



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**Восточно-Тазовское месторождение.
Объекты добычи. Лупинг газопровода
пластового газа от Куста 1 до Куста 3**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Часть 4. Переход трубопровода через препятствия
методом ННБ**

1576-П-ТКР4

Том 3.4



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**Восточно-Тазовское месторождение.
Объекты добычи. Лупинг газопровода
пластового газа от Куста 1 до Куста 3**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Часть 4. Переход трубопровода через препятствия
методом ННБ**

1576-П-ТКР4

Том 3.4

Главный инженер

Главный инженер проекта




Н.П. Попов

А.А. Брусничкин






2023

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

Обозначение	Наименование	Примечание
1576-П-ТКР4-С	Содержание тома 3.4	
1576-П-СП	Состав проектной документации	
1576-П-ТКР4	Часть 4. Переход трубопровода через препятствия методом ННБ. Текстовая часть	
1576-П-ТХ-0001	План перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ	
1576-П-ТХ-0002	Продольный профиль перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ	
1576-П-ТХ-0003	Типовое решение переезда через проектируемый трубопровод для проезда крупнотоннажной техники	

Взам. инв. №												
	Подпись и дата											
1576-П-ТКР4-С												
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
	Разраб.		Капункин		<i>Капункин</i>	01.12.23						
	Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	01.12.23						
Содержание тома 3.4						<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

Начальник УИБ		М.Ф. Ахметов
Зам. начальника УИБ		Д.В. Щербаков
Главный специалист		О.В. Капункин
Инженер 1 категории		С.А. Плотников
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ	3
2 ОБЪЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА	3
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....	4
3.1 ПАРАМЕТРЫ ПОДЗЕМНОГО ПЕРЕХОДА МЕТОДОМ ННБ	4
3.2 ПРИМЕНЯЕМЫЕ МАТЕРИАЛЫ	5
3.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ.....	6
3.3.1 Работы по подготовке строительных площадок.....	7
3.3.2 Технологическая последовательность СМР	7
3.3.3 Технологическая последовательность работ при ННБ.....	7
3.3.4 Рекультивация объекта работ	8
3.3.5 Установка знаков.....	9
3.4 РАСЧЁТ ТЯГОВОГО УСИЛИЯ ПРИ ННБ.....	10
3.5 РАСЧЁТ ВЫСОТЫ ТРУБОПРОВОДА НА ОПОРЕ.....	10
3.6 РАСЧЁТ КОЛИЧЕСТВА РОЛИКОВЫХ ОПОР	11
3.7 РАССТАНОВКА ОПОР НА УЧАСТКЕ ВХОДА ТРУБОПРОВОДА В СКВАЖИНУ.....	11
3.8 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	12
3.9 БУРОВОЙ РАСТВОР	12
3.10 РАСЧЁТ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ.....	14
3.11 РАСЧЁТ ЖИДКОСТИ БАЛЛАСТИРОВКИ И ОПРЕССОВКИ.....	14

1 Общие данные

Том 3.4 «Переход трубопровода через препятствия методом ННБ» разрабатывается в составе проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

В томе 3.4 представлены предварительные расчётные данные по строительству подземного перехода газопровода через автодорогу и прилегающие коммуникации методом наклонного направленного бурения (ННБ) по схеме «труба в трубе».

Целью проектирования перехода трубопровода через искусственные препятствия является:

- обеспечение надежной конструкции перехода (повышенная категория, применение труб с заводским защитным покрытием толщиной не менее 0,20 мм, три этапа проведения испытаний трубопровода, проведение внутритрубной диагностики (100 % контроль сварных соединений радиографированием) до укладки трубопровода в скважину);
- природосберегающая технология выполнения строительных работ (использование метода наклонно-направленного бурения, полностью исключая проведение земляных работ в охранной зоне существующих трубопроводов, устройство площадок для сбора шлама, расположенных за пределами охранной зоны, проведение работ по рекультивации плодородного слоя).

Проектная документация для строительства перехода высоконапорного водовода через препятствия методом ННБ разработана с учётом требований основных нормативно-технических документов:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- РД-91.040.00-КТН-308-09 «Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения, ОАО АК «Транснефть», 2009;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- СП 341.1325800.2017 «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением».

2 Объект строительства

Проект предусматривает строительство лупинга газопровода пластового DN250 от Куста 1 до Куста 3 Восточно-Тазовского месторождения. Газопровод пересекает подземно следующие искусственные сооружения: ВЛ-10 кВ, вдольтрассовый проезд (автодорога) и подземный нефтепровод Ø820 мм. После выхода на поверхность с каждой стороны перехода газопровод прокладывается надземно на эстакаде в теплогидроизоляции.

По газопроводу предусматривается перекачка пластового газа с куста 1 на пункт его сбора около Куста 3. Трубопровод рассчитан для рабочего давления 16,00 МПа.

Переход трубопровода через искусственные преграды методом ННБ планируется выполнять по схеме последовательного протягивания трубопроводов в пробуренный ствол:

- протягивание защитного футляра в пробуренный и расширенный ствол скважины;
- испытание и протягивание рабочего трубопровода в защитный футляр.

План перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ представлен на чертеже 1576-П-ТХ-0001 в настоящем томе 3.4. Длина подземного перехода

от точки входа до точки выхода бура в плане составляет 217,78 м. Диаметр ствола скважины для строительства перехода ННБ принимается 950 мм.

В соответствии с п. 3 Таблицы 5 ГОСТ Р 55990-2014 участок перехода водовода через автодорогу и коммуникации относится к категории «В».

В процессе подземной прокладки водовода методом ННБ предусматривается пересечение следующих коммуникаций и их владельцев:

- ВЛ-6 кВ (4 пр.) АО «Транснефть-Сибирь», г. Тюмень (на ПК66+70,8);
- автодорога V категории АО «Транснефть-Сибирь» (на ПК66+83,2);
- подземный нефтепровод Ø820 мм Уренгойского УМН АО «Транснефть-Сибирь» (на ПК67+0,0).

Трасса газопровода проложена с учётом будущего строительства эстакады МТ ТС «Заполярье – НПС «Пурпе» АО «Транснефть-Сибирь».

Общие исходные данные для проектирования перехода трубопровода представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Общие исходные данные

Наименование характеристик	Значение
Трубопровод	DN250
Расчётное давление	PN16,0 МПа
Марка стали	09Г2С
Группа прочности	K52
Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	273×15
Диаметр и толщина стенки защитного кожуха, мм	630×10
Тип изоляции защитного футляра	Антикоррозийное наружное покрытие усиленного типа / Термоусаживающиеся манжеты
Категория участка трубопровода	В
Теплогидроизоляция, мм	Теплогидроизоляция из ППУ толщиной 63,5 мм в оболочке из оцинкованного стального листа (ОЦ) в заводском исполнении
Тип изоляции трубопровода	Заводское наружное эпоксидное покрытие / Термоусаживающиеся манжеты
Подключение трубопровода к линейной части	На поверхности (к эстакаде)

3 Технологические решения

3.1 Параметры подземного перехода методом ННБ

Для определения параметров профиля подземного перехода необходимо определить радиус упругого изгиба защитного футляра.

Минимальный радиус упругого изгиба (кривизны профиля), обеспечивающий прокладку футляра для газопровода DN250 (в ППУ оболочке с внешним диаметром 400 мм) под автодорогой и коммуникациями без опасных напряжений в стенках трубы защитного футляра 630×10 мм, рассчитывается по формуле

$$R = 1200 \times D_H = 1200 \times 0,630 = 756 \text{ м.}$$

Пересечение газопровода 273×15 мм (в заводской теплогидроизоляции из скорлупы ППУ и оцинковке с внешним диаметром 400 мм) с автодорогой и коммуникациями выполнено методом ННБ в защитном футляре 630×10 мм в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014. Длина в плане участка перехода ННБ через искусственные препятствия запроектирована 217,78 м, минимальная глубина оси ствола скважины при переходе через автодорогу относительно точек забуривания и выхода бура – 5,05 м. Условное заглубление футляра относительно верха автодороги – 6,14 м. Расстояние в просвете между низом существующего нефтепровода Ø 820 мм и верхом защитного футляра составляет 3,10 м. Трасса газопровода запроектирована с учётом её прохождения посередине пролёта между опорами эстакады МТ ТС «Заполярье – НПС «Пурпе» АО «Транснефть-Сибирь»

Длина скважины по стволу составляет 218,6 м. Угол входа бура – 8°, угол выхода – 6°. Длина защитного футляра – 229 м, длина рабочего трубопровода – 233 м (с учётом выхода на поверхность). С учётом технологического запаса принимаем длину защитного футляра 232,3 м, длину рабочего трубопровода – 235,3 м.

Продольный профиль перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ представлен на чертеже 1576-П-ТХ-0002 в настоящем томе.

Расчётный профиль перехода через автодорогу и коммуникации методом ННБ приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Профиль перехода через автодорогу и коммуникации

Наименование		Значение
Пикетаж от/до		ПК65+76,53 ÷ ПК67+94,31
Угол входа бурового инструмента, град		8
Угол выхода бурового инструмента, град		6
Радиус кривизны профиля (упругого изгиба), м		756,0
Участки	1 - прямолинейный (вход), м	23,95
	2 - криволинейный, м	105,56
	3 - прямолинейный, м	1,00
	4 - криволинейный, м	79,35
	5 - прямолинейный (выход), м	8,68
	Итого	218,54

3.2 Применяемые материалы

Газопровод пластового газа проектируется из электросварных прямошовных труб 273×15 мм из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 09Г2С класса прочности К52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 (или аналогичным характеристикам), с заводским наружным антикоррозионным эпоксидным покрытием, толщиной не менее 300 мкм, в заводской теплогидроизоляции из пенополиуретановой скорлупы (ППУ) с наружным диаметром 400 мм и оцинкованным покрытием.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 для выполнения перехода водовода через автодорогу и коммуникации рассматривается применение защитного футляра. В соответствии с п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014, для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных футляров из стальных труб, внутренний диаметр футляра следует принимать не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра рабочего трубопровода (с учётом теплоизоляции), в зависимости от вида прокладываемой коммуникации.

Толщину стенки стальной трубы футляра следует принимать не менее $1/70$ DN, но не менее 10 мм при переходах через автодороги. Толщину стенки принимаем 10 мм.

При определении диаметра футляра необходимо учитывать размеры опорно-направляющих колец (ОНК), а также зазор, необходимый для прокладки рабочей трубы. Для протаскивания рабочей трубы в защитный футляр будут применяться нестандартные ОНК 400/630 мм с внешней окружностью центрирующих элементов (ползунковых опор) 516 мм. ОНК 400/630 мм свободно проходят в защитный футляр 630×10 мм с внутренним диаметром 610 мм. Защитный футляр принимается типоразмером 630×10 мм, с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа.

Защитный футляр проектируется из электросварных прямошовных труб 630×10 мм группы В по ГОСТ 10704-91 из стали 09Г2С, класса прочности не ниже К48, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (или с аналогичным покрытием).

Для наружной защиты сварных швов рабочего трубопровода в полевых условиях предусмотрено использование термоусаживающихся манжет «Терма-СТМП» или аналоги. Для наружной защиты сварных швов защитного футляра в полевых условиях предусмотрено применение термоусаживающихся манжет «Терма-СТАР» с пилотной манжетой или их аналоги.

Перед протягиванием в защитный футляр на сварные стыки рабочей трубы монтируются комплекты теплогидроизоляции сварного соединения КТС-ПП-273-ППУ-63,5-ОЦ внутренним диаметром 273 мм с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана (ППУ) толщиной 63,5 мм для подземной прокладки (ПП), с защитной оболочкой из оцинкованной стали (ОЦ). Потом монтируются опорно-направляющие кольца ОНК 400/630 мм в количестве 49 шт. с шагом их расстановки 5 м. ОНК представляют собой устройства, состоящие из сегментов, снабжённых опорными элементами из диэлектрических материалов (ползунков или роликов). Сегменты скрепляются между собой болтами. Под ОНК при их установке монтируются защитные прокладки из скального листа для защиты трубопровода с теплогидроизоляцией от металлических сегментов и для предотвращения их сдвига при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр.

Комплекты теплогидроизоляции сварного соединения КТС-ПП-273-ППУ-63,5-ОЦ с оцинкованным покрытием производятся по ГОСТ 30732-2020 или аналогам.

3.3 Технологическая последовательность работ

Проектом организации строительства предусматривается следующая очерёдность проведения работ по строительству подземного перехода:

- подготовка строительных площадок (точки начала забуривания и точки выхода бура из грунта, подготовка стартовой и приёмной шахт);
- строительно-монтажные работы;
- бурение и протаскивание трубопровода;
- рекультивация объекта работ.

Перед началом работ по строительству подземного перехода заказчик совместно с подрядной организацией разрабатывает план производства работ в соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. План проведения работ утверждается заказчиком.

3.3.1 Работы по подготовке строительных площадок

Последовательность работ по подготовке строительной площадки включает:

- геодезическая разбивка трассы и вынос в натуру точек начала забуривания и выхода бура из грунта;
- отсыпка грунта и планировка рабочей площадки (в точке входа и выхода бура) с разработкой технологических выемок для размещения бурового оборудования;
- строительство гидроизолированных накопителей в точке начала забуривания и выхода бура из грунта
- подготовка стройплощадок для размещения бурового инструмента, оборудования, хим. реагентов и материалов, санитарно-бытовых помещений;
- подготовку подъездных путей;
- обустройство четырёх переездов через проектный газопровод пластового газа и существующих газопровода-шлейфа, метанолопровода, расположенных южнее от проектируемой трассы, для проезда крупнотоннажной техники на монтажные площадки;
- обустройство переезда из железобетонных плит, уложенных на вдольтрассовый проезд (автодорогу), в месте пересечения с проектируемым газопроводом для дальнейшего круглогодичного проезда крупнотоннажной техники.

3.3.2 Технологическая последовательность СМР

Последовательность строительно-монтажных работ (СМР) включает:

- транспортировка бурового инструмента спец. техники и спец. оборудования;
- монтаж буровой установки в точке начала забуривания с обеспечением предусмотренной конструкцией закрепления для восприятия усилий подачи при бурении и обратной тяги при протягивании трубопровода, а также заземления установки;
- размещение санитарно-бытовых помещений, насосно-смесительного узла, склада буровых штанг, контейнеров для хранения хим. реагентов и строительных материалов, дизельных электростанций;
- обустройство связи;
- контроль исправности и работоспособности локационной системы.

3.3.3 Технологическая последовательность работ при ННБ

Последовательность основных работ при бурении и протаскивании трубопровода включает:

- Бурение пилотной скважины по проектной траектории в соответствии с профилем и планом прокладки коммуникаций.
- Расширение пилотной скважины.
- Работы по сборке защитного футляра в плеть (сварочные, изоляционные работы).

Примечание – сборка и подготовка защитного футляра должны вестись одновременно, опережая буровые работы. К моменту завершения расширения бурового канала пилотной скважины защитный футляр или его передовой участок, размещенный на противоположной от буровой установки стороне, должен быть скомплектован, сварен, и в случае необходимости, подготовлен к протягиванию путем установки на роликовые опоры.

- Контроль сварных соединений (стыков) защитного футляра в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022, ГОСТ 7512-82, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001.

- Работы по очистке защитного футляра продувкой воздухом с помощью поршней-разделителей в соответствии с требованиями ВСН 011-88.
- Изоляция стыков защитного кожуха с помощью термоусаживающихся манжет.
- Укладка защитного футляра на роликовые опоры.
- Протаскивание защитного футляра с точки выхода до точки входа бура через буровой канал расширенной скважины.
- Работы по сборке рабочего трубопровода (сварочные, изоляционные работы).
- Контроль сварных соединений (стыков) рабочего трубопровода в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022, ГОСТ 7512-82, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001.
- Работы по очистке рабочего трубопровода продувкой воздухом с помощью поршня-разделителя (в соответствии с требованиями ВСН 011-88);
- Работы по очистке и испытанию рабочего трубопровода давлением I этап на рабочей площадке (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, ВСН 005-88, ВСН 011-88, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001);
- Изоляция стыков рабочего трубопровода с помощью термоусаживающихся манжет.
- Укладка рабочего трубопровода на роликовые опоры.
- Протаскивание рабочего трубопровода через внутреннюю полость защитного футляра.

Примечание – при протаскивании рабочего трубопровода в защитный футляр на него монтируются комплекты теплогидроизоляции сварного соединения из пенополиуретана (ППУ) с оцинкованной оболочкой, диэлектрические опорно-направляющие кольца (ОНК).

- Работы по испытанию рабочего трубопровода, проложенного в защитном кожухе, давлением II этап (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, ВСН 005-88, ВСН 011-88, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001).
- Работы по очистке рабочего трубопровода пневматическим способом с пропуском поршня-разделителя (в соответствии с требованиями ВСН 011-88).
- Работы по установке с каждой стороны защитного футляра герметизирующих манжет (МГ) и укрытий защитных манжет герметизирующих (УЗМГ). МГ изготавливаются из резины, которая является диэлектриком, что обеспечивает диэлектрическую защиту концов защитного футляра. УЗМГ предназначено для защиты от повреждения манжеты герметизирующей и изготавливается из стеклопластика, который крепится на основном трубопроводе и на защитном футляре.

По окончании работ по бурению и протаскиванию трубопроводов выполняются работы по демонтажу буровой установки и вывозу спецтехники и спецоборудования со строительной площадки. Составляется акт выполненных работ.

3.3.4 Рекультивация объекта работ

Рекультивация земель в районе производства работ должна производиться в соответствии с требованиями следующих нормативно-правовых документов:

- Земельный Кодекс Российской Федерации №136-ФЗ;
- Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800. Правила проведения рекультивации и консервации земель;
- ГОСТ 17.4.3.02-85. «Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;

- ГОСТ 17.5.3.06-85. «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;
- ГОСТ 17.4.2.02-83. «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей пригодности нарушенного плодородного слоя почв для землевания»;
- ГОСТ Р 59057-2020. «Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель»;
- ГОСТ Р 59060-2020. «Охрана окружающей среды. Земли. Классификация нарушенных земель в целях рекультивации. Термины и определения».
- ГОСТ Р 59070-2020. «Охрана окружающей среды. Рекультивация нарушенных и нефтезагрязнённых земель. Термины и определения».

Рекультивация земель производится в два этапа: технический и биологический. Технический этап включает в себя снятие, перемещение и складирование плодородного слоя почвы (ПСП) до начала строительства, возврат на прежнее место ПСП после выполнения строительных работ, уборку бытового и строительного мусора, планировку поверхности нарушенных земель.

Биологическая рекультивация включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление почвенно-растительного слоя, утраченного в процессе строительства. Направление рекультивации, классификации нарушенных земель по ГОСТ Р 59060-2020.

При выборе направления рекультивации нарушенных земель учитывается характер нарушения поверхности земельного участка, а также природные и физико-географические условия объекта, социально-экологические особенности расположения объекта, экологическая целесообразность и эффективность рекультивационных работ, восстановление экосистемы до существующего уровня.

3.3.5 Установка знаков

Проектной документацией предусмотрено пересечение с автодорогой и коммуникациями. В местах пересечения трубопроводов с искусственными препятствиями, выполненных закрытым способом, требуется установка запрещающих, предупреждающих, предписывающих, указательных знаков (в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015).

Проектируемый промысловый трубопровод обозначается опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли – километровыми и знаками закрепления трассы. Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

В данном случае опознавательные знаки устанавливаются рядом с окончанием защитных футляров с каждой стороны перехода, на местах пересечения газопровода с существующими коммуникациями (ЛЭП, подземного трубопровода), а также с двух сторон автодороги в местах пересечения проектируемого трубопровода.

На опознавательных знаках (знаках закрепления трассы) указывается организация-владелец, название трубопровода и его диаметр, охранная зона водовода, глубина его заложения и телефон аварийно-диспетчерской службы. Опознавательные знаки устанавливаются или наносятся строительной организацией на постоянные ориентиры в период сооружения перехода трубопровода.

3.4 Расчёт тягового усилия при ННБ

Расчет тягового усилия производится при протаскивании защитного футляра. Диаметр футляра при ННБ – 630 мм. Расчёт протаскивания производится исходя из условия заполнения трубопровода балластировочной жидкостью. Расчёт тягового усилия приведён в таблице 3.2.

Максимальные напряжения в трубопроводе определяются как сумма растягивающих напряжений от действия тягового усилия и напряжения от изгиба трубопровода.

Таблица 3.2 - Расчёт тягового усилия

Наименование	Значение	
	Футляр	Труба
Наружный диаметр, мм	630	273
Толщина стенки, мм	10	15
Внутренний диаметр, мм	610	243
Класс прочности	48	52
Модуль Юнга, МПа	206000	206000
Коэффициент Пуассона	0,3	0,3
Плотность материала труб, кг/м ³	7850	7850
Предел текучести стали, МПа	265,0	375,0
Предел прочности стали, МПа	470,0	510,0
Растяжение до предела текучести, кН	17000,21	29505,09
Вес трубы с водой в растворе, Н/м	55,51	-
Максимальные напряжения в трубопроводе, МПа	1,81	7,74
70% от предела текучести, МПа	231,67	250,98
Выполнение условия прочности	Да	Да
Длина перехода, м	218,54	218,54
Усилие протяжки, кН	17,63	23,22
Требуемое тяговое усилие, кН	52,88	69,66
Требуемая тяговая мощность, т	5,39	7,10

3.5 Расчёт высоты трубопровода на опоре

В качестве роликовой опоры выбрана опора ОР-5.

Параметры роликовой опоры приведены в таблице 3.3. Расчёт высоты трубопроводов приведён в таблице 3.4.

Таблица 3.3 - Параметры роликовых опор

Наименование	Параметр
Г/п, т	5,0
Диаметр труб, мм	150-1000
Количество роликов, шт.	2
Угол схода трубы	15°
Покрытие катков	полиуретан/ металл
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм	580×360×260
Масса, кг	60,0

Таблица 3.4 - Значения высоты трубопроводов

Параметр	Значение	
	Футляр	Труба
Трубопровод	Футляр	Труба
Название опоры	ОР-5	ОР-5
Высота ролика, м	0,173	0,173
Диаметр трубопровода, м	0,63	0,40
Высота трубы, м	0,50	0,38

3.6 Расчёт количества роликовых опор

Расчёт количества роликовых опор приведён в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Расчёт количества роликовых опор

Параметр	Значение	
	Футляр	Труба
Трубопровод	Футляр	Труба
Тип роликовой опоры	ОР-5,0	ОР-5,0
Диаметр трубопровода, мм	530	273/400
Грузоподъёмность роликовой опоры, т	5	5
Максимально допустимое расстояние между опорами, м	14,3	50,2
Допустимая длина консоли, м	32,6	61,0
Вес трубы с водой при балластировке/опрессовке, Н/м	3416,48	974,95
Длина прогиба (расстояние между роликами), м	9,0	9,0
Прогиб между опорами, мм	2,9	8,00
Изгибающий момент над опорой М1, кН*м	-23,1	-6,6
Изгибающий момент между опорами М2, кН*м	11,6	3,3
Момент инерции	936,2	101,5
Напряжения в трубопроводе над опорой, МПа	7,8	8,9
Напряжения в трубопроводе между опорами, МПа	3,9	4,4
Длина трубопровода, м	231,5	235,3
Количество роликов	26	27
Запас роликов	2	2
Всего роликов	28	29

Напряжения в трубопроводе при расчетных расстояниях между опорами не способствуют разрушению трубы.

3.7 Расстановка опор на участке входа трубопровода в скважину

Расчёт расстановки роликовых опор на входе трубопроводов в скважину приведён в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Расчёт расстановки роликовых опор на входе трубопроводов в скважину

Параметр	Значение	
	Футляр	Труба
Диаметр трубопровода, мм	630	273/400
Толщина стенки, мм	10	15
Угол входа трубы (β), °	6,0	6,0
Вес трубопровода в воздухе, кН	790,12	229,37

Параметр	Значение	
	1	1
Наклон к устью скважины линии установки роликовых опор, град	1	1
Усилие необходимое для движения трубопровода по роликовым опорам, кН	25,71	7,46
Минимально допустимый радиус изгиба трубопровода, м	245,55	98,06
Величина пролета от точки касания трубой линии роликовых опор до входа в скважину (I), м	94,88	67,63
Изгибающие напряжения на дополнительных опорах, МПа	1,60	158,46
Изгибающие напряжения в точке отрыва трубы от линии опор, МПа	0,94	93,45
Расстояние от точки отрыва до первой дополнительной опоры (A1), м	48,10	34,29
Расстояние от точки отрыва до второй дополнительной опоры (A2), м	71,16	50,72
Реакции на первой, второй дополнительных опорах и в точке касания линии роликовых опор, т	6,35	1,29
	14,42	2,93
	12,27	2,50
Высота подъема центра трубы относительно линии наклона роликовых опор к устью скважины (Н1 и Н2), м	1,94	1,38
	1,85	1,32
Максимальный радиус изгиба трубопровода при монтаже, м	509,48	363,18
Отношение радиуса изгиба к минимально допустимому радиусу изгиба	2,07	3,70

3.8 Выбор буровой установки

Проектом предусматривается строительство перехода газопровода диаметром 273 мм через автодорогу и коммуникации длиной в плане 217,78 м. Установка ННБ выбирается, исходя из усилия протяжки наибольшей по массе плети труб защитного кожуха диаметром 630 мм.

В соответствии с расчётом для футляра 630×10 мм требуемое тяговое усилие составляет 23,22 кН. С учётом усилия протягивания расширителя 950 мм и с коэффициентом страгивания 2 и запасом мощности 1,5 требуемое тяговое усилие составит 69,66 кН.

В соответствии с требуемым тяговым усилием выбирается буровая установка грузоподъёмностью до 10 тс (100 кН). Буровая установка выбирается исходя из имеющихся на рынке на момент осуществления закупочных процедур сервиса по наклонно-направленному бурению. Грузоподъёмность выбранной буровой установки не должна быть меньше указанной в проектных решениях.

3.9 Буровой раствор

Применяемая технология бурения наклонно-направленной скважины предполагает использование в качестве промывочной жидкости бентонитовый раствор, приготавливаемого путем перемешивания бентонитовой глины и воды.

Буровой раствор служит для:

– временного закрепления внутренних стенок скважины от обрушения в процессе производства работ;

- охлаждения головки бурового инструмента, поддержания бурового шлама в скважине во взвешенном состоянии и обеспечения его удаления из скважины;
- предотвращения поглощения пластами с высокой проницаемостью;
- снижения величины трения рабочего трубопровода о стенки скважины при протаскивании;
- снижения опасности возможного повреждения изоляционного покрытия на трубопроводе при его протаскивании.

Параметры бурового раствора приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Параметры бурового раствора

Показатель качества бурового раствора	Единица измерения	Технологический параметр
Плотность	кг/м ³	1100
Условная вязкость	с	80 - 100
Фильтрация	см ³ /30 мин	5 - 8
Липкость глинистой корки (коэффициент трения)	-	0,20 - 0,90
Сдвиговое напряжение	Па	15 - 30
Водородный показатель		8,50 - 9,50
Выход бурового раствора вязкостью ≥ 25 с	м ³ /т	≥ 14
Содержание абразивных включений	%	0,20

В соответствии с нормативами таблицы ГЭСН 04-01-082 в ГЭСН 81-02-04-2022 потребность в технической воде и компонентах бурового раствора приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Потребное количество материалов для приготовления бурового раствора

Параметры	Значение
Диаметр ствола, мм	950
Измеритель	ГЭСН 04-01-082-05
Смазка графитомедистая, кг	14,54
Сода кальцинированная (натрий углекислый) техническая, кг	967,46
Полимер для стабилизации грунта, т	3,90
Бентонит, т	77,75
Техническая вода на бурение, м ³	1298,5

Нормативы приняты в соответствии с документом:

– ГЭСН 81-02-04-2022 «Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Сборник 4. Скважины», утвержденные Приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ № 1046/пр от 30.12.2021 г., Раздел 1 «Бурение скважин», Подраздел 1.7 «Прочие виды бурения», Таблицы ГЭСН 04-01-79 ÷ ГЭСН 04-01-87.

Плотность базового бурового раствора составляет 1050 кг/м³, плотность 1100 кг/м³ достигается за счёт наработки раствора в процессе бурения за счёт попадания в него выбуренной породы и перехода её в коллоидную фазу, в связи с бурением по глинистому разрезу.

При среднесуточных температурах в холодный период ниже +5 °С, а также при бурении и расширении буровых каналов в вечномерзлых грунтах следует принимать обязательные специальные меры по обеспечению круглосуточной непрерывной работы при

строительстве подземного перехода. При температуре наружного воздуха ниже минус 20 °С бурение и перекачка буровых растворов не должны выполняться.

Основными техническими решениями, предупреждающими замерзание бурового раствора при прокладке водовода в многолетнемерзлом слое, являются следующее:

- узел приготовления бурового раствора, оборудование для его перекачки и регенерации должны находиться в закрытом и теплом помещении, при этом в ёмкости для приготовления раствора постоянно должны работать перемешиватели и подогреватели бурового раствора;

- трубопроводы для подачи и откачки бурового раствора должны быть утеплены;

- для приготовления буровых растворов должна использоваться вода с температурой от +10 °С до +40 °С;

- производится постоянная подача бурового раствора в буровой инструмент при бурении, расширении скважины, при протаскивании защитного кожуха в скважину.

Протягивание трубопровода (кожуха) должно осуществляться с минимальным перерывом после завершения расширения и калибровки бурового канала.

Процесс протягивания трубопровода для предотвращения заклинивания трубы в скважине должен идти без остановок и перерывов, исключая обоснованные технологической необходимостью подсоединения новых плетей или звеньев.

Подача бурового раствора в скважину должна производиться непрерывно на всём протяжении протягивания трубопровода.

В случае вынужденных технологических перерывов в протягивании трубопровода должны проводиться периодическая циркуляция бурового раствора и проворачивание буровой колонны, с тем, чтобы исключить ее прихват к стенкам бурового канала.

3.10 Расчёт отходов бурения

Объёмы отходов бурения приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Объёмы отходов бурения

Параметры	Значение
Диаметр ствола скважины, мм	950,00
Длина перехода по стволу	218,6
Объём шлама, м ³	260,30
Объём раствора, м ³	425,97
Общий объём отходов, м ³	686,27

3.11 Расчёт жидкости баллаستировки и опрессовки

Потребное количество жидкости для балластировки при протаскивании футляра и жидкости опрессовки рабочего трубопровода на 2 этапа гидроиспытаний приведено в таблице (Таблица 3.10).

В связи с тем, что строительство переходов нефтепровода возможно в зимний период, жидкость опрессовки должна быть незамерзающей.

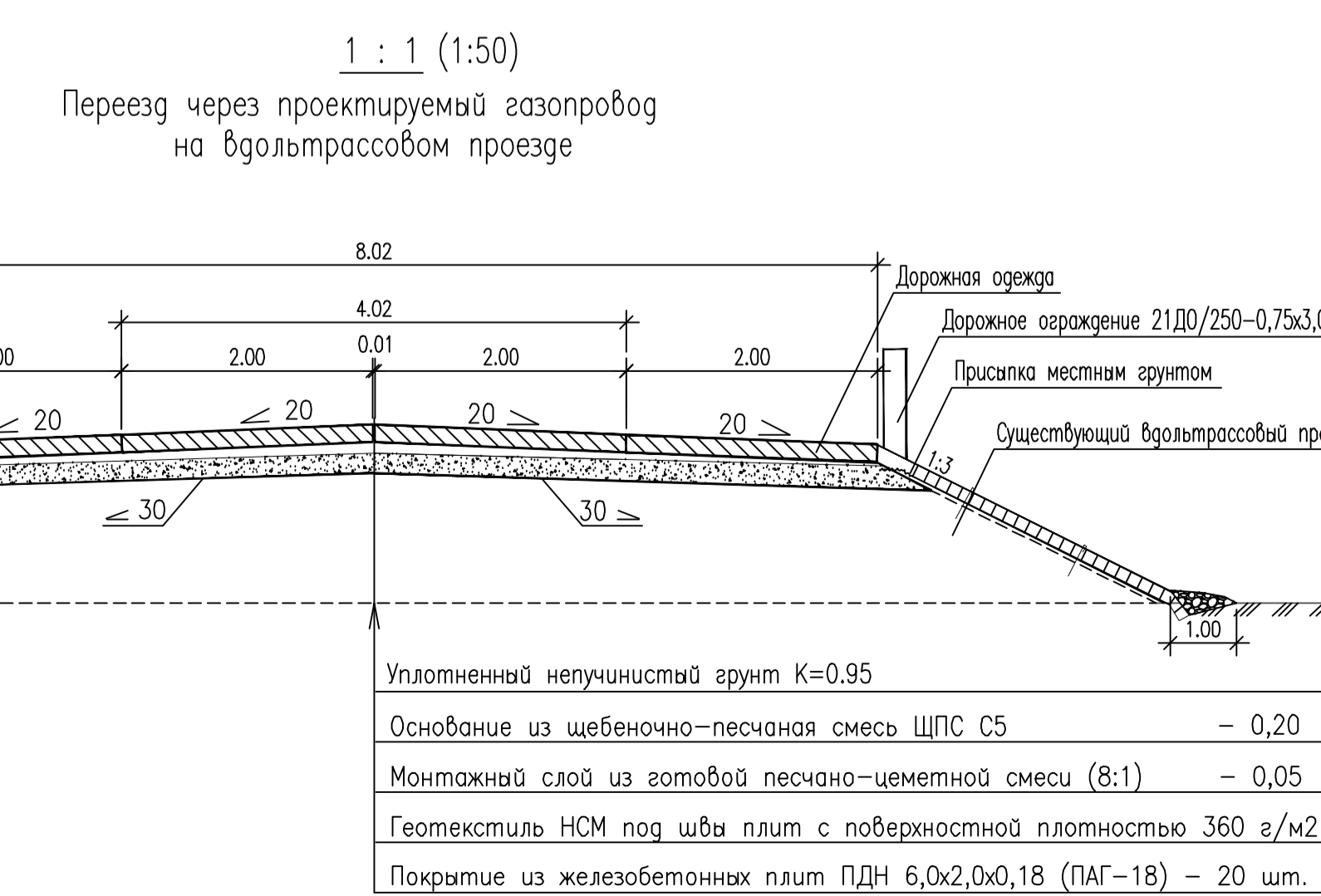
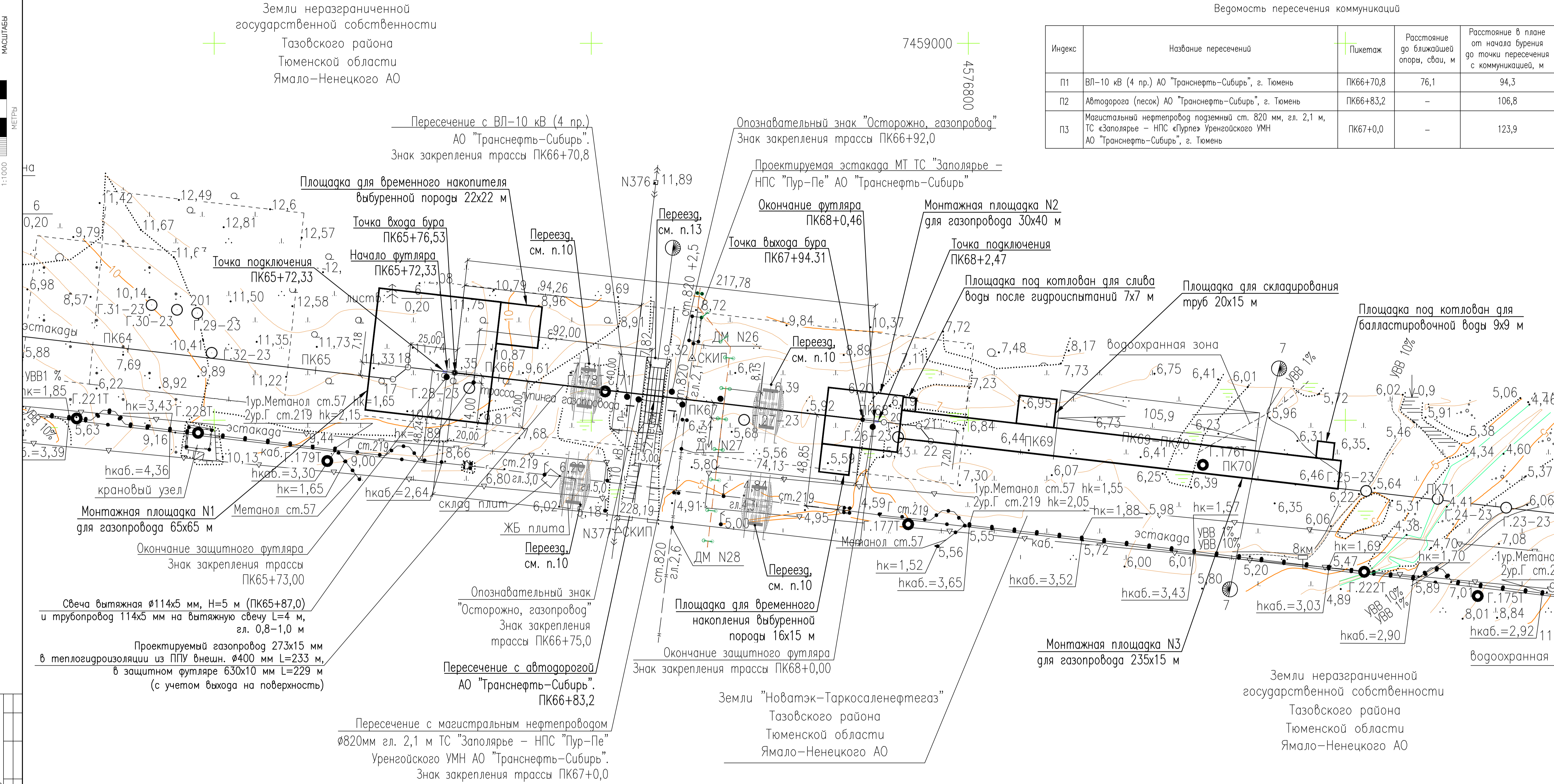
Таблица 3.10 - Потребное количество жидкости опрессовки балластировки

Параметры		Значение
Типоразмер трубопровода, мм		273×15
Длина рабочего трубопровода, м		231,3
Объём жидкости для опрессовки рабочего трубопровода, м ³		21,81
Объём жидкости для балластировки (на 65 %) футляра, м ³		43,91

Земли неразграниченной государственной собственности
Тазовского района
Тюменской области
Ямало-Ненецкого АО

Ведомость пересечения коммуникаций

Индекс	Название пересечений	Пикетаж	Расстояние до ближайшей опоры, сбаи, м	Расстояние в плане от начала бурения до точки пересечения с коммуникацией, м
П1	ВЛ-10 кВ (4 пр.) АО "Транснефть-Сибирь", г. Тюмень	ПК66+70,8	76,1	94,3
П2	Автодорога (лесок) АО "Транснефть-Сибирь", г. Тюмень	ПК66+83,2	-	106,8
П3	Магистральный нефтепровод подземный ст. 820 мм, гл. 2,1 м, ТС "Заполярье - НПС «Пур-Пе» Уренгойского УМН АО "Транснефть-Сибирь", г. Тюмень	ПК67+0,0	-	123,9

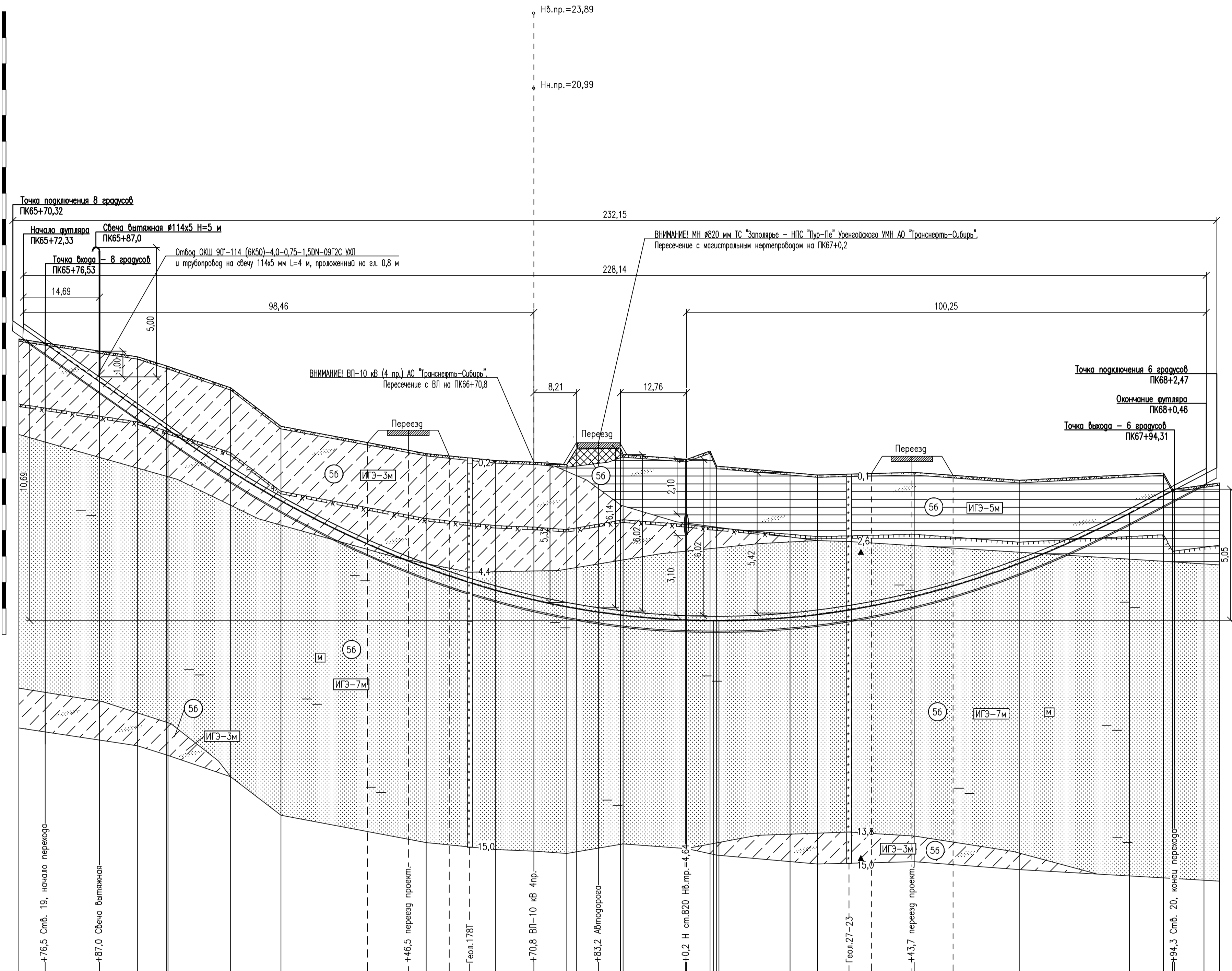
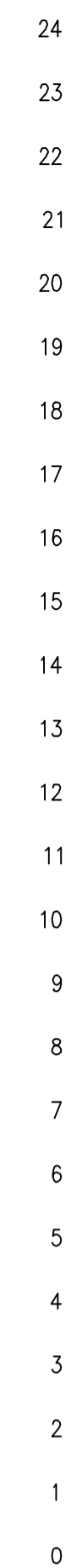
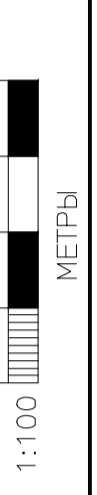


- Чертеж составлен на основании материалов, выполненных АО "Турбостокнефть" в 2023 году.
- Система высот Балтийская 1977 г.
- Слошные горизонталы проведены через 1,0 м.
- Переход газопровода DN250 PN16,0 МПа проектируется через автодорогу и прилегающие к ней коммуникации (ЛЭП и подземный магистральный нефтепровод DN800).
- Газопровод прокладывается подземным способом методом наклонно-направленного бурения (ННБ). Длина бурения в плане (от точки входа до точки выхода буре) составляет 217,78 м.
- Газопровод монтируется из стальных труб 273x15 мм в теплогидроизоляции из пенополиуретановой скорлупы (ППУ) с внешним диаметром оболочки 400 мм. Применяются трубы электросварные прямошовные, ВЧС из стали 09Г2С, класса прочности K52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналогичным параметрам.
- Газопровод прокладывается в защитном стальном футляре. Для футляра применяются трубы электросварные прямошовные 630x10 мм группы В по ГОСТ 10704-91 из стали 09Г2С, класса прочности не ниже K48.
- В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 участок перехода трубопровода через автодорогу и коммуникации относится к категории "В".
- Продольный профиль перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ представлен на чертеже 1576-П-ТХ-0002.
- С целью недопущения прогазовывания проектируемого газопровода пластового газа DN250 и существующих газопроводов DN200, метанолапровода DN50, расположенных южнее от проектируемой трассы, для проезде тяжелой строительной техники рядом с каждой стороны вольтрассовой автодороги, необходимо построить по 2 переезда из железобетонных плит в местах их пересечения. Типовое решение переезда через проектируемый трубопровод для проезда крупнотоннажной техники приведено на чертеже 1576-001-ННБ-0004.
- В соответствии с п.1.4 ТУ НТСИБ-2023/114 от 19.12.23 г. на пересечение проектируемой трассой лупинга газопровода с ВЛ-10 кВ, вольтрассового проезда и МН "Заполярье-Пур-Пе" на 61 км, на защитный футляр устанавливается вытяжная свеча с высокой стороны по рельефу от перепада.
- Трубопровод DN100, монтируемый от защитного футляра к вытяжной свече, прокладывается на глубине 0,8-1,0 м от уровня земли до верхней образующей труб.
- В соответствии с п. 4 ТУ северу вольтрассового проезда в месте пересечения с газопроводом прокладываются железобетонные плиты по ширине не менее 8 м и протяженностью 20 м в каждую сторону от пересечения, обочины укрепляются георешетками со щебнем.
- В местах пересечения газопровода с ВЛ-10 кВ и магистральным нефтепроводом DN800, а также на концах защитного футляра устанавливаются опознавательные знаки (знаки закрепления трассы). На опознавательных знаках указывается название подземного трубопровода, пикетаж, фактическая глубина их заложения и телефон владельца трубопроводов. С каждой стороны автодороги устанавливаются опознавательные знаки "Осторожно, газопровод". Опознавательные знаки (знаки закрепления трассы) устанавливаются строительной организацией на постоянные ориентиры местности в период сооружения перехода трубопровода. В дальнейшем установка, ремонт и восстановление знаков производится эксплуатирующей организацией.

1576-П-ТХ-0001				Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Страница
Разраб.	Капушкин	Иванов	01.12.23			Листов
Проверил	Щербанов		01.12.23			1
Н.контр.	Полякашина		01.12.23			
ГИП	Брусничкин		01.12.23			

План перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ

Формат А1 Файл 1576-П-ТХ-0001_0.dwg



М 1:500 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали
М 1:100 - по вертикали - грунты

Отметки поверхности земли, м	11,38	11,23	10,70	10,34	9,51	8,02	6,97	6,70	6,64	6,55	7,15	4,2	7,16	0,87	6,92	6,74	6,48	6,24	6,14	6,24	5,93	6,15	5,98	6,22	5,59	5,75	5,64	
Расстояние по горизонтали, м	5,1	17,8	5,7	12,3	9,7	28,0	13,3	7,5	6,4	1,3	7,15	4,2	7,16	0,87	6,92	12,0	0,2	4,6	1,2	19,5	18,7	20,2	27,8	5,7	3,0	5,64		
Пикеты	65+71,5		66													67				Геол.27-23			68	68+3,0				
Отметка оси пилотной скважины, м	11,23		8,73	7,93	6,30	5,16	2,58	1,72	1,34	1,07	1,01	0,87	0,74	0,56	0,56	0,54	0,78	0,67	0,78	1,47	2,75	4,68	4,68	3,27	3,58	6,34		
Проектные отметки верха рабочей трубы, м	11,21		8,71	7,91	6,28	5,14	2,55	1,69	1,31	1,05	0,98	0,84	0,72	0,54	0,54	0,54	0,75	0,64	0,75	1,45	2,72	4,67	4,67	3,27	3,58	6,34		
Проектные отметки верха футляра, м	11,38		8,89	8,09	6,46	5,32	2,73	1,87	1,49	1,16	1,01	0,87	0,74	0,56	0,56	0,54	0,78	0,67	0,83	1,63	2,90	4,94	4,94	3,27	3,58	6,34		
Глубина оси скважины, м	0,00		1,97	2,41	3,20	2,86	4,39	4,98	5,30	5,47	6,14	6,29	6,43	6,18	6,18	6,53	5,57	5,37	4,77	3,18	2,90	1,47	1,47	0,85	0,85	6,34		
Уклон			0,1391													0,07024	0,05227						0,1054	0,863				
Длина участка, м	23,72		105,21																				79,21	8,63				
Наименование и Луч по стволу, м	Ст.б.- 23,95 м						Спад узла - 105,56 м													Набор узла - 79,35 м			Ст.- 8,68 м					
Радиус трассировки, м							756,0													756,0								
Способ прокладки и Lпр по стволу, м							Безрамная прокладка методом наклонно-направленного бурения. Длина ствола - 218,6 м, Длина рабочей трубы - 235,3 м, длина футляра - 231,3 м (с технологическим запасом).																					
Техническая характеристика труб и тип изоляции	Рабочая труба: труба электросварная прямошовная 273x15 мм из стали 09Г2С класса К52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018. Наружное покрытие заводское трехслойное на основе экструдированного полипропилена. Внешний диаметр с ППУ - 400 мм. Футляр: труба электросварная прямошовная 630x10 мм из стали 09Г2С по ГОСТ 10704-91. Наружное покрытие заводское трехслойное на основе экструдированного полипропилена усиленное.																											
Расстояние б плане от границы перехода, м		23,72														128,94	1135,93					209,15	217,78					
Характеристика грунта	Коррозионность грунта к стали: низкая Твердые включения (более 10%): глина (ИГЭ-5м) - среднепучинистые, супеси (ИГЭ-3м) - сильнопучинистые Пучинистость: 2,13 Глубина промерзания: 2,36 Опасные геолог. явления (оползни, сели, разжижение): пучение, наличие ММП																											

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ПО ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ

Обозначение	Наименование
1 [символ] 2	1. Мохово-растительный слой 2. Торф
1 [символ] 2	1. Сузлянок 2. Супесь
1 [символ] 2	1. Песок пылеватый 2. Глина
1 [символ] 2	1. Песок мелкий 2. Песок средней крупности
[символ]	Геологическая выработка: справа-глубина подошвы слоя и зобя выработки, м; слева-установившейся урбня подземных вод, в числителе глубина и абсолютная отметка, в знаменателе дата замера; штрихованная геологическая выработка
[символ]	Номер инженерно-геологического элемента
[символ]	Пункт классификации грунтов по приложению 1-1 ГЭСН-81-02-01-2022
[символ]	Проба грунта нарушенной структуры
[символ]	Проба грунта ненарушенной структуры (монолит)
[символ]	Проба воды
[символ]	Мерзлый грунт
[символ]	Нормативная глубина сезонного оттаивания (штрих направлен в сторону мерзлота)
[символ]	Нормативная глубина сезонного промерзания (штрих направлен в сторону мерзлота)
[символ]	Граница распространения многолетнемерзлых пород (на разрезе)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ГРУНТОВ

Обозначение	Наименование	
	Консистенция глинистых грунтов	Водонасыщение песчаных грунтов
[символ]	Твердая	Малой степени
[символ]	Полутвердая	-
[символ]	Тугопластичная	-
[символ]	Пластичная, мягкопластичная	Средней степени
[символ]	Текучепластичная	-
[символ]	Текучая	Насыщенный водой

1. Продольный профиль разработан на основе материалов инженерных изысканий, выполненных АО "Газпромнефть" в 2023 г.
2. План перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ представлен на чертеже 1576-П-ТХ-0001.

1576-П-ТХ-0002								
Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лулина газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата	Статус	Лист	Листов
Разработ.	Капушкин	Иванов	Иванов	Иванов	01.12.23			
Проверил	Щербанов	Щербанов	Щербанов	Щербанов	01.12.23			
Н.контр.	Полякашина	Полякашина	Полякашина	Полякашина	01.12.23	Продольный профиль перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ		
ГИП	Брусничкин	Брусничкин	Брусничкин	Брусничкин	01.12.23	ГИПРОВСТОКНЕФТ		

