, образующиеся при проведении строительно-монтажных работ, относятся к 3, 4 и 5 классам опасности. Исходя из выше изложенного, образующиеся отходы в основном являются малоопасными, что значительно уменьшает их взаимодействие с окружающей природной средой.

В процессе строительства при выполнении строительно-монтажных работ участка газопровода возникают отходы:

- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%);
- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный);
- отходы (осадки) из выгребных ям;
- лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные;
- остатки и огарки стальных сварочных электродов;
- тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более);
- лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме;
- отходы песка незагрязненные;
- отходы строительного щебня незагрязненные;
- отходы сучьев, ветвей, вершинок от лесоразработок;
- отходы корчевания пней;
- грунт, образовавшийся при проведении землеройных работ, не загрязненный опасными веществами.

Период эксплуатации

При эксплуатации газопровода отходы производства будут образовываться при ремонте и техническом обслуживании оборудования, его замене и списании.

На этапе эксплуатации источниками образования отходов будут являться газопровод.

Номенклатура образующихся отходов на период эксплуатации проектируемых сооружений определялась на основании материалов инвентаризации отходов на аналогичных объектах.

Количество образующихся отходов будет оцениваться по результатам хозяйственной деятельности предприятия за последующие 3 года, и учитываться при разработке проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение для предприятия. Заказчик на этапе ввода объекта в эксплуатацию обязуется обеспечить классификацию отходов производства и потребления по степени их токсичности согласно СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления».

Все отходы будут вывозиться специализированными организациями.

Сбор бытового и строительного мусора предусмотрено производить в контейнеры накопители, установленные в пределах стройплощадки, для последующего вывоза с ее территории.

Полный список отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации объекта, подлежащие утилизации и захоронению представлены в томе 6.1.1. шифр НСК-2-КП-СП-19/2022-ООС1.

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

В соответствии с приказом МПР и экологии РФ от 04 декабря 2014 г. № 536 «Об утверждении Критериев отнесения отходов к I - V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду» отходы, по степени воздействия на окружающую природную среду вредных веществ, содержащихся в них, делятся на пять классов опасности:

- отходы 1 класса опасности чрезвычайно опасные;
- отходы 2 класса опасности высоко опасные;
- отходы 3 класса опасности умеренно опасные;
- отходы 4 класса опасности мало опасные;
- отходы 5 класса опасности практически неопасные.

Основным элементом в стратегии обращения с отходами является отдельный сбор и временное хранение отходов на специально оборудованных площадках в пределах ремонтируемого объекта с последующим постоянным размещением не утилизируемых отходов на полигоне, либо повторным использованием, переработкой или утилизацией.

Условия сбора и хранения отходов являются важным фактором степени воздействия отходов на окружающую среду. Степень воздействия отходов на окружающую среду напрямую связана со степенью соблюдения требований нормативных документов в области сбора и хранения отходов.

Обращение с отходами и их удаление производится в соответствии с требованиями нормативных документов, современными методами и технологиями утилизации и обезвреживания производственных и бытовых отходов, исключая их долговременное накопление на промышленных площадках, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр.

Согласно СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» условия сбора и накопления отходов определяются классом опасности веществ – компонентов отходов. Хранение отходов разрешается при условии:

- I класса опасности – в герметичных оборотных (сменных) емкостях (контейнерах);
- II класса опасности – в надежно закрытой таре;
- III класса опасности – в бумажных мешках, пакетах, в хлопчатобумажных тканевых мешках, жидкие – в закрытых емкостях;
- IV класса опасности – могут храниться открыто навалом, насыпью.

Накопление и хранение отходов на площадке будут осуществляться способами, исключая влияние отходов на окружающую среду, с учётом их класса опасности и природоохранных норм – на площадках с водонепроницаемым покрытием, в металлических бочках и контейнерах. При соблюдении соответствующих норм и правил по сбору, хранению, вывозу и утилизации отходов производства и потребления, учитывая отсутствие длительного накопления образующихся отходов, т. к. вывоз в места их утилизации производится периодически и своевременно, воздействие отходов на окружающую природную среду будет минимальным.

Период строительно-монтажных работ

Ответственным за вывоз, размещение и утилизацию видов отходов, образующихся при ремонте, является Подрядная строительная организация.

Места размещения образующихся в период СМР отходов определяет Подрядная строительная организация на основании заключаемых ею договоров.

Период эксплуатации

Отходы, образующиеся при эксплуатации сооружений, относятся к 3, 4 и 5 классам опасности и имеют различные опасные свойства для окружающей природной среды:

- обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15 % и более 15 %) – пожароопасность;
- мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) – данные не установлены.

Отходы при эксплуатации будут размещены в специально отведенных местах временного хранения отходов (МВХО), оборудованных в соответствии, с СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления». Утвержден Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 30.04.2003 г № 80 и утилизированы на основании договоров с предприятиями и организациями, занимающихся лицензированной деятельностью по размещению и обращению с отходами. Места временного хранения отходов должны соответствовать следующим требованиям:

Временное хранение отходов обтирочного материала, загрязненного маслами (содержание масел 15 % и более) - в герметичном металлическом контейнере с надписью «ветошь», расположенном на закрытом складе с водонепроницаемым и химически стойким покрытием.

Остальные отходы, в том числе строительные материалы собираются для временного хранения на отдельных площадках, либо в контейнерах (в зависимости от агрегатного состояния), далее, по мере накопления вывозятся для размещения на полигоне.

Лом черных и цветных металлов хранится на временной площадке складирования строительных материалов, а затем реализуется специализированной организации по приему черных и цветных металлов, с которой Заказчик заключает договор.

Для утилизации отходов Заказчик должен будет заключить договоры со специализированными предприятиями, имеющими лицензию на деятельность по сбору,

использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов (обращение с опасными отходами).

Проектом предусмотрены надлежащие, обеспечивающие охрану окружающей среды меры по обращению с отходами производства и потребления. Обеспечиваются условия, при которых отходы не оказывают отрицательного воздействия на состояние окружающей среды и здоровье работающих, а в частности:

- осуществляется отдельный сбор образующихся отходов по их видам и классам опасности с тем, чтобы обеспечить их последующее размещение на предприятии по переработке и вывозу на полигон для захоронения;
- соблюдение условий сбора и временного хранения отходов;
- соблюдение периодичности вывоза отходов с участка проведения работ, а также соблюдение условий передачи их на другие объекты для переработки или для захоронения;
- соблюдение санитарных требований к транспортировке отходов;
- СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления».

В соответствии с СанПиН 2.1.7.1287-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы» образовавшиеся отходы в результате проведения работ при соблюдении всех мероприятий отрицательного воздействия на почвы не окажут.

3.17 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

При производстве работ по строительству газопровода на окружающую атмосферу будут воздействовать следующие кратковременные загрязняющие факторы:

- производство сварочных работ;
- работа автотранспорта и специальной техники, занятой при производстве работ;
- применение лакокрасочных материалов.

В период проведения работ при строительстве газопровода к строительно-монтажным работам, которые оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду, допускается персонал, имеющий специальное профильное образование и навыки по устранению возможных аварий.

Охрана окружающей среды на этапе проведения работ заключается в следующем:

- обеспечение максимально-возможной защиты строительного персонала от воздействия отрицательных факторов окружающей среды и производственных факторов на стройплощадке;

- предотвращение возможных экологических аварий и грубых нарушений природоохранного законодательства России в процессе работ.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период проведения работ предусмотрено:

- исключение применения в процессе ремонта веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества России;

- постоянный контроль над соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;

- неприменение в процессе ремонта технологий и веществ, при которых могут выделяться канцерогенные вещества;

- не использовать оборудование, выбросы которого значительно превышают нормативно-допустимые;

- запрещено разведение костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;

- не допускаются к эксплуатации машины и механизмы в неисправном состоянии.

Детальная характеристика вредных выбросов в атмосферу представлена в томе 6.1.1. шифр НСК-2-КП-СП-19/2022-ООС.

3.18 Оценка возможных аварийных ситуаций

Основной возможной причиной, способствующей возникновению аварий на проектируемом объекте является разгерметизация труб и оборудования (газопроводы с арматурой) вследствие:

- разрушения труб вследствие коррозии, дефектов металла;

- некачественной сварки;

- преднамеренного воздействия;

- неправильного проведения пусковых операций;

- неправильного проведения ремонтных работ.

Факторами, способствующими развитию аварии, являются:

- нарушение правил эксплуатации, правил противопожарной безопасности, правил безопасности в газовом хозяйстве;
- проведение огневых работ без предварительной оценки загазованности территории;
- складирование вблизи потенциальных мест возгорания горючих материалов;
- использование инструмента, не допустимого к работе на газовом оборудовании;
- нарушение сроков очередных профилактических осмотров оборудования;
- неудовлетворительная организация технического обслуживания технологического оборудования и производства работ;
- отсутствие производственного контроля, а также контроля работы оборудования;
- низкая производственная и технологическая дисциплина, нарушения производственных инструкций персоналом, отсутствие практических навыков или халатность;
- отсутствие опознавательной окраски и маркировки трубопроводов и их элементов согласно с требованиями НТД.

Ниже приведены типовые сценарии аварий возможных при авариях на проектируемом объекте.

Группа сценариев С1: аварии с образованием пожара (подземный газопровод)

Разгерметизация подземного участка газопровода → барическое воздействие, выброс грунта, образование котлована → истечение двух взаимонаправленных струй газа, формирование колонного шлейфа → инициирование зажигания → горение интегрального потока газа в виде условно вертикального «столба огня» → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования → ликвидация аварии → ремонтно-восстановительные работы.

Группа сценариев С2: аварии с образованием пожара (надземный газопровод в узлах запорной арматуры)

Разгерметизация надземного участка газопровода → поступление в окружающую среду взрывопожароопасного вещества → инициирование зажигания → струевое горение истекающего газа → попадание в зону возможных поражающих факторов людей и/или оборудования → ликвидация аварии ремонтно-восстановительные работы

Группа сценариев С3: аварии без возникновения поражающих факторов

Разгерметизация участка газопровода → поступление в окружающую среду взрывопожароопасного вещества → образование парогазового облака → отсутствие источника

зажигания → рассеяние парогазового облака → загрязнение окружающей природной среды → ликвидация аварии → ремонтно-восстановительные работы.

3.19 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

Опасными участками на трассе проектируемого трубопровода являются участки переходов через железную дорогу «Перегон «Кайеркан-Н/сортировочная" на км 84-85, переход участок на пересечении с ВЛ-110 кВ.

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода проектной документацией предусматривается:

- 1) толщина стенки трубопровода принята на основании прочностных расчетов и с учетом категории участков. На переходе через железную дорогу категория трубопроводов назначена «II» и принята труба Ø720x9,0мм, с классом прочности K52 по ТУ 1381-012-
- 2) для участков подземной прокладки газопровода на пересечении с ВЛ-110 кВ для защиты трубопровода от коррозии применяется антикоррозионное трехслойное полиэтиленовое покрытие усиленного типа толщиной не менее 3,0 мм ТУ 1394-015-05757848-2011 изм.1. Толщина изоляции составляет 3,0 мм в соответствии с ГОСТ Р 51164-98;
- 3) для участков подземной прокладки газопровода сварные стыки труб DN700 с заводской изоляцией изолируются в трассовых условиях манжетами термоусаживающимися «Терма-СТМП» ТУ 22.21.42-001-82119587-2019;
- 4) Сварные монтажные соединения трубопровода кат. «I, II», включая гарантийные стыки, подвергаются 100% ВИК, 100% УЗК, 100% РГ.

Другие опасные участки, такие как, переходы через естественные и искусственные водные объекты (ручьи, балки, озера), участки, проходящие в особых природных условиях и по землям особо охраняемых природных территорий по трассе проектируемых газопроводов, отсутствуют. В связи, с чем дополнительных мер, направленных на снижение риска аварий, проектной документацией не предусматривается.

При прокладке проектируемого газопровода по территории с многолетнемерзлыми грунтами (ММГ) предусматриваются решения по мерам безопасности, снижающие риск аварии.

При строительстве на многолетнемерзлых грунтах применяется I принцип использования в качестве основания сооружений - многолетнемерзлые грунты основания

используются в мерзлом или промораживаемом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения.

С целью размещения проектируемых газопроводов надземным способом проектом предусматриваются отдельно стоящие опоры и эстакады на переходах через естественные и искусственные препятствия, выполненные из металлоконструкций различного профиля.

Строительные отдельно стоящие опоры и эстакады предусмотрены на свайном основании. Конструкции рядовых опор – П-образного типа с средним переменным шагом от 15 м до 15,3 м.

В проектной документации предусмотрена надземная прокладка со слабоизогнутыми компенсационными участками для компенсации продольных деформаций трубопровода. Проектируемые надземные участки уложены на опоры, что обеспечивает перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления. Прокладка надземных участков газопроводов предусмотрена на высоте не менее 0,5 м выше высоты снегового покрова согласно п. 9.5.12 СП 36.13330.2012; прокладка надземных участков газопроводов на пересечении с водными объектами предусмотрена на высоте не менее 0,2 м выше уровня воды и подземная прокладка отдельных участков МГ с глубиной заложения не менее 3,0 м (ниже глубины сезонного промерзания).

Согласно ФЗ от 21.07.97 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый газопровод-отвод относится к ОПО высокой опасности II класса.

Переключаемые участки газопроводов-отводов в соответствии со статьей 4 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений» идентифицируются по следующим признакам:

1) назначение:
- Газопроводы. Сооружение газопровода с отводами (20.5.1.6);
- Вспомогательные объекты газопроводов. Сооружение технологической связи газопровода (20.13.1.4)

2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность – газопровод магистральный;

3) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация

здания или сооружения – нет опасных природных процессов, явлений и техногенных воздействий;

4) принадлежность к опасным производственным объектам – в соответствии с п.п.1, 3 статьи 2 федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» газопровод-отвод является опасным производственным объектом II-го класса опасности – опасный производственный объект высокой опасности;

5) пожарная и взрывопожарная опасность - Ан;

6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей - нет;

7) уровень ответственности – повышенный.

В целях обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации и предотвращения несчастных случаев на магистральных трубопроводах, согласно “Правил охраны магистральных трубопроводов”, устанавливаются охранные зоны вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранных зонах трубопроводов устанавливаются знаки и плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов, либо привести к их повреждению, в том числе запрещающие:

- перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных пунктов;
- открывать калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений, узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию от аварийного разлива транспортируемого продукта;
- размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

3.20 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий.

Организация-владелец опасного объекта системы газоснабжения обеспечивает его готовность к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации последствий в случае их возникновения посредством осуществления следующих мероприятий:

- создает аварийно-спасательную службу или привлекает на условиях договоров соответствующие специализированные службы;
- осуществляет разработку планов локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий;
- создает инженерные системы контроля и предупреждения возникновения потенциальных аварий, катастроф, системы оповещения, связи и защиты;
- создает запасы материально-технических и иных средств;
- осуществляет подготовку работников опасного объекта системы газоснабжения к действиям по локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий.

Перечень мероприятий по обеспечению готовности опасного объекта системы газоснабжения к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий разрабатывается организацией - собственником системы газоснабжения и согласуется с территориальным подразделением федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности.

Ликвидация и локализация аварий на проектируемом объекте будет осуществляться работниками существующей аварийно-восстановительной службы.

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

Технические решения, предусмотренные проектом, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных в первую очередь на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводных систем.

Основные проектные решения приняты по инженерно-геологическим и климатическим условиям района строительства, на основании задания Заказчика на проектирование с учетом прочностных и гидравлических расчетов трубопроводов.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями, СП 36.13330.2012 ИЗМ.1.2.3.4, СП 86.13330.2022 (актуализированная редакция СНиП III-42-80).

Принятые проектные решения обеспечивают максимальную надежность и экологическую безопасность проектируемых трубопроводов.

Трубы и соединительные детали должны иметь сертификаты или декларации в соответствии с Технологическими регламентами Таможенного союза (ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»).

Декларации ТР ТС следует применить по схеме 5Д (на опасных производственных объектах).

Сертификаты или декларации поступают на место строительства вместе с трубами и соединительными деталями и оборудованием с завода-изготовителя этой продукции.

Подтверждение соответствия оборудования для работы во взрывоопасных средах требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» носит обязательный характер и осуществляется в форме сертификации.

Согласно п.5 статьи 8 ТР ТС 010/2011 по решению заявителя вместо декларирования о соответствии может быть приведена сертификация по схеме сертификации, эквивалентной схеме декларирования соответствия, предусмотренной данным ТР для машин и (или) оборудования, применяемых на опасных производственных объектах (статья 9 ТР ТС 010/2011).

По трассе проектируемых газопроводов предусматривается

- прокладка подземного участка проектируемого газопровода-отвода 1-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу (ПК1_18+65,89 – ПК1_20+36,12) с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов;

- прокладка подземного участка проектируемого газопровода-отвода 2-ой нитки к Надеждинскому металлургическому заводу (ПК2_10+93,66 – ПК2_12+53,09) с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов;

- прокладка надземного проектируемого газопровода на строительных конструкциях, фундаменты которых выполняются с применением I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, согласно СП 25.13330.2012, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов.

Для проведения работ по реконструкции газопроводов при надземной прокладке предусмотрено использование новой трубы стальной электросварной прямошовной диаметром

720 мм с толщиной стенки 9 мм класса прочности К52, временное сопротивление разрыву основного металла труб не менее 510 МПа, предел текучести не менее 355 МПа, изготовленной по ТУ 1381-012-05757848-2015 АО «Выксунский металлургический завод» с заводской системой защитных покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012 (2 слоя, общей толщиной 2 мм)

Для проведения работ по реконструкции газопроводов при подземной прокладке предусмотрено использование новой трубы стальной электросварной прямошовной диаметром 720 мм с толщиной стенки 9 мм класса прочности К52, временное сопротивление разрыву основного металла труб не менее 510 МПа, предел текучести не менее 355 МПа, изготовленной по ТУ 1381-012-05757848-2015 АО «Выксунский металлургический завод» заводским монослойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием ПЭПк-М-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 3,0 мм с пенополиуретановой теплоизоляцией ППУ толщиной 150 мм по ТУ 23.99.19-022-35349408-2017 с полиэтиленовой оболочкой.

В соответствии с п.11.6 СП 36.13330.2012 ИЗМ.1.2.3.4, п.18.9.17 СП 86.13330.2022 предусмотрена электроизоляция трубопровода от опор. Эстакада (строительная опора) для трубопровода электрически соединяется с проходящим по ней трубопроводом и заземляется.

В соответствии с п.11.4 СП 36.13330.2012 изм.1.2.3.4 на начальном и конечном участках перехода трубопровода от подземной к надземной прокладке предусмотрены постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,7 м.

В проектной документации предусмотрена надземная прокладка со слабоизогнутыми компенсационными участками для компенсации продольных деформаций трубопровода. Проектируемые надземные участки уложены на опоры, что обеспечивает перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления. Прокладка надземных участков газопроводов предусмотрена на высоте не менее 0,5 м выше высоты снегового покрова согласно п. 9.5.12 СП 36.13330.2012; прокладка надземных участков газопроводов на пересечении с водными объектами предусмотрена на высоте не менее 0,2 м выше уровня воды при 1% обеспеченности согласно п. 11.8 СП 36.13330.2012.

Согласно проведенного расчета шаг расстановки технологических опор составляет выхода какой-либо опоры из работы в результате просадки или пучения грунта, т.к. строительство проектируемого трубопровода предусматривается в сложных инженерно-геологических условиях (заболачивание, многолетнемерзлые, талые грунты, пучинистые грунты, термокастр).

Проектом, с учетом опыта эксплуатации магистральных газопроводов АО «Норильстрансгаз» принят шаг расстановки продольно-подвижных опор 15 м, шаг расстановки свободноподвижных опор 15,3 м.

По трассе газопроводов-отводов имеются участки с шагом расстановки опор превышающим более 15,0 м (не более 34,6 м). Данное решение не оказывает влияния на прочностные характеристики трубопровода, т.к. расчетный шаг опор составляет 34,6 м.

Весь трубопровод разбит на компенсационные участки, разделенные между собой неподвижными опорами. Принятая длина компенсационного участка зависит от величины абсолютных перемещений трубопровода и размеров компенсирующих узлов с учетом углов поворота трассы и напряженно-деформированного состояния трубопровода в целом. Расстановка неподвижных опор трубопровода и компенсаторов выполнена шагом не более 420 м.

Монтаж трубопровода следует начинать от анкерных (неподвижных) опор в сторону компенсаторов. Работы по монтажу надземного трубопровода должны выполняться после приемки свайных опор, монтажа опорных элементов.

Последовательность и технология выполнения работ должны быть установлены в технологических картах с учетом высот опор. Неподвижная опора должна быть изготовлена в заводских условиях. При укладке должна обеспечиваться сохранность трубопровода за счет использования специальной монтажной оснастки и контроля фактического высотного положения плети. При укладке не допускается соударений укладываемой плети с металлоконструкциями эксплуатационных опор.

Сварка компенсаторов, выполняется на земле. Вварка компенсаторов в нитку трубопровода производится без его предварительной растяжки или сжатия. В местах монтажа компенсаторов трубопровода необходимо оставлять технологические разрывы.

Регулировка положения трубопровода на ригелях опор должна выполняться во время монтажных работ.

Сварочные работы при монтаже компенсаторов должны выполняться с применением центраторов.

В процессе сварки прилегающие к стыку поверхности труб должны быть защищены термостойкими бандажами, предотвращающими попадание на покрытие труб брызг расплавленного металла.

Поперечные сварные стыки трубопровода должны находиться за пределами опорной части трубопровода и располагаться не ближе 200 мм от опорной конструкции (края ложементов), согласно п.18.9.7 СП 86.13330.2022.

Замыкающий стык должен выполняться на трубах с одинаковой толщиной стенки. Замыкающий стык не должен выполняться на концах патрубков неподвижных опор.

Заделка стыковых сварных соединений производится после укладки трубопровода на ригели.

Участки подземной прокладки газопровода

Согласно п.7.24 СП 36.13330.2012 ИЗМ.1.2.3, п.2.5.280 ПУЭ 7-е пересечение проектируемых магистральных газопроводов с линиями электропередачи напряжением 110 кВ на ПК1_18+65,89 – ПК1_20+36,12 и ПК2_10+93,66 – ПК2_12+53,09, предусмотрено подземно.

Земляные работы при строительстве трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ВСН 51-1-80 «Инструкции по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства газовой промышленности», ВСН 005-88, СП 86.13330.2022, СП 45.13330.2017.

Укладка трубопровода осуществляется согласно СП 86.13330.2022 и времени производства работ, совмещенным или разделенным способом трубоукладчиком с бровки траншеи.

При подземной прокладке трубопроводов разработка траншей на суходоле ведется одноковшовым экскаватором, засыпка траншей на суходоле – бульдозером.

Согласно материалов инженерных изысканий на участках подземной прокладки карст, термокарст не выявлены.

Криволинейные очертания трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях достигаются укладкой сваренных плетей труб в спрофилированную траншею с применением крутоизогнутых отводов радиусом 1,5DN, 5DN, 40DN.

Ширина траншеи по дну для проектируемого газопровода при ~~балластировке~~ ~~пригрузами типа ПТБЖ~~ принята – 3,0 м.

Крутизна откосов в зависимости от вида грунтов принимается согласно табл. 8.1, 8.3, 15.1 СП 86.13330.2022.

Решения по прокладке проектируемого газопровода в сложных инженерно – геологических условиях приведены в п.2.11 настоящего тома.

Принятые технические решения обеспечивают максимальную надежность и экологическую безопасность проектируемых трубопроводов.

Проектом предусмотрена система электрохимической защиты проектируемого трубопровода на подземных участках. Решения по ЭХЗ приведены в томе 10.5, см. НСК-2-КП-СП-19/2022-ЭХЗ Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами». Часть 5. «Защита от коррозии».

Назначенный срок службы, срок безопасной эксплуатации участков трубопроводов - 30 лет.

Срок безопасной эксплуатации трубопровода может быть продлен.

Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до окончания нормативного срока эксплуатации.

В процессе производства работ по продлению срока эксплуатации трубопроводы подлежат техническому диагностированию, по результатам которого определяется фактическая скорость коррозии металла труб, состояние трубопроводов, оборудования и изоляции и назначается новый срок безопасной эксплуатации трубопроводов либо рекомендуется их ремонт и вывод из эксплуатации.

Техническое диагностирование магистрального газопровода осуществляют на протяжении всего жизненного цикла до вывода объекта из эксплуатации (за исключением периода ликвидации).

Обследование и мониторинг технического состояния сооружений проводят также по истечении нормативных сроков эксплуатации сооружений; при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением сооружения; по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора.

В период эксплуатации магистральные трубопроводы подлежат периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики (см. п.2.10 данного тома).

Обеспечение надежности и снижение аварийности проектируемого трубопровода достигается техническими решениями принятыми в соответствии с требованиями «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений» (Федеральный закон от 30.12.2009 г № 384 - ФЗ), ГОСТ 27751-2014 «Межгосударственный стандарт. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения» (введен в действие Приказом Росстандарта от 01.12.2014 г № 1974-ст) и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов

магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517)».

Необходимая надежность газопровода обеспечивается:

- применение труб и деталей с толщинами стенок, согласно прочностных расчетов (см. Таблицу 3.1);
- проведение строгого контроля качества поступающих для строительства материалов арматуры и оборудования;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно – монтажных работ;
- проведением очистки внутренней полости газопровода в процессе эксплуатации.

В целях обеспечения безопасности, определения фактического технического состояния ОПО МТ*, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления, необходимости снижения разрешенного рабочего давления и перехода на пониженные технологические режимы или необходимости ремонта с точной локализацией мест его выполнения и продления срока службы ОПО МТ в процессе эксплуатации следует проводить периодическое техническое диагностирование.

Проведение диагностики, может быть осуществлено диагностическими средствами, бесконтактным методом магнитной томографии либо другими диагностическими методами, обеспечивающими выявление дефектов, оценку формы дефектов, их ориентацию и взаимное расположение. При этом выявляются коррозионные, термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, определение остаточного ресурса обследуемых участков с учетом коррозионной агрессивности грунта.

Сроки и методы диагностирования определяют с учетом опасности и технического состояния участков линейной части ОПО МТ, сооружений и технических устройств площадочных сооружений ОПО МТ, а также с учетом показателей эксплуатации (срок службы, ресурс), установленных проектной и/или нормативно-технической документацией». Эксплуатирующая организация обязана проводить в течение всего жизненного цикла (до ликвидации ОПО МТ) периодические обследования трубопроводов и оборудования ОПО МТ.

Толщина стенки перекладываемых трубопроводов принята на основании расчетов на прочность и устойчивость с учетом выбранной категории в соответствии с п. 6.3 табл. 1, разд. 12.3, 12.4 СП 36.13330.2012. Для прочностных расчетов были приняты следующие коэффициенты надежности в соответствии с СП 36.13330.2012:

- по материалу $k_1 = 1,4$ (для труб DN700) табл. 10;
- по материалу $k_2 = 1,15$, табл. 11;

- по ответственности $k_n = 1,1$, табл. 12;
- по нагрузке $n = 1,1$, табл. 14.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, $R_{1n} = 510$ МПа и $R_{2n} = 355$ МПа приняты равными минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, согласно примененным стандартам на трубы.

В результате проведенных расчетов были определены минимальные толщины стенок для каждой категории газопроводов с учетом требований ФНиП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (п.п. 14-16).

Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения.

При переустройстве магистральных газопроводов в месте пересечения с существующей железной дорогой предусматривается прокладка надземного газопровода-отвода DN700 с расстоянием от головки рельса до нижней образующей трубы не менее 11,45 м. При этом расстояние от опор до подошвы насыпи дорог принято не 5,0 м.

Обустройство перехода магистральных газопроводов-отводов через существующую железную дорогу (Перегон "Кайеркан-Н/сортировочная", км 84-85) и иные естественные и искусственные преграды

Трасса проектируемого участка газопровода-отвода на всем протяжении переустройства пересекает существующие инженерные коммуникации, естественные и искусственные преграды.

Пересекаемые искусственные преграды и инженерные коммуникации:

- существующий участок железной дороги «Перегон "Кайеркан-Н/сортировочная", км 84-85»;
- ручей Буровой;
- ручей северный;
- канавы;
- линия электропередач ВЛ-110 кВ;
- существующий надземный стальной водопровод DN300 – 2 нитки;
- существующий надземный стальной трубопровод теплосетей DN300 – 2 нитки.

Пересечение с существующей железной дорогой

Прокладка газопроводов на всем протяжении участка замены предусмотрена надземная со слабоизогнутыми компенсационными участками для компенсации продольных деформаций трубопровода, за исключение участков на пересечении с ВЛ 110 кВ, где предусмотрена

подземная прокладка согласно п. 7.2.4 СП 36.13330.2012. Проектируемые надземные участки и уложены на опоры, что обеспечивает перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления. Прокладка надземных участков газопроводов предусмотрена на высоте не менее 0,5 м выше высоты снегового покрова согласно п. 9.5.12 СП 36.13330.2012; прокладка надземных участков газопроводов на пересечении с водными объектами предусмотрена на высоте не менее 0,2 м выше уровня воды при 1% обеспеченности согласно п. 11.8 СП 36.13330.2012.

При переустройстве магистральных газопроводов в месте пересечения с существующей железной дорогой предусматривается прокладка надземного газопровода-отвода DN700 под углом 90° с расстоянием от головки рельса до нижней образующей трубы не менее 11,45 м. При этом расстояние от опор до подошвы насыпи дорог принято не менее 5,0 м.

На участке предусмотрено использование новой трубы стальной электросварной прямошовной диаметром 720 мм с толщиной стенки 9 мм класса прочности K52, временное сопротивление разрыву основного металла труб не менее 510 МПа, предел текучести не менее 355 МПа, изготовленной по ТУ 1381-012-05757848-2015 АО «Выксунский металлургический завод» с заводской системой защитных покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012 (2 слоя, общей толщиной 2 мм).

Пересечение с ВЛ-110 кВ

На пересечении с ВЛ 110 кВ согласно п. 7.2.4 СП 36.13330.2012 и п.2.5.280 ПУЭ 7-е пересечение магистральных газопроводов с линиями электропередачи напряжением 110 кВ предусмотрено подземно. При этом на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения принимается категория II. Угол пересечения проектируемых газопроводов отводов с ВЛ согласно п. 2.5.279 ПУЭ принят 90°. Расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с проектируемым надземным газопроводом приняты согласно табл. 2.5.39 ПУЭ 7 - е издание, наименьшее расстояние от основания опоры ВЛ до оси газопровода – не менее высоты опоры (не менее 79 м).

Наименьшее расстояние от оси подземного трубопровода до подземной части фундамента опор ВЛ при подземной прокладке газопровода 20,0 м, в стесненных условиях не менее 10,0 м для ВЛ 110 кВ.

Минимальное фактическое расстояние при пересечении от оси подземного трубопровода до подземной части фундамента опор ВЛ 110кВ составляет - 37 м.

На участке предусмотрено использование новой трубы стальной электросварной прямошовной диаметром 720 мм с толщиной стенки 9 мм класса прочности K52, временное

сопротивление разрыву основного металла труб не менее 510 МПа, предел текучести не менее 355 МПа, изготовленной по ТУ 1381-012-05757848-2015 АО «Выксунский металлургический завод» с заводским монослойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием ПЭПк-М-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 3,0 мм с пенополиуретановой теплоизоляцией ППУ толщиной 150 мм по ТУ 23.99.19-022-35349408-2017 с полиэтиленовой оболочкой.

Производство работ в охранной ВЛ в обе стороны от крайних проводов разрешается только по наряду - допуску после получения письменного разрешения владельца электрических сетей.

Охранная зона линии электропередач ВЛ-110 кВ составляет 20 м, что соответствует требованиям приложения к «Правилам установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденных постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160.

Работы в охранных зонах ЛЭП производить по нарядам - допускам в присутствии представителя эксплуатирующей организации по согласованному проекту производства работ.

По завершению строительства выполнить рекультивацию (при необходимости) земель на местах выполнения работ в охранных зонах ВЛ.

После окончания строительно-монтажных работ совместно с представителем эксплуатирующей организацией составить акт на соответствие выполненных работ по пересечению проектируемым газопроводом с ВЛ проектным решениям и техническим условиям, выданных эксплуатирующей организацией.

Пересечение с водными объектами

Пересечение с водными преградами выполняется в соответствии с требованиями п. 10.2 СП 36.13330.2012 изм.1.2.3.4 (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*).

Для наиболее опасных участков объектов линейной части проектной документацией согласно «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517)» предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риск аварии, основные из которых приведены ниже:

- переходы предусмотрены перпендикулярно к динамической оси потока;
- при выборе решений по уменьшению техногенного воздействия на берега и русловые участки рек учитывались инженерно-геологические и гидрологические особенности

участка строительства климатические особенности и существующие методы защиты откосов и регулирования русел рек.

Основной способ прокладки проектируемого газопровода через водные преграды – надземный.

Прокладка газопроводов на всем протяжении участка замены предусмотрена надземная со слабоизогнутыми компенсационными участками для компенсации продольных деформаций трубопровода. Проектируемые надземные участки уложены на опоры, что обеспечивает перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления. Прокладка надземных участков газопроводов предусмотрена на высоте не менее 0,5 м выше высоты снегового покрова согласно п. 9.5.12 СП 36.13330.2012; прокладка надземных участков газопроводов на пересечении с водными объектами предусмотрена на высоте не менее 0,2 м выше уровня воды при 1% обеспеченности согласно п. 11.8 СП 36.13330.2012.

На участке предусмотрено использование новой трубы стальной электросварной прямошовной диаметром 720 мм с толщиной стенки 9 мм класса прочности К52, временное сопротивление разрыву основного металла труб не менее 510 МПа, предел текучести не менее 355 МПа, изготовленной по ТУ 1381-012-05757848-2015 АО «Выксунский металлургический завод» с заводской системой защитных покрытий СпецИзол по ТУ 2312-005-81433175-2012 (2 слоя, общей толщиной 2 мм).

Согласно выполненным отчетам по инженерным изысканиям – подъем воды в озерах связан преимущественно со снеготаянием, частично объемы пополняются за счет дождевой воды. Судя по распределению растительности вокруг озер, подъем высокого уровня (УВВ) над меженным не превышает 0,5 м. Пересекаемые трассой озёра не находятся в замкнутых котловинах, и при снеготаянии будет происходить сток воды по понижениям в рельефе в сторону от газопровода, что ограничивает подъём уровня воды в озере. Для опор трубопровода попадающих в границы УВВ озер и ГВВ рек и ручьев предусматриваются дополнительные защитные мероприятия, представленные в разделе 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта» часть 2 «Конструктивные и объемно-планировочные решения» шифр НСК-2-КП-СП-19/2022.ИЛО2.

Пересечение с существующими трубопроводами

Пересечение коммуникаций выполняется в соответствии с требованиями п. 9.1.4 СП 36.13330.2012 изм.1.2.3.4.

Для наиболее опасных участков объектов линейной части проектной документацией согласно «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных

трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517)» предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риск аварии, основные из которых приведены ниже:

- пересечения с существующими коммуникациями выполнены в соответствии с Техническими условиями на пересечение выданными эксплуатирующей организацией;

- предусмотрена установка опознавательных знаков.

Согласно ТУ АО «НТЭК» проектной документацией предусмотрено:

- взаимное пересечение проектируемых газопроводов-отводов и существующих трубопроводов (тепловые сети, водопровод) осуществляется открытым способом;

- расстояние между проектируемыми и существующими трубопроводами в свету принимается не менее 5,0 м;

- наименьшее расстояние по горизонтали от основания крайней опоры эстакадного перехода проектируемого газопровода до любой части трубопроводов АО «НТЭК» не менее 2,5 м.

- угол пересечения приближен к 90°.

Установку опознавательных знаков выполнить согласно «Правил охраны магистральных газопроводов», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 8 сентября 2017 г. № 1083.

Таблица 3.2. Сводная ведомость пересечений с естественными и искусственными препятствиями и инженерными коммуникациями 1-й нитки к Надеждинскому металлургическому заводу

Место пересечения		Наименование	Высота прокладки, м	Диаметр, мм	Наименование согласующей организации, ее адрес и телефон
КМ	ПК				
0,92	9+15.14	существующая 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу (подлежит демонтажу до строительства проектируемого МГ)	h=0.97	530,0	АО "НТЭК"
1,39	13+88.16	руч. Буровой	-	-	
1,67	16+66.95	водопровод стальной надземный	h=1.08	325,0	АО "НТЭК"
1,67	16+68.31	водопровод стальной надземный	h=1.08	325,0	АО "НТЭК"

1,68	16+80.91	теплосеть (трубопровод стальной надземный)	h=0.68	325,0	
1,68	16+83.10	теплосеть (трубопровод стальной надземный)	h=0.68	325,0	
1,70	17+3.62	Перегон "Кайеркан-Н/сортировочная", км 84-85			Заполярный филиал ПАО "ГМК "Норильский Никель"
1,95	19+53.62	ВЛ 110 кВ	h=14.30		АО "НТЭК"
4,95	49+51.61	ручей б/н			
4,97	49+67.01	ручей б/н			
5,23	52+31.80	существующая 2-я нитка к Надеждинскому металлургическому заводу (подлежит демонтажу до строительства проектируемого МГ)	h=1.77	530,0	АО "НТЭК"
5,43	54+25.66	руч. Северный			
5,99	59+91.11	руч. Буровой			

Таблица 3.3. Сводная ведомость пересечений с естественными и искусственными препятствиями и инженерными коммуникациями 2-й нитки к Надеждинскому металлургическому заводу

Место пересечения		Наименование	Высота прокладки, м	Диаметр мм	Наименование согласующей организации, ее адрес и телефон
КМ	ПК				
0,44	4+38.12	руч. Буровой			
0,90	9+2.57	водопр. ст.	h=1.88	325,0	АО "НТЭК"
0,90	9+3.73	водопр. ст.	h=1.88	325,0	АО "НТЭК"
0,92	9+18.97	теплосеть	h=0.68	325,0	
0,92	9+20.69	теплосеть	h=0.68	325,0	
0,94	9+39.00	Перегон "Кайеркан-Н/сортировочная", 84-85 км			Заполярный филиал ПАО "ГМК "Норильский Никель"

1,17	11+72.61	ВЛ 110 кВ	h=11.44		АО "НТЭК"
4,24	42+41.69	ручей б/н			
4,24	42+42.00	ручей б/н			
4,26	42+58.75	ручей б/н			

На участках прокладки трубопровода подземным способом траншея разрабатывается с откосами. Крутизна откосов принимается в соответствии с СП 45.13330.2017. Ширина траншеи по дну принята 1,5DN в соответствии с требованиями СП36.13330.2012.

Прокладка проектируемого стального газопровода по трассе предусмотрена открытым способом.

Работы по монтажу ведутся как вне, так и в охранной зоне действующего газопровода с отключением. Для определения местонахождения газопровода устанавливаются опознавательные знаки.

По окончании сварочных работ и проведения испытаний переключаемого участка газопровода, производятся работы по подключению в существующий газопровод. В соответствии с СП 86.13330.2022 подключение переустраиваемого участка трубопровода к действующему трубопроводу предусмотрено методом сварки прямой вставки (катушки). Объемы и стоимость на стравливаемый газ из действующего газопровода учтены в сметной документации. Подключение переустroенного трубопровода производится АО «Норильсктрансгаз», по договору подключения после предоставления согласованного с эксплуатирующей организацией документа, подтверждающего выполнение технических условий.

После проведения врезки участка газопровода, заменяемый участок существующего газопровода подлежит демонтажу. Трубопровод отрезается по границам демонтажных работ, укладывается на землю с помощью специальной техники. Резка старых труб предусматривается по монтажным стыкам. Обследование демонтированных труб выполняется аттестованными специалистами специализированных организаций. Вывоз демонтируемых труб после производства работ осуществляется на промплощадку эксплуатирующей организации.

Перекладка газопровода осуществляется в соответствии с нормативно-технической документацией.

Установка опознавательных знаков выполняется согласно «Правил эксплуатации магистральных газопроводов».

Все сварные соединения на участках замены трубопровода подвергаются контролю качества неразрушающими методами:

- визуально и измерительному контролю – 100%;
- радиографическим контролем участков газопровода I, II категории не менее – 100%
- ультразвуковому контролю участков газопровода I, II категории не менее – 100%.

Контроль качества изоляционных работ производится в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Контроль адгезии производят после нанесения защитного покрытия на трубопровод по методике Приложения Б ГОСТ Р 51164-98 и методикам, предусмотренным нормативной документацией на трубы, изолированные в заводских или базовых условиях:

- при трассовом нанесении - через каждые 500 м, а также в местах, вызывающих сомнение;
- при заводском или базовом нанесении - на 2% труб, а также в местах, вызывающих сомнение.

Сплошность защитного покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой в траншею искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями п. 17 таблицы 2 и п. 9 таблицы 3 ГОСТ Р 51164-98. Контролю подлежит вся внешняя поверхность сооружения.

В случае пробоя защитного покрытия проводят ремонт дефектных мест по НД на соответствующий вид защитного покрытия. Отремонтированные участки следует повторно проконтролировать.

После засыпки предусматривается контроль качества изоляционных работ по критерию интегральной оценки сопротивления изоляции методом катодной поляризации. По результатам обследования принимаются меры по устранению дефектов, если они имеются.

Выполнение захлестов

Сварку стыковых соединений захлестов, прямых вставок (катушек) следует производить при минимальной температуре, предпочтительно в светлое время суток малочисленной бригадой наиболее квалифицированных сварщиков в присутствии ответственного руководителя (специалиста) подрядной организации.

Для установки требуемого зазора или обеспечения соосности труб не допускается натягивать или изгибать трубы силовыми механизмами, а также нагревать за пределами зоны сварного стыкового соединения.

В процессе выполнения захлестного соединения не допускается производить изменение параметров монтажной схемы, зафиксированной к моменту завершения сборки. Сварку следует выполнить без перерывов. Не допускается оставлять незаконченными сварные соединения захлестов, прямых вставок (катушек). Не допускается соединение разнотолщинных труб (соединения труб, отличающихся по нормативной толщине более чем на 2,0 мм). Укладку (установку на опоры) приподнятого при монтаже участка трубопровода разрешается только после окончания сварки стыкового соединения.

Контроль качества сварных соединений и изоляции

Контроль качества сварных соединений (уровни качества, методы и объемы НК) выполнять в соответствии с ВСН 006-89, СП 406.1325800.2018 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517).

Сварочные работы, выбор сварочных материалов выполнять в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022 (актуализированная редакция СНиП III-42-80*) и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517).

Сварочно - монтажные работы выполнять в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 519), операционно-технологическими картами сборки и сварки.

Разделка кромок деталей для присоединения с основной трубой должна соответствовать СП 86.13330.2022 (актуализированная редакция СНиП III-42-80*).

Сварку трубопроводов необходимо производить в соответствии с технологической картой сварки, которая содержит требования к методам сварки, применяемым сварочным материалам, типам, конструктивным элементам подготовленных кромок и сварных швов, контролю качества сварных соединений. Технологическая карта сварки составляется

подрядной организацией, аттестованным сварщиком-технологом с уровнем аттестации не ниже III, и согласовывается главным сварщиком Заказчика.

Сварные соединения трубопровода, сварка которых осуществляется по месту, должны быть подвергнуты предварительному подогреву и специальной термической обработке.

Сварку трубопровода производить по технологической карте сварки, разработанной в ППР, согласно аттестованной технологии сварки с применением сварочного оборудования, прошедшего аттестацию и с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Аттестация сварщиков, специалистов сварочного производства, сварочных технологий, оборудования и материалов должна проводиться в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 30 октября 1998 года N 63, РД 03-615-03 "Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов" и "Рекомендациями по применению РД 03-615-03", с РД 03-613-03 "Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов", "Рекомендациями по применению РД 03-613-03", СТО НАКС 2.7-2020 «Порядок проведения и оформления процедур аттестации сварочных материалов», с РД 03-614-03 "Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов", "Рекомендациями по применению РД 03-614-03", СТО НАКС 2.8-2020 «Порядок проведения и оформления процедур аттестации сварочного оборудования».

При этом аттестацию сварщиков, специалистов сварочного производства и сварочных технологий организаций, выполняющих сварочно-монтажные работы по нормативным документам, уполномочены осуществлять только аттестационными центрами.

Сварку кольцевых сварных соединений следует выполнять с применением механизированных и/или автоматических способов сварки, а также их комбинаций.

Применение ручной дуговой сварки (РДС) допустимо в случаях невозможности выполнения механизированных и/или автоматических способов сварки.

Корневой слой сварного шва должен выполняться с применением способов сварки, при которых не происходит образования шлака.

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Организация контроля качества при производстве и приемке работ должна осуществляться в соответствии с СП 48.13330.2019 (актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 «Организация строительства») разд.7 «Строительный контроль и надзор за строительством».

Для строительства (реконструкции) линейной части МГ используются технологии сварки, базирующиеся на применении автоматической и механической сварки.

Сварные соединения стыков трубопровода категории I, II и угловые сварные соединения, а также гарантийных и захлестных стыков подвергаются:

- 100% визуальному-измерительному контролю;
- 100% контролю радиографическим методом;
- 100% контролю ультразвуковым методом;
- проведение дублирующего неразрушающего контроля вновь сваренных соединений.

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Безопасность работ при этом должна быть обеспечена согласно требованиям «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности» ОСПРБ - 99 и «Норм радиационной безопасности» НРБ - 99.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения.

Нормы оценки качества по результатам неразрушающего контроля производить в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от заводов поставщиков.

Трубы, фасонные соединительные детали и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, Технические Условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, номера плавок,

вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номер партии.

Операционный контроль осуществляют мастера и производители работ. При этом осуществляется проверка правильности и необходимой последовательности выполнения технологических операций по сборке и сварке и действующих операционных технологических карт.

Вновь заизолированные участки трубопровода подвергаются контролю в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п. 6. Необходимо производить визуальный контроль состояния покрытия, а также выполнить проверку толщины изоляционного покрытия труб в заводской изоляции. Изоляцию контролируют по следующим показателям - адгезия в нахлесте, адгезия к стали, прочность при ударе, сплошность.

Изоляционное покрытие на законченных ремонтируемых участках трубопровода подлежит контролю диагностическим комплексом ОРИОН - 3М.

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

Выбор трасс трубопроводов выполнен из условия минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде и обеспечения высокой надежности и безаварийности на весь период эксплуатации.

Выбор трасс и проектные решения по строительству трубопроводов приняты на основании материалов инженерных изысканий.

Выбор трасс и проектные решения по строительству трубопроводов приняты на основании материалов инженерных изысканий, согласно Федеральному закону № 116-ФЗ (ст.8,9,10).

При выборе трасс максимально использовалась возможность их размещения на землях с менее ценными породами деревьев. При этом учитывались инженерно-геологические условия строительства, рельеф местности, грунтовые условия, схема существующих трубопроводов, сложившаяся транспортная схема, применяемые методы строительно-монтажных работ.

Расстояния между инженерными сетями приняты в зависимости от класса трубопровода, назначения объектов и степени обеспечения их безопасности в соответствии с требованиями таблицы 4 СП 36.13330.2012 изм.1,2,3,4, согласно Федеральному закону № 116-ФЗ.

В части соблюдения минимальных расстояний от оси надземного газопровода до объектов, зданий и сооружений (согласно примечанию 5 к таблице 4 СП 36.13330.2012 минимальные расстояния от оси газопровода до зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в поз.1 настоящей таблицы, следует принимать увеличенными в 2 раза, в поз.2-6, 8-10 и 13 – в 1,5 раза), а также соблюдения минимальных расстояний от оси подземного газо-провода до объектов, зданий и сооружений.

Согласно ФЗ от 21.07.97 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые газопроводы-отводы относятся к опасным производственным объектам (ОПО) высокой опасности II класса.

Переукладываемые участки газопроводов-отводов в соответствии со статьей 4 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений» идентифицируются по следующим признакам:

- 1) назначение:
 - Газопроводы. Сооружение газопровода с отводами (20.5.1.6);
 - Вспомогательные объекты газопроводов. Сооружение технологической связи газопровода (20.13.1.4)
- 2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность – газопровод магистральный;
- 3) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения – нет опасных природных процессов, явлений и техногенных воздействий;
- 4) принадлежность к опасным производственным объектам – в соответствии с п.п.1, 3 статьи 2 федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» газопровод-отвод является опасным производственным объектом II-го класса опасности – опасный производственный объект высокой опасности;
- 5) пожарная и взрывопожарная опасность - Ан;
- 6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей - нет;
- 7) уровень ответственности – повышенный.

С целью обеспечения необходимой безопасности населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений расстояния от надземного проектируемого газопровода до перечисленных объектов приняты согласно таблицы 4

СП 36.13330.2012 изм.1,2,3,4 в соответствии со степенью ответственности этих объектов и в зависимости от категории и класса газопровода:

- минимальное безопасное расстояние от оси надземного проектируемого газопровода при сближении и параллельном следовании до городов, населенных пунктов, железнодорожных станций и других объектов указанных в поз. 1 таблицы 4 СП36.1330.2012 изм. 1,2,3,4 с учетом примечания 5 приняты при диаметре трубопровода 700 мм – 400 м;

- минимальное безопасное расстояние от оси надземного проектируемого газопровода при сближении и параллельном следовании до железных дорог принято согласно поз. 2 таблицы 4 СП 36.13330.2012 изм. 1,2,3,4 при диаметре трубопровода 700 мм – 225 м;

- минимальное безопасное расстояние при параллельном следовании проектируемых газопроводов принято с учетом п. 7.20, таблицы 9 СП 36.13330.2012 изм. 1,2,3,4 при диаметре трубопровода 700 мм с учетом принятой технологии поточного строительства и сложных инженерно – геологических условий – 70 м

Трасса газопровода выбрана так, чтобы населенные пункты, отдельные жилые, хозяйственные и производственные постройки и другие объекты третьих лиц находились в зоне приемлемого риска.

Минимальные расстояния от газопровода до инженерных сооружений приняты согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» изм. 1,2,3,4.

Согласно п.5.6 СП 36.133330.2012 «Магистральные трубопроводы» для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранная зона вдоль трасс трубопроводов.

Согласно «Правила охраны магистральных газопроводов», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 8 сентября 2017 г. № 1083 охранная зона трассы газопровода составляет 25,0 м от оси газопровода с каждой стороны.

Установка опознавательных – предупредительных знаков в проекте выполнена согласно требованию действующих нормативных документов СП 36.133330.2012 «Магистральные трубопроводы» и «Правил охраны магистральных газопроводов», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 8 сентября 2017 г. № 1083, Правил охраны магистральных трубопроводов, утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.92г. № 9, Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, утвержденных Министерством газовой промышленности 16.03.1984 г.

Опознавательные знаки, устанавливаемые для километровой привязки газопровода на местности, дополнительно оборудованы козырьками с нанесенным километром по трассе газопровода.

Места установки опознавательных знаков:

- на прямолинейных участках в пределах прямой видимости, но не более 500,0 м;
- на пересечениях с коммуникациями;
- на пересечениях с искусственными и естественными преградами;
- на углах поворота;
- на пересечениях автомобильных дорог.

Опознавательный знак содержит следующую информацию:

- наименование газопровода;
- данные об условном (номинальном) диаметре, условном (номинальном) давлении;
- местоположение оси газопровода по отношению к основанию знака;
- расстояние от начала газопровода, измеряемое в километрах;
- расстояние от оси газопровода до границы охранной зоны;
- телефоны и адреса эксплуатирующей организации.

Знак обозначения трассы газопровода на местности должен совмещать функции контрольно - измерительного пункта (КИП) и иметь клеммную коробку с зажимами в количестве не менее 5 шт.

3.23 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Для обеспечения безопасности предусмотрены следующие решения, обеспечивающие, в соответствии с п.20 ФНиП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», безопасное функционирование и снижение риска аварий на магистральном газопроводе:

- 1) Максимальное рабочее давление составляет 5,5 МПа;
- 2) Толщина стенки трубопровода принята на основании прочностных расчетов и с учетом категории участка;
- 3) прокладка надземных участков газопроводов предусмотрена на высоте не менее 0,5 м выше высоты снегового покрова согласно п. 9.5.12 СП 36.13330.2012;

4) прокладка надземных участков газопроводов на пересечении с водными объектами предусмотрена на высоте не менее 0,2 м выше уровня воды при 1% обеспеченности согласно п. 11.8 СП 36.13330.2012;

5) Для защиты трубопровода от коррозии применяется труба с наружным антикоррозионным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа толщиной не менее 3,0 мм по ТУ 1394-015-05757848-2011 изм.1.

Сварные стыки труб DN700 с заводской изоляцией изолируются в трассовых условиях манжетами термоусаживающимися «Терма-СТМП» ТУ 22.21.42-001-82119587-2019.

Также эксплуатирующей организацией предусмотреть следующие плановые мероприятия на период эксплуатации газопровода:

- производятся планово-предупредительные ремонты в соответствии с утвержденными планами и календарными графиками;
- периодическая комплексная диагностика газопроводов и арматуры методом электрометрии (измерения разности потенциалов «труба-земля»);
- осуществляется защита от коррозии с помощью средств ЭХЗ, а службой ЭВС и ЗК постоянно в соответствии с ПТЭ производится контроль за коррозионными процессами и состоянием изоляционного покрытия газопроводов;
- каждый год выполняется плановая подготовка объектов и оборудования газопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях и весеннему паводку;
- ежегодное обследование газопроводов после весеннего паводка с составлением акта, фиксирующего обнаруженные недостатки. По результатам обследования принимаются соответствующие меры, прежде всего – по засыпке обнаруженных размывов на участках ЛЧ МГ, восстановлению балластировки и т.п.;
- для локализации аварий на рассматриваемых участках газопроводов используется запорная арматура линейных крановых узлов;
- вертолетное патрулирование с использованием приборов для дистанционного обнаружения утечек метана;
- планирование и проведение регламентированных мероприятий по техническому обслуживанию, ревизии и испытанию оборудования;
- осуществление диагностических обследований и измерений, анализом полученных результатов, организацией и выполнением мероприятий по устранению выявленных недостатков и неисправностей (при необходимости);

- организация и проведение работ на ЛЧ с соблюдением установленных требований безопасности, заведомо исправным оборудованием, инструментом и приспособлениями;
- для локализации и ликвидации аварий, а также выполнения задач по защите людей от негативного воздействия поражающих факторов аварии на ОПО ЛЧ МГ имеется бригада линейно-эксплуатационной службы.

В соответствии с п. 3 “Правила охраны магистральных трубопроводов”, для исключения возможности повреждения газопровода установлены охранные зоны в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны вдоль трассы газопроводов. Все работы в охранной зоне магистрального газопровода-отвода выполнять по письменному разрешению на производство работ в охранной зоне и в присутствии представителя АО «Норильсктрансгаз».

Производство работ необходимо производить в соответствии с действующими нормативно-техническими документами:

- СП 48.13330.2019 «Организация строительства»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 года №390 «О противопожарном режиме»;
- СП 36.13330.2012 изм. 1,2,3,4 «Магистральные трубопроводы».

При производстве работ в охранной зоне могут находиться только техника и работники, непосредственно участвующие в работах. Во время установленных перерывов люди должны находиться за пределами минимальных расстояний по СП 36.13330.2012.

Проезд землеройных и других машин над действующими газопроводами допускается только по специально оборудованным переездам, в местах, указанных эксплуатирующей организацией и определенных проектом производства работ.

Передвижение строительных машин и механизмов в охранной зоне действующих газопроводов без сопровождения лица, ответственного за безопасное проведение работ (руководителя работ) в охранной зоне действующего газопровода, запрещается.

Прочие работы по обеспечению безопасного функционирования газопровода

В соответствии с п.4.1 “Правила охраны магистральных трубопроводов”, для исключения возможности повреждения газопровода установлены охранные зоны в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны вдоль трассы газопровода. Вся трасса газопровода закреплена указательными знаками «Правила эксплуатации магистральных газопроводов». Знаки устанавливаются на пересечениях, углах поворотах трассы.

По окончании сварочных работ все сварные соединения подвергаются контролю качества сварных соединений.

Проверка качества сварных стыковых соединений газопровода-отвода производится:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки газопровода;
- визуальным и измерительным контролем;
- неразрушающими методами контроля: радиографическим и ультразвуковым.

Визуальный и измерительный контроль выполняется до проведения неразрушающего контроля сварного соединения физическими методами. Дефекты, выявленные по результатам ВИК, должны быть устранены до проведения неразрушающего контроля физическими методами.

Все сварные соединения на участках замены трубопровода подвергаются контролю качества неразрушающими методами:

- визуально и измерительному контролю – 100%;
- радиографическим контролем участков газопровода I, II категории не менее – 100%
- ультразвуковому контролю участков газопровода I, II категории не менее – 100%.

Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные стыки и подвергаются 100% контролю методами рентгенографии и 100% ультразвуковому контролю в соответствии с СП 86.13330.2022.

После прохождения испытаний и удаления влаги из участков газопроводов необходимо выполнить врезку в существующую магистраль методом варки прямой вставки (катушки).

Очистка полости и испытание газопровода производится в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 (Актуализированная редакция СНиП III-42-80*), ВСН 011-88.

Очистку полости трубопровода, испытание на прочность и проверку на герметичность осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ и под руководством комиссии, состоящей из представителей генерального Подрядчика, субподрядных организаций, Заказчика и назначенной совместным приказом генерального Подрядчика и Заказчика или на основании совместного приказа их вышестоящих организаций.

Специальная инструкция составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопровода.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопровода должны выполняться после полной готовности испытываемого трубопровода.

Полость трубопровода до проведения испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта, воды и различных предметов.

Согласно п.2.6 ВСН 011-88 перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода продувкой скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе испытаний:

- для трубопроводов диаметром 159 мм без пропуска очистных или разделительных устройств;
- для трубопроводов диаметром 219 мм и более с пропуском очистных или разделительных устройств.

Надземный трубопровод следует продувать с пропуском очистных устройств облегченной конструкции, масса и скорость перемещения которых не вызовут разрушения трубопровода на опорах.

Пропуск поршней по надземному трубопроводу следует осуществлять под давлением не более 10 км/ч.

Участок трубопровода или секцию, сразу же после очистки закрыть временными заглушками.

Продувка с пропуском очистного устройства считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа. Продувка без пропуска очистного устройства считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

В соответствии с п.10.28 и таблицей 6 Правил техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов (Приказ Миннефтегазстроя СССР от 11.08.1981) на период проведения работ по очистке полости трубопроводов установлены определенные размеры охранной зоны.

Запрещается использование запорной арматуры для отключения испытываемого участка. Испытание осуществляется по специальной инструкции, составляемой строительномонтажной организации совместно с заказчиком (эксплуатирующей организацией) и согласованной с заказчиком, эксплуатирующей и проектной организациями.

Инструкция должна предусматривать:

- схему деления трубопроводов на отдельные участки, ограниченные заглушками;

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы, средства выявления и устранения дефектов;
- требования пожарной, газовой, технической безопасности, газовой инспекции и котлонадзора.

В соответствии с требованиями СП 86.13330.2022 переключаемые участки газопроводов на прочность испытываются гидравлическим и пневматическим способами.

Переход магистрального газопровода-отвода через железную дорогу испытывается в два этапа в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022:

- первый этап - до укладки, включая участки длиной по 25 м от оси железнодорожного пути, давлением 1,25 Рраб, в течение 24 часов.

- одновременно со всем газопроводом, давлением 1,1 Рраб, в течение 24 часов.

Переход магистрального газопровода-отвода через водные объекты испытываются в один этап в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022 одновременно со всем газопроводом, давлением 1,1 Рраб, в течение 24 часов.

На герметичность переключаемый участок газопровода испытывается пневматическим способом рабочим давлением, в течение 12 часов после испытаний на прочность.

После очистки полости перед заключительным этапом испытаний пропускаются поршни с калибровочным диском диаметром 95 % от минимального внутреннего диаметра самого узкого элемента в пределах испытываемого участка с учетом его толщины стенки и овальности.

В соответствии с «Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности », утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №517 от 11.12.2020г. (п. 74) на заключительном этапе гидравлических испытаний газопровода-отвода после пропуска поршня с калибровочным диском пропускается в потоке воды снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб для определения дефектов типа вмятин, гофр и овальностей. В случае обнаружения дефектов геометрии труб, размеры которых не позволяют пропустить снаряд-дефектоскоп, дефекты устраняются. Недопустимые дефекты, выявленные по результатам внутритрубной дефектоскопии, устраняются.

Для приема удаляемой воды из проектируемого трубопровода в рабочей документации предусмотрены амбары-отстойники. Для гидроизоляции амбаров применена полиэтиленовая пленка. Устройство амбара учтено в объемах работ. Размещение амбара уточняется по месту.

Вода после гидравлических испытаний вывозится автоцистернами на специализированные очистные сооружения.

Удаление влаги из внутренней полости газопровода производится продувкой сжатым воздухом.

Осушка участков газопровода производится сухим воздухом в соответствии с методикой, приведенной в СП 86.13330.2022. Осушенные участки газопроводов заполняют сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с ТТР минус 20° до избыточного давления 0,02 МПа.

После соединения переключаемого участка с существующим газопроводом-отводом с целью вытеснения газовой смеси предусмотрена продувка газопровода азотом. При подаче азота концентрация взрывоопасных компонентов - метана и кислорода в газовой смеси с азотом уменьшается и после достижения допустимых значений их концентрации (содержания в процентном выражении) подачу азота можно прекращать. При возможном повышении содержания метана и кислорода после окончания подачи азота необходимо обеспечивать периодический контроль их содержания и при необходимости возобновлять подачу азота.

Подача азота к месту проведения огневых работ осуществляется с применением передвижной азотной установки. Подача азота непосредственно в трубопровод и технологическое оборудование осуществляется по стальным трубопроводам или гибким рукавам. Избыточное давление азота при его подаче в объект должно регулироваться в пределах от 0,005 до 0,2 МПа (0,05 кгс/см² - 2,0 кгс/см²). Температура азота, подаваемого с азотной установки, должна быть не ниже +5°С.

Вытеснение газовой смеси считается законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из трубопровода, составит не более 2 %.

На период проведения работ по очистке полости и испытанию газопроводов установлены охранные зоны, которые обозначают соответствующими знаками. Размеры охранных зон для подземных газопроводов при проведении гидравлических испытаний назначены в соответствии с табл. №2 Приложения №7 к ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. N 534:

- охранный радиус в направлении вылета поршней при промывке, продувке и вытеснении воды для трубопроводов диаметром 500-800 мм – 800 м;

- охранная зона в обе стороны от оси газопровода при испытании газопроводов диаметром 500-800 мм при $P_{раб}=5.4\text{МПа}$ и $R_{исп}=1.1P_{раб} - 75$ м, при $P_{раб}=5.4\text{МПа}$ и $R_{исп}=1.25P_{раб} - 75$ м;

- охранная зона в направлении возможного отрыва заглушки при испытании газопроводов диаметром 700 мм устанавливается 600 м.

Временные трубопроводы для подключения опрессовочного агрегата и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты пневматическому испытанию на давление, $R_{исп} = 1,25P_{раб} = 6,875$ МПа в течении 6,0 час.

В соответствии с п.10.39 и таблицей 7 Правил техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов (Приказ Миннефтегазстроя СССР от 11.08.1981) при пневматических испытаниях перед началом испытания трубопроводов должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ.

Согласно п.78 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов" Приказ № 517 после завершения строительства и испытания на прочность и проверки на герметичность проектируемый газопровод заполняется газом с целью комплексного опробования и выдерживается в течение 72 часов. Трубопроводы считаются комплексно опробованы, если за время испытания давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

Заполнение и комплексное опробование проводят в соответствии с инструкцией (планом мероприятий), разработанной эксплуатирующей организацией.

3.24 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

Расчеты параметров газопровода выполнены в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». Целью проведения расчетов является проверка прочности, деформативности, общей устойчивости в продольном направлении и устойчивости газопровода против всплытия. Надежность и устойчивость участка газопровода обеспечиваются положительными результатами проверки указанных условий.

Нагрузки и воздействия, которые необходимо учитывать при проверке прочности трубопровода, классифицируются следующим образом:

-функциональные;

- природные;
- строительные;
- случайные.

Функциональные, это нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации трубопровода:

- внутреннее давление;
- температурные воздействия;
- весовые нагрузки;
- упругий изгиб продуктопровода.

Внутреннее давление в газопроводе принято 5,4 МПа.

Температурное воздействие — это температурный перепад в металле стенок труб равный разнице между минимальной температурой в период эксплуатации и наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода.

Весовые нагрузки определяются с учетом веса труб, транспортируемого продукта, противокоррозионного покрытия, а также веса грунта засыпки.

Напряжения от упругого изгиба учитываются при проверке прочности трубопровода.

К природным нагрузкам относится грунтовая нагрузка, вызванная пучением грунта.

Строительные нагрузки – нагрузки, возникающие при строительно-монтажных работах и испытании, а также нагрузки при хранении и транспортировке.

Причинами случайных нагрузок могут быть:

- механические повреждения;
- нестационарный режим эксплуатации;
- внезапная разгерметизация;
- взрыв;
- пожар.

3.25 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

Сочетания нагрузок и расчетные коэффициенты приняты согласно СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

При выполнении расчетов к постоянным нагрузкам, действующим на газопровод, отнесены:

- собственный вес газопровода с антикоррозионным покрытием;
- упругий изгиб.

Временными длительными нагрузками являются:

- внутреннее давление перекачиваемого продукта (газа);
- температурный перепад.

Толщина стенки вновь укладываемых труб определена из условия прочности по внутреннему давлению. При выбранной толщине стенки труб прочность газопровода в продольном направлении определяют температурный перепад и внутреннее давление. Проверка условия предотвращения недопустимых пластических деформаций выполнена с учетом внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба. При проверке устойчивости газопровода против всплытия учитывается упругий отпор, собственный вес газопровода, гидростатическое давление воды. Нагрузками, определяющими общую устойчивость газопровода в продольном направлении, являются собственный вес газопровода, упругий изгиб, гидростатического давление воды, давление грунта засыпки.

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

Принятые в расчетах коэффициенты определены в соответствии с СП 36.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*».

Коэффициент надежности по назначению трубопровода $K_n=1,1$ (таблица 12);

Коэффициент условий работы трубопровода (кат. «I,II») $m=0,825$ (таблица 1);

Коэффициент условий работы трубопровода (кат. «III,IV») $m=0,99$ (таблица 1);

Коэффициент надежности по материалу $K_1=1, 4$; $K_2=1,15$ (таблица 10, 11);

Коэффициент надежности по нагрузке $n=1,1$ (таблица 14);

- расчетное давление $P_{\text{раб}}=5,4$ МПа;

Модуль упругости – 206000 МПа;

Коэффициент поперечной деформации Пуассона – 0,3.

3.27 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Для проведения работ по строительству газопровода-отвода проектной документацией предусматривается использование следующих труб:

3.28 Основные материалы и изделия, применяемые для выполнения строительства газопровода

Для защиты сварных стыков трубопровода на участках использования трубы в заводской изоляции проектной документацией предусмотрены манжеты ТЕРМА-СТМП ТУ 22.21.42-001-82119587-2019.

Информация по монтажу вышеуказанных материалов представлена в проекте производства работ, выполненном подрядной организацией.

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

Выбор труб для строительства газопровода выполнен на основании расчета на прочность, исходя из максимально возможного давления транспортируемого рабочего продукта.

Трубы и соединительные детали трубопроводов имеют сертификаты или декларации в соответствии с требованиями конструкторской документации, технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Декларацию ТР ТС применить по схеме 5Д (на опасных производственных объектах).

Сертификаты или декларации поступают на место строительства вместе с трубами и соединительными деталями и оборудованием с завода-изготовителя этой продукции.

При поставке труб и соединительных деталей трубопровода, продукция должна иметь документацию, подтверждающую соответствие требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517)».

При поставке труб и соединительных деталей трубопровода, продукция должна иметь документацию, подтверждающую соответствие требованиям промышленной безопасности используемого технологического оборудования и технических устройств.

Трубы должны соответствовать требованиям раздела 12 СП 36.13330.2012 изм.1.2.3.4, п.6.2 СП 86.13330.2014, Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому,

технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517) по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д.

Требования к габаритным размерам новых изолированных труб DN700 допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны приведены в ТУ 1381-012-05757848-2015 «Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром от 530 до 1420мм, для магистральных и промышленных трубопроводов на рабочее давление до 10.0 МПа включительно».

Длина трубы должна быть в пределах 10,5-12,3 м. Допускается поставка до 10% труб от партии длиной 9,5 до 10,49 метров.

Предельные отклонения от номинальных размеров:

- по наружному диаметру торцов трубы для диаметра до 1020 мм ± 1.5 мм;
- по наружному диаметру корпуса трубы ± 3.0 мм;

Овальность торцов труб не должна превышать 1,0% от номинального наружного диаметра труб с номинальной толщиной стенки до 20 мм включительно и не более 0,8 % для труб с номинальной толщиной стенки до 20 мм и более.

Допускается применение трубной продукции и соединительных деталей трубопроводов по другим техническим условиям при условии выполнения технических требований.

3.30 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

Трубы и соединительные детали трубопроводов имеют сертификаты или декларации в соответствии с требованиями конструкторской документации, технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Декларацию ТР ТС применить по схеме 5Д (на опасных производственных объектах).

3.31 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

В проектной документации принята подземная прокладка проектируемого газопровода. На участках на ПК1_18+65,89 – ПК1_20+36,12 и ПК2_10+93,66 – ПК2_12+53,09 проектируемого магистрального газопровода принята подземная прокладка.

В соответствии с требованиями раздела 11 СП 36.13330.2012 изм.1.2.3.4 (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*), а также тепловое воздействие трубопровода на вечномёрзлые грунты высота прокладки трубопроводов принята не менее 1,5 м от поверхности грунта.

В соответствии с требованиями раздела 9 СП 36.13330.2012 ИЗМ.1.2.3 (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*), подземные участки газопровода проложены ниже глубины сезонного промерзания, глубина заложения принята не менее 2,0 м.

Для исключения растепления многолетнемерзлых грунтов (ММГ) на подземных участках прокладки газопровода и в целях снижения теплового воздействия в летнее время подземного магистрального газопровода на участках ММГ, проектом предусмотрена укладка трубы в траншею на предварительно подготовленное основание из привозного (карьерного) песка высотой не менее 0,2 м, с устройством теплоизоляционного экрана под нижней образующей трубы из теплоизоляционных плит. Трубопровод принят с заводским монослойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием ПЭПк-М-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 3,0 мм с пенополиуретановой теплоизоляцией ППУ толщиной 150 мм по ТУ 2

3 Данные мероприятия позволят минимизировать тепловое воздействие на ММГ, а также возможную деформацию трубопровода.

9 В качестве тепловой изоляции дна траншеи (теплоизоляционный экран) и по боковым стенкам траншеи используются плиты из экструзивного пенополистирола «ПЕНОПЛЕКС-45» по ТУ 5767-006-56925804-20007 толщиной 100 мм. Для теплоизоляции дна траншеи (теплоизоляционного экрана) плиты укладываются в четыре слоя (толщина теплоизоляционного экрана 400 мм), для теплоизоляции боковых стенок траншеи, плиты укладываются в два слоя (общая толщина теплоизоляции боковых стенок 200 мм). Температурный диапазон эксплуатации от минус 60 °С до плюс 50 °С.

2

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

3

5 Обеспечение надежности и снижение аварийности проектируемого трубопровода достигается техническими решениями принятыми в соответствии с требованиями 4 «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений» (Федеральный закон от 30.12.2009 г № 384-ФЗ), ГОСТ 27751-2014 «Межгосударственный стандарт. Надежность

4

0

8

-

строительных конструкций и оснований. Основные положения» (введен в действие Приказом Росстандарта от 01.12.2014 г № 1974-ст) и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 г. № 517)».

Согласно отчету по инженерным изысканиям проектируемый надземный газопровод имеет пересечения с водными преградами, заболоченными участками, обводненными участками. Пересечение проектируемого газопровода на данных участках предусмотрено надземно, на опорах.

Согласно п.7.24 СП 36.13330.2012 изм.1.2.3.4, п.2.5.280 ПУЭ 7-е пересечение с линиями электропередачи напряжением 110 кВ проектируемым магистральным газопроводом на ПК1_18+65,89 – ПК1_20+36,12 и ПК2_10+93,66 – ПК2_12+53,09 предусмотрено подземно.

Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода через болота представлены в п. 3.20 данного тома.

Решения по прокладке проектируемого газопровода в сложных инженерно – геологических условиях приведены в п.2.11 настоящего тома.

3.33 Мероприятия по безопасности и сохранности действующих газопроводов

Работы в охранной зоне действующих магистральных газопроводов подразделяются:

- на аварийные;
- на работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации, персоналом служб филиалов Общества (ЛЭС, ГРС, защиты от коррозии, телемеханики и связи и др.);
- на работы по капитальному ремонту, строительству и реконструкции магистральных газопроводов, средств ЭХЗ, линейной телемеханики и технологической связи в зоне ответственности Общества, выполняемые силами подрядных организаций;
- строительные и другие работы, выполняемые сторонними организациями в охранной зоне действующих газопроводов, (например, по пересечению действующих газопроводов сторонними коммуникациями, трубопроводами, кабелями, строительные, геологоразведочные, горные, поисковые и др.).

Производство работ в охранных зонах магистральных газопроводов должно строго выполняться в соответствии с требованиями «Правил охраны магистральных трубопроводов».

В охранных зонах МГ запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушить их нормальную эксплуатацию, либо привести к их повреждению, в том числе:

- перемещать, засыпать и ломать опознавательные и сигнальные знаки, контрольно-измерительные пункты;

- открывать люки, калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов связи, ограждений крановых площадок ТПА, установленной на ЛЧ МГ, станций катодной и дренажной защиты, открывать и закрывать ТПА, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;

- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, щелочей и солей;

- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения, предохраняющие трубопроводы от разрушения;

- бросать якоря, проходить с отданными якорями, цепями, лотами, волокушами и тралами, производить дноуглубительные и землечерпальные работы;

- разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

В охранных зонах МГ без письменного разрешения эксплуатирующей организации запрещается:

- возводить любые постройки и сооружения;

- высаживать деревья и кустарники всех видов, складировать корма, удобрения, материалы, сено и солому, располагать коновязи, содержать скот, выделять рыбопромысловые участки, производить добычу рыбы, а также водных животных и растений, устраивать водопои, производить колку и заготовку льда;

- сооружать проезды и переезды через трассы магистральных газопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать сады и огороды;

- производить всякого рода открытые и подземные, горные, строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта;

- производить геологоразведочные, поисковые и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта (кроме почвенных образцов).

До выдачи Разрешения необходимо:

- определить (уточнить) местонахождение и техническое состояние всех газопроводов и их сооружений в границах зоны производства работ, ответственность за это несет эксплуатирующая организация. Местоположение уточняется трассоискателями, глубина заложения щупами или шурфовкой, техническое состояние определяется приборами - искателями повреждений изоляционного покрытия и шурфовкой для определения наличия и величины коррозионных повреждений;

- проверить целостность штатных знаков закрепления газопроводов, установленных в соответствии с Правилами эксплуатации магистральных газопроводов, установить дополнительные знаки закрепления трассы газопроводов в зоне производства работ через 25 м с указанием фактической глубины заложения, установить знаки на углах поворота с шагом 5 м и местах пересечений (высота дополнительных знаков и их размер должны обеспечивать их хорошую видимость на местности). Знаки закрепления трассы устанавливаются строго по оси газопроводов. Без обозначения действующих газопроводов в зоне производства работ дополнительными знаками, ведение строительных работ не допускается;

- составить двухсторонний акт с участием эксплуатирующей организации и представителей генерального подрядчика (подрядчика) в лице ответственного руководителя за безопасное производство работ в охранной зоне действующего газопровода, а также производителя работ, назначенных приказом по генподрядной организации. К акту должен прилагаться ситуационный план (схема) участка трассы магистрального газопровода;

- произвести тщательное изучение проектной документации на предмет наличия в ней пересечений с коммуникациями, трубопроводами, кабелями, совместными пересечениями газопроводов, проходящих в одном технологическом коридоре, основных и резервных отборов газа в газопроводы-отводы;

- проверить наличие в проектах производства работ, разработанных подрядными организациями, всех существующих пересечений и сближений с коммуникациями в пределах охранной зоны и мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ и сохранности действующих газопроводов и их сооружений;

- провести всему персоналу подрядчика вводный инструктаж с оформлением в журнале инструктажа и указанием конкретных инструкций, особое внимание при этом уделить вопросам безопасности производства работ в охранной зоне действующего газопровода;

- перед началом работ в охранной зоне МГ, ответственный руководитель работ обязан выдать всем рабочим бригады наряд-допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность производства работ.

Организации, получившие письменное разрешение на производство работ в охранных зонах действующих МГ, обязаны выполнять их с соблюдением всех изложенных в нем условий, обеспечивающих безопасность при производстве работ, сохранность газопроводов, а также несут ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Проезд землеройных и других машин над действующими газопроводами допускается только по специально оборудованным переездам, в местах указанных эксплуатирующей

организацией и определенных проектом производства работ. В местах, не оборудованных переездами через действующие газопроводы проезд строительной техники и автотранспорта запрещен. Работы по оборудованию переездов, выполняются силами и средствами строительной организации в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

При производстве работ в охранной зоне могут находиться только техника и работники, непосредственно участвующие в работах. Во время установленных перерывов люди должны находиться за пределами минимальных расстояний по СП36.13330.2012.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 метра по обе стороны от действующего газопровода, а также в местах пересечения с подземными коммуникациями и в охранной зоне линий и сооружений связи следует производить только вручную в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Работы в охранной зоне действующих газопроводов должны быть приостановлены в период весеннего таяния снега и длительных дождей, так как это может привести к снижению несущей способности грунта и изменению глубины заложения газопроводов, особенно на склонах балок.

В случае повреждения газопровода или обнаружения утечки газа в процессе производства работ весь персонал и техника должны быть немедленно отведены за пределы минимальных расстояний, а эксплуатирующая организация извещена о повреждении (утечке).

До прибытия аварийной ремонтно-восстановительной бригады эксплуатирующей организации, руководитель строительных работ должен принять меры по обеспечению охраны аварийного участка для предупреждения доступа в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств, а по ее прибытии - принять участие в быстрейшей ликвидации аварии.

Строительные работы в охранных зонах требуют особой осторожности и внимания исполнителей работ (подрядчиков), не только руководителей, инженерно-технических работников, но и рабочих, а также строгого соблюдения технологической и производственной дисциплины, правил промышленной и пожарной безопасности, охраны труда.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

РФ	Российская Федерация
МО	муниципальное образование
СМР	строительно-монтажные работы
ВЛ	воздушная линия
ГРС	газораспределительная станция
ВИК	визуально-измерительный контроль
ЗРА	запорно-регулирующая арматуры
ИГЭ	инженерно-геологический элемент
ЛПУМГ	линейно-производственное управление магистральных газопроводов
МГ	магистральный газопровод
РК	радиографический контроль
ППР	проект производства работ
СДТ	соединительные детали трубопроводов
ТТР	температура точки росы
УЗА	узел запорной арматуры
УЗК	ультразвуковой контроль

ПРИЛОЖЕНИЕ А Технические условия на подключение газопроводов по проекту ПАО ГМК «Норильский никель» АО «Норильсктрансгаз»



СОГЛАСОВАНО

Главный технолог
АО «Норильсктрансгаз»

Ю.В. Толкачев
Ю.В. Толкачев
« 25 » 07 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального директора
по производству - главный инженер

С.И. Соколов
С.И. Соколов
« 25 » 07 2022 г.

**Технические условия
на подключение газопроводов по проекту «ПАО ГМК
«Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2.
Переустройство надземных магистральных газопроводов
АО «Норильсктрансгаз» (шифр: НСК-2, КП-СП)
к действующим магистральным газопроводам
АО «Норильсктрансгаз»**

**«Газопровод-отвод ко второму никелевому заводу Норильского
ГМК от магистрального газопровода Мессояха – Норильск»
(1-я нитка Надеждинского газопровода-отвода)**

**Газопровод-отвод ко второму никелевому заводу Норильского
ГМК от магистрального газопровода Мессояха – Норильск» (1-я нитка
Надеждинского газопровода-отвода)** выполнен в надземном варианте
прокладки. Протяженность газопровода-отвода – 8,8 км. Принят в эксплуатацию
в 1976 году (Акт Государственной приемочной комиссии от 14 января 1976 года).

Генеральный проектировщик 1-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – институт ВНИПИгаздобыча, г.Саратов (проект МГ-1830, 1974 год).

1-я нитка Надеждинского газопровода-отвода предназначена для
транспорта природного газа, добываемого на Пеляткинском, Северо-
Соленинском, Южно-Соленинском газоконденсатных месторождениях и
Мессояхском газовом месторождении, от головных сооружений в п.Мессояха до
газораспределительной станции № 3 Управления магистральных газопроводов
АО «Норильсктрансгаз» и далее до промышленных потребителей ЗФ ПАО «ГМК
«Норильский никель» (Надеждинский металлургический завод), АО «НТЭК»
(ТЭЦ-3, Пиковая котельная ТЭЦ-3, котельная № 1 района Кайеркан), ООО «НОК»
(предприятие «ТИСМА»).

1-я нитка Надеждинского газопровода-отвода выполнена из труб DN 500 – 4,5 км и из труб DN 700 – 4,3 км (сертификаты на трубу отсутствуют).

Способ прокладки 1-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – прямолинейная прокладка со слабоизогнутыми компенсационными участками, предназначенными для компенсации температурных деформаций.

1-я нитка Надеждинского газопровода-отвода уложена на свайные деревянные опоры диаметром 24 см (для DN 500) и 30 см (для DN 700) в верхнем срубе и металлические опоры из труб Ø 325 мм. Прямолинейные участки опираются на продольно-подвижные опоры, слабоизогнутые компенсационные участки опираются на свободно-подвижные опоры.

Расстояние между продольно-подвижными опорами на прямолинейных участках составляет 12 м для DN 500, между свободно-подвижными опорами на компенсационных участках 12,3 м для DN 500. Длина компенсационных участков, ограниченных «неподвижными» опорами, составляет 312÷336 м для DN 500.

Расстояние между продольно-подвижными опорами на прямолинейных участках составляет 15 м для DN 700, между свободно-подвижными опорами на компенсационных участках 15,3÷15,4 м для DN 700. Длина компенсационных участков, ограниченных «неподвижными» опорами, составляет 285÷420 м для DN 700.

Режим работы 1-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – круглосуточный, круглогодичный.

Рабочая среда – природный газ.

Проектное давление 1-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – 5,5 МПа.

Разрешенное рабочее давление 1-й нитки Надеждинского газопровода-отвода согласно заключению экспертизы промышленной безопасности № НТГ-ЗЭ-1684-17 (рег. № 70-ЗС-09307-2017), проведенной в 2017 году ООО «ИНТЕРЮНИС» (г. Москва), составляет 5,5 МПа. Срок безопасной эксплуатации продлен до 30 ноября 2022 года.

**«Второй газопровод-отвод к Надеждинскому металлургическому заводу Норильского ГМК»
(2-я нитка Надеждинского газопровода-отвода)**

Второй газопровод-отвод к Надеждинскому металлургическому заводу Норильского ГМК (2-я нитка Надеждинского газопровода-отвода) выполнен в надземном варианте прокладки. Протяженность газопровода-отвода – 8,6 км. Принят в эксплуатацию в 1985 году (Акт Государственной приемочной комиссии от 30 сентября 1985 года).

Генеральный проектировщик 2-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – институт ВНИПИгаздобыча, г.Саратов (проект МГ-1830-А, 1980 год).

2-я нитка Надеждинского газопровода-отвода предназначена для транспорта природного газа, добываемого на Пеляткинском, Северо-Соленинском, Южно-Соленинском газоконденсатных месторождениях и Мессояхском газовом месторождении, от головных сооружений в п.Мессояха до газораспределительной станции № 3 Управления магистральных газопроводов АО «Норильсктрансгаз» и далее до промышленных потребителей ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель» (Надеждинский металлургический завод), АО «НТЭК» (ТЭЦ-3, Пиковая котельная ТЭЦ-3, котельная № 1 района Кайеркан), ООО «НОК» (предприятие «ТИСМА»).

2-я нитка Надеждинского газопровода-отвода выполнена:

- из прямошовных труб диаметром 530 мм с толщиной стенки 8,0(9,0) мм из стали 09Г2С, класс прочности К-50 по ТУ 14-3-1067-82, временное сопротивление $50,0 \div 58,0$ кг/мм², предел текучести $35,0 \div 40,0$ кг/мм², относительное удлинение 20,0 - 29,0%, ударная вязкость $3,6 \div 9,4$ кгс/см² при температуре испытаний -70 °С (Харцызский трубный завод);

- из прямошовных труб диаметром 530 мм с толщиной стенки 9,0 мм из стали 09Г2С(М) по ТУ 3-130-68 и ТУ 14-3-604-77, временное сопротивление $51,0 \div 60,0$ кг/мм², предел текучести $36,0 \div 42,0$ кг/мм², относительное удлинение 24,0 - 35,0%, ударная вязкость $2,7 \div 12,9$ кгс/см² при температуре испытаний -70 °С (п/я Г-4332).

Способ прокладки 2-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – прямолинейная прокладка со слабоизогнутыми компенсационными участками, предназначенными для компенсации температурных деформаций.

2-я нитка Надеждинского газопровода-отвода уложена на свайные деревянные опоры диаметром 24 см в верхнем срубе и металлические опоры из труб Ø 325 мм. Прямолинейные участки опираются на продольно-подвижные опоры, слабоизогнутые компенсационные участки опираются на свободно-подвижные опоры.

Расстояние между продольно-подвижными опорами на прямолинейных участках составляет 12 м, между свободно-подвижными опорами на компенсационных участках $12,2 \div 12,4$ м. Длина компенсационных участков, ограниченных «неподвижными» опорами, составляет $209 \div 236$ м.

Режим работы 2-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – круглосуточный, круглогодичный.

Рабочая среда – природный газ.

Проектное давление 2-й нитки Надеждинского газопровода-отвода – 5,5 МПа.

Разрешенное рабочее давление 2-й нитки Надеждинского газопровода-отвода согласно заключению экспертизы промышленной безопасности № 1380/2021-ЭПБ (рег. № 01-ЗС-22985-2021), проведенной в 2021 году ООО «Безопасность в промышленности» (г. Москва), составляет 2,6 МПа. Срок безопасной эксплуатации продлен до 31 декабря 2026 года.

Технические требования

Подключения газопроводов по проекту «ПАО ГМК «Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2. Переустройство надземных магистральных газопроводов АО «Норильсктрансгаз» (шифр: НСК-2, КП-СП) к действующим магистральным газопроводам АО «Норильсктрансгаз» выполнить в точках, определенных Актом от 12 июля 2022 года.

Подключения выполнить в надземном варианте (по технологии «врезки под давлением» с устройством байпасной линии) соединительными деталями, соответствующими по своим техническим характеристикам условиям эксплуатации в районах Крайнего Севера и требованиям нормативно-технических документов.

Все применяемые в проекте материалы, оборудование должны соответствовать условиям эксплуатации в районах Крайнего Севера при температуре окружающей и транспортируемой (рабочей) среды от минус 60 °С до плюс 40 °С.

Высоту прокладки проектируемых трубопроводов над поверхностью земли определить расчетным путем (выше уровня снежного покрова), а также в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов в области проектирования надземных магистральных трубопроводов в районах Крайнего Севера, результатами инженерных изысканий и исходя из опыта эксплуатации существующих межпромысловых и магистральных трубопроводов АО «Норильсктрансгаз» (с учетом требований, изложенных в Задании на проектирование). При разработке раздела «Основные технические решения» предусмотреть проезды для техники АО «Норильсктрансгаз», обслуживающей магистральные газопроводы (расположение проездов согласовать с АО «Норильсктрансгаз»). Высота проездов для техники должна быть не менее 7,0 м от уровня снежного покрова (с защитными конструкциями).

На проектируемых трубопроводах предусмотреть заводское защитное (антикоррозионное) покрытие с учетом участков надземной и подземной прокладки трубопроводов. Защитное (антикоррозионное) покрытие сварных стыков и соединительных деталей трубопроводов по своим характеристикам должно соответствовать заводской изоляции труб (гарантийный срок эксплуатации защитного (антикоррозионного) покрытия должен быть не менее 20 лет). Предпочтительна поставка трубной продукции с антикоррозионным (защитным) покрытием, нанесенным в заводских условиях. Для выполнения АКЗ сварных стыков на строительной площадке предусмотреть применение материалов с возможностью нанесения при температуре окружающего воздуха до -15°C .

На надземных частях опорно-ригельной части предусмотреть заводское защитное (антикоррозионное) покрытие лакокрасочными материалами. На подземных участках свайного основания предусмотреть заводское покрытие специальными составами на глубину слоя сезонного оттаивания-промерзания, снижающими влияние выталкивающих сил морозного пучения на сваи. Защиту от атмосферной коррозии выполнить в соответствии с требованиями раздела 14.3 СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*), ГОСТ Р 51164-98 и других действующих нормативно-технических документов в области проектирования надземных магистральных трубопроводов для условий эксплуатации в районах Крайнего Севера с температурой окружающей и рабочей (транспортируемой) среды от -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$.

Главный инженер УМГ



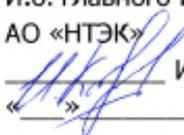
И.А. Фишман

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Технические условия на пересечение, сближение проектируемых, ремонтируемых сетей газопотребления высокого давления с линиями электропередач УВВС АО «НТЭК»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного инженера

АО «НТЭК»

 И.Г. Королёв
«___» _____ 2022г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на пересечение, сближение проектируемых, ремонтируемых сетей газопотребления высокого давления с линиями электропередачи УВВС АО «НТЭК»

1. Проектирование сетей газопотребления высокого давления в местах пересечений сближений с линиями электропередач (далее-ЛЭП) АО «НТЭК» выполнить в соответствии с требованиями п.п.2.5.279 – 2.5.290 Правил устройства электроустановок (7-е изд.) (далее – ПУЭ). При невозможности выполнения требований ПУЭ в существующем положении размещения ЛЭП предусмотреть вариант реконструкции участка ЛЭП на пересечении с сетями газопотребления высокого давления.
2. Проектом предусмотреть мероприятия по безопасной эксплуатации ЛЭП на пересечении с сетями газопотребления высокого давления.
3. В рабочих чертежах на участки пересечения проектируемых сетей газопотребления высокого давления с ЛЭП отобразить:
 - а) наименование (я) ЛЭП (в том числе наименование организации собственника);
 - б) номера опор ВЛ, ограничивающих пролет пересечения;
 - в) отметки земли и нижних проводов ВЛ в месте пересечения;
 - г) при проектировании надземных металлоконструкций сетей газопотребления высокого давления – расстояние до надземной части элементов СГ от проводов ВЛ и от крайней точки конструкций до опор ВЛ по горизонтали;
 - д) указание о соблюдении пунктов 3-6 настоящих требований при производстве работ в охранной зоне ЛЭП.
4. Производство работ по строительству (реконструкции) проектируемого объекта, в охранной зоне ЛЭП необходимо производить по проекту производства работ (ППР), согласованному с АО «НТЭК». ППР должен отвечать требованиям по охране труда при эксплуатации электроустановок, СНиП, отраслевым нормам и правилам, предусматривать минимальное время отключения действующих ВЛ (при необходимости) для обеспечения безопасности производства работ.
5. Работы в охранной зоне ЛЭП организовать в соответствии требованиями:
 - а) «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 г. № 160;
 - б) «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» п. 45.1-45.17, 47.1-47.18, утвержденных Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 г. № 903н;
 - в) «Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», утвержденных Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 11.12.2020 г. №883н;

2

- г) СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»;
7. Работы в охранной зоне ЛЭП выполнять только под наблюдением электротехнического персонала УВВС АО «НТЭК».
 8. По окончании работ выполнить планировку грунта, уборку мусора в охранной зоне ВЛ.
 9. По окончании работ предоставить в АО «НТЭК» сведения о фактическом расположении объектов в охранных зонах ЛЭП с указанием габаритов от конструкций сетей газопотребления до проводов ВЛ.
 10. Срок действия ТУ – 2 года.

Согласовано:

И.о. главного инженера УВВС

Начальник ПТО УВВС



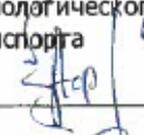
А.А. Массов

Д.В. Лисичников

**ПРИЛОЖЕНИЕ В Технические условия на пересечение существующих
железнодорожных путей проектируемыми объектами Предприятия
технологического железнодорожного транспорта**

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. главного инженера Предприятия
технологического железнодорожного
транспорта


С.В. Афанасов

«25» 07 2022

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

**на пересечение существующих железнодорожных путей проектируемыми
объектами**

Предприятие: ПТЖТ
(указывается наименование структурного подразделения)

Объект: Железнодорожный путь
(цех, участок, в соответствии с организационной структурой подразделения)

Наименование проекта: ПАО ГМК «Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2.
Переустройство надземных магистральных газопроводов
АО «Норильсктрансгаз» (шифр: НСК-2, КП-СП)

Начальник службы пути


(подпись)

Е.А. Шкребец

«25» 07 2022

(подпись)

«__» _____ 2022

(подпись)

«__» _____ 2022

(подпись)

«__» _____ 2022

Норильск 2022 г.

Цель: Пересечение существующих железнодорожных путей проектируемыми объектами

Основание: письмо от проектного офиса НСК-2 ООО «НН Девелопмент» № ННД/10413-исх от 14.03.2022 года

Балансодержатель: Предприятия технологического железнодорожного транспорта.

Технические условия

1. Для обеспечения безопасности движения поездов, перевозки не габаритных грузов предприятиям Компании необходимо предусмотреть:

- по вертикали: расстояние по высоте должно быть не менее 7 метров от уровня головки рельса до нижней образующей конструкции перехода;

- по горизонтали: от внешней грани головки рельса до крайней точки конструкции эстакады - не менее 3,5 метров в каждую сторону;

- расстояние в плане от крайней опоры надземного газопровода должно быть: не менее 5 м до подошвы откоса насыпи; не менее 3 м до бровки откоса выемки; не менее 10 метров от крайнего водоотводного сооружения; не менее 20 м от стрелочных переводов и переездов; не менее 30 м до границы железнодорожного искусственного сооружения (мост, тоннель, водопропускная труба и т.п.).

2. Все подготовительные и основные работы по удлинению насыпи и ж/д пути должны производиться без прекращения движения ж/д транспорта.

3. Выполнить инженерно-геодезические изыскания на участке пересечения ж/д пути.

4. Срок действия технических условий 3 года.

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы пути



(подпись)

Е.А. Шкребец

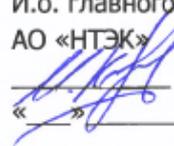
«25» 07 2022

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технические условия на пересечение, сближение проектируемых, ремонтируемых сетей газопотребления высокого давления с линиями электропередач УВВС АО «НТЭК»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного инженера

АО «НТЭК»

 И.Г. Королёв

« » 2022г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на пересечение, сближение проектируемых, ремонтируемых сетей газопотребления высокого давления с линиями электропередачи УВВС АО «НТЭК»

1. Проектирование сетей газопотребления высокого давления в местах пересечений сближений с линиями электропередач (далее-ЛЭП) АО «НТЭК» выполнить в соответствии с требованиями п.п.2.5.279 – 2.5.290 Правил устройства электроустановок (7-е изд.) (далее – ПУЭ) или в соответствии с требованием п. 7.24 СП 36.13330.2012.
При невозможности выполнения требований ПУЭ и СП в существующем положении размещения ЛЭП предусмотреть вариант реконструкции участка ЛЭП на пересечении с сетями газопотребления высокого давления.
2. При подземной прокладке сетей газопотребления высокого давления проектом предусмотреть установку опознавательных и сигнальных знаков местонахождения трубопроводов.
3. В рабочих чертежах на участки пересечения проектируемых сетей газопотребления высокого давления с ЛЭП отобразить:
 - а) наименование (я) ЛЭП (в том числе наименование организации собственника);
 - б) номера опор ВЛ, ограничивающих пролет пересечения;
 - в) отметки земли и нижних проводов ВЛ в месте пересечения;
 - г) при проектировании надземных металлоконструкций сетей газопотребления высокого давления – расстояние до надземной части элементов СГ от проводов ВЛ и от крайней точки конструкций до опор ВЛ по горизонтали;
 - д) указание о соблюдении пунктов 3-6 настоящих требований при производстве работ в охранной зоне ЛЭП.
4. Производство работ по строительству (реконструкции) проектируемого объекта, в охранной зоне ЛЭП необходимо производить по проекту производства работ (ППР), согласованному с АО «НТЭК». ППР должен отвечать требованиям по охране труда при эксплуатации электроустановок, СНиП, отраслевым нормам и правилам, предусматривать минимальное время отключения действующих ВЛ (при необходимости) для обеспечения безопасности производства работ.
5. Работы в охранной зоне ЛЭП организовать в соответствии требованиями:
 - а) «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 г. № 160;
 - б) «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» п. 45.1-45.17, 47.1-47.18, утвержденных Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 г. № 903н;

2

в) «Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», утвержденных Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 11.12.2020 г. №883н;

г) СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»

6. Работы в охранной зоне ЛЭП выполнять только под наблюдением электротехнического персонала УВВС АО «НТЭК».

7. По окончании работ выполнить планировку грунта, уборку мусора в охранной зоне ВЛ.

8. По окончании работ предоставить в АО «НТЭК» сведения о фактическом расположении объектов в охранных зонах ЛЭП с указанием габаритов от конструкций сетей газопотребления до проводов ВЛ.

9. Срок действия ТУ – 3 года.

Согласовано:

Главный инженер УВВС

И.о. начальника ПТО УВВС

М.А. Кузнецов

Е.Н. Курочкин

ПРИЛОЖЕНИЕ Д Технические условия на обустройство пересечения сетей водоснабжения АО «НТЭК»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на обустройство пересечения сетей водоснабжения АО «НТЭК»

№ НТЭК-45-НСК-2, КП-СП от « 18 » мая 2022 года

Основание:

1. Письмо от 16.05.2022 года № ННД/6594-исх Руководителя проектного офиса НМЗ-НСК-2 ООО «НН Девелопмент».

Причина обращения:

Разработка технического решения при пересечении магистральных сетей водоснабжения УТВС АО «НТЭК» при реализации проекта «ПАО ГМК «Норильский никель». Нейтрализация серной кислоты – 2. Переустройство надземных магистральных газопроводов».

Объект: «Нейтрализация серной кислоты-2» (шифр НСК-2, КП-СП).

Заявитель: ООО «НН Девелопмент»

Срок действия условий на подключение: 3 (три) года.

Технические требования к объектам капитального строительства Заявителя, в том числе к устройствам и сооружениям, а также к выполняемым Заявителем мероприятиям для осуществления пересечения Объектом магистральных инженерных сетей:

1. Пересечение газопроводом магистральных инженерных сетей выполнить эстакадным переходом.
2. Габаритные размеры эстакадного перехода должны обеспечить проезд автомобильной техники под строительными конструкциями сооружения.
3. При проектировании эстакадного перехода принять в расчеты сохранение проезда по существующим инспекторским дорогам.
4. Проектные решения согласовать с АО «НТЭК».

Главный инженер АО «НТЭК»


_____ А.Б. Постнов
« _____ » _____ 2022 года

Заявитель:


_____ (подпись, Ф.И.О.)
« _____ » _____ 2022 года



СПИСОК НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1. Постановление Правительства Российской Федерации «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» № 87 от 16 февраля 2008 года (с изм. на 01.10.2020 г.);
2. Земельный Кодекс Российской Федерации № 136–ФЗ от 25.10.2001 г.;
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»;
4. СП 36.13330.2012 (изм.3) «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85;
5. СП 86.13330.2014 (изм.2) Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80;
6. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1;
7. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2;
8. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации;
9. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства;
10. СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты;
11. СП 28.13330.2017 "Защита строительных конструкций от коррозии;
12. СП 48.13330.2019 Организация строительства СНиП 12-01-2004
13. ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов;
14. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы;
15. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.
16. СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ;
17. ГОСТ Р 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
18. ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
19. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

20. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС).
Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;

21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная
классификация предприятий, сооружений и иных объектов;

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

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