



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст
скважин №8И**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 2. Промысловые трубопроводы

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00

Том 3.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10426-25		25.11.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 2. Промысловые трубопроводы

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00

Том 3.2

Главный инженер


Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Н.В. Володина

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-С-001	Содержание тома 3.2	Изм.1 (Зам.)
ИГНФ1-КП8-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ	Часть 2. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм.1 (Зам.)
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-001	Куст скважин N8И. Нефтегазосборный трубопровод от КП N8И до т.вр. КП N27И. Схема принципиальная технологическая	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-002	Куст скважин N8И. Площадка узла запорной арматуры т.вр. КП N10И. План. Разрез 1-1	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-003	Куст скважин N8И. Площадка узла запорной арматуры т.вр. КП N11И. План. Разрез 1-1	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-004	Куст скважин N8И. Площадка узла приема СОД DN250. План. Разрез 1-1.	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-005	Куст скважин N8И. Кожухи защитные КЗ-1, КЗ-2 для трубопроводов Ду 50 и Ду 250 без теплоизоляции. Разрез 1-1	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-006	Обзорная схема высоконапорного водовода от точки врезки в районе КП27 до КП8	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-007	Технологическая схема высоконапорного водовода системы ППД	Изм.1 (Зам.)
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-008	План трассы высоконапорного водовода системы ППД (ПК0-ПК9)	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-009	План трассы высоконапорного водовода системы ППД (ПК9-ПК17)	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-010	План трассы высоконапорного водовода системы ППД (ПК17-ПК25)	Изм.1 (Зам.)
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-011	Площадки узлов подключения ВВД до КП11 и до КП10. Планы. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-012	План трассы высоконапорного водовода системы ППД (ПК25-ПК31+5,19). Узел 1. Вид А	

Взам. инв. №									
	Подпись и дата								
Инв. № подл.									
	1	-	Зам.	10426-25		25.11.25	ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-С-001		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.	Липатов			25.11.25	Содержание тома 3.2	Стадия	Лист	Листов
							П		1
	Н.контр.	Володина			25.11.25	Содержание тома 3.2			

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ТОСиТНиГ

В.И. Липатов

Начальник отдела ОВиК

А.В. Федотов

Нормоконтролер

Н.В. Володина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА. ИСКУССТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ	1-5
ВВЕДЕНИЕ	1-5
1.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	1-5
1.2 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-5
1.2.1 Топографические условия	1-5
1.2.2 Метеорологические и климатические условия.....	1-6
1.2.3 Инженерно-геологические условия.....	1-7
1.2.3.1 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	1-8
1.2.4 Гидрогеологические условия.....	1-8
1.3 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-9
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)	1-9
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-9
1.4.2 Заболачивание	1-10
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов	1-11
1.4.4 Подтопление	1-11
1.4.5 Выветривание	1-11
1.4.6 Овражная эрозия и образование промоин.....	1-12
1.4.7 Сейсмичность	1-12
1.4.8 Карстообразование	1-12
1.4.9 Прогноз изменения инженерно-геологических условий	1-12
1.5 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-13
1.6 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-14
1.6.1 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях.....	1-15
1.7 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-16
1.7.1 Узел приема средств очистки и диагностики КП8-КП-001 по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И.....	1-19
1.7.2 Запорная арматура	1-21
1.7.3 Переходы через водные преграды	1-21
1.7.4 Переходы через существующие (проектируемые) коммуникации.....	1-21
1.7.5 Переходы через автодороги	1-23
1.7.6 Знаки по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И.....	1-24
1.7.7 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов.....	1-25
1.8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	1-29
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-29
1.10 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-29
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-30
1.12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-31
1.13 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-31
1.14 ТРЕБОВАНИЕ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА.....	1-32
1.14.1 Обоснование потребности в основных видах ресурсов	1-34
1.14.2 Описание источников поступления сырья и материалов.....	1-34
1.15 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	1-35

1.16 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	1–35
2 ВЫСОКОНАПОРНЫЕ ВОДОВОДЫ	2–1
2.1 ВВЕДЕНИЕ.....	2–1
2.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	2–1
2.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	2–1
2.3.1 Административное и географическое положение	2–1
2.3.2 Геолого-геоморфологическая характеристика	2–1
2.3.3 Почвенный и растительный покров.....	2–2
2.3.4 Гидрография.....	2–2
2.3.5 Климатическая характеристика.....	2–2
2.3.6 Инженерно-геологическое строение, тектоника	2–4
2.3.7 Гидрогеологические условия.....	2–5
2.3.8 Физико-механические свойства грунтов.....	2–5
2.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)	2–6
2.4.1 Морозное пучение.....	2–6
2.4.2 Подтопление	2–7
2.4.3 Карст	2–7
2.4.4 Сейсмичность	2–7
2.4.5 Выветривание	2–7
2.4.6 Овражная эрозия	2–7
2.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	2–8
2.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	2–8
2.7 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	2–8
2.8 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	2–9
2.8.1 Характеристика параметров трубопровода	2–9
2.8.2 Площадки узлов запорной арматуры	2–11
2.8.3 Узлы контроля коррозии	2–11
2.8.4 Обоснование диаметров трубопроводов и потребного напора.....	2–11
2.8.5 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков на линейном объекте	2–15
2.8.6 Переходы трубопровода через естественные и искусственные препятствия	2–16
2.8.7 Проектные решения по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов.....	2–18
2.9 Перечень мероприятий по энергосбережению	2–21
2.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	2–21
2.11 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	2–22
2.12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	2–22
2.13 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА "О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ"	2–23
2.14 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	2–23
3 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	3–1
3.1 НАЗНАЧЕНИЕ	3–1
3.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3–1
3.2.1 Промысловые трубопроводы.....	3–1
3.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	3–1

3.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	3-1
3.4.1 Трубы.....	3-1
3.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	3-3
3.4.3 Крепежные детали.....	3-3
3.4.4 Запорная и регулирующая арматура	3-4
3.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	3-4
3.5.1 Исходные данные	3-4
3.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	3-5
3.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов.....	3-7
3.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов	3-8
3.5.5 Выборка типоразмеров труб	3-10
3.6 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ	3-12
3.7 РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ.....	3-12
3.8 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	3-15
3.9 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	3-16
4 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	4-1
4.1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4-1
4.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4-1
4.3 СОКРАЩЕНИЯ.....	4-1
4.4 ОБЩИЕ ДАННЫЕ	4-1
4.5 КРИТЕРИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ	4-2
4.6 ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА	4-2
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов.....	Б-1
Приложение В Технические условия на подключение водовода	В-1

1 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Введение

Настоящим разделом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И до т.вр. куста скважин №27И, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN250, PN40.

1.1 Исходные данные

В качестве основных исходных данных при разработке раздела было использовано задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 5 февраля 2025 г.

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

Состав разделов проектной документации и требования к их содержанию приняты в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

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

1.2.1 Топографические условия

В административном отношении район работ расположен в юго-восточной части Канганского района Иркутской области.

Объект расположен

Согласно физико-географическому районированию участок размещения объекта проектирования расположен в таёжной области Средней Сибири.

Ближайшие населенные пункты:

- пгт. Витим в 184,6 км к юго-востоку;
- с. Преображенка в 75,5 км на северо-запад от объекта;
- с. Непа в 87,7 км на юго-запад от объекта.

Транспортная инфраструктура района работ не развита: постоянная связь с областным центром обеспечивается только авиацией. Автотранспортное сообщение возможно только в зимний период, по автозимникам. В бесснежный период года транспортное сообщение может осуществляться по рекам на маломоторной технике. Имеется густая сеть сейсмопрофилей, которые пригодны для прохождения гусеничной техники.

Ближайшая железнодорожная станция – Ангаракан.

Ближайший речной порт – Киренский.

Ближайший аэропорт – Талакан.

1.2.2 Метеорологические и климатические условия

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений метеостанции Преображенка.

Территория участка производства работ находится в континентальной Восточносибирской области умеренного климатического пояса. Формирование климата происходит под влиянием Азиатского максимума в холодное время года и Азиатской депрессии – в теплое.

Большое влияние оказывают также особенности рельефа. Он играет существенную роль в трансформации циркуляционных процессов, определяет большую изменчивость по территории различных метеорологических параметров, приводит к значительным вариациям составляющих радиационного и теплового баланса.

Климат в холодный период года формируется под влиянием Азиатского антициклона, занимающего центральную часть Евразии. Центр его находится над Тувой и Северной Монголией. Это низкое барическое образование, формирование которого начинается в сентябре, а максимальное развитие достигается в январе. В результате действия Азиатского антициклона повторяемость антициклонов значительно увеличивается, циклоны, наоборот, наблюдаются крайне редко. Погода в этот период формируется под влиянием арктических воздушных масс, континентальных воздушных масс из северных и центральных районов Сибири и с юга Западной Сибири и Казахстана, очень редко сюда может поступать воздух из Европейской части России или с Тихого океана.

В мае усиливается циклоническая деятельность, особенно часто приходят циклоны с юга Западной Сибири, но в первую половину теплого периода (июнь-июль) повторяемость антициклональной погоды по-прежнему значительна за счет барических образований, смещающихся в данные районы в основном с северо-запада Западной Сибири. Во второй половине теплого периода (август-сентябрь) повторяемость циклонов становится больше. В формировании погоды в это время года большое значение имеет трансформация воздушных масс, в результате чего господствуют континентальные воздушные массы различной степени трансформации. Именно процессами трансформации определяется относительно высокая температура воздуха летом.

Участок производства работ находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня. Суровые климатические условия района определяют повсеместное распространение многолетней мерзлоты мощностью до 80 м с наличием спорадических таликов.

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2025, приложение А, рисунок А.1), участок производства работ расположен в климатическом подрайоне 1Д.

Согласно схематической карте районирования северной строительно-климатической зоны (СП 131.13330.2025, приложение А, рисунок А.1), участок проектных работ расположен в 3-ей зоне, с наиболее суровыми условиями.

Согласно схеме дорожно-климатического районирования (СП 34.13330.2021, приложение Б), участок проектирования расположен в I дорожно-климатической зоне, подзоне 2.

Согласно СП 50.13330.2024 (приложение В) участок размещения объекта строительства относится к 3-ей сухой зоне.

Согласно СП 20.13330.2016, участок производства работ относится к III району по весу снегового покрова (значение нагрузки — 1,5 кПа), к Ia району по давлению ветра (0,17 кПа).

Высота снежного покрова, выбранная из наибольших декадных высот, по постоянной рейке за весь период наблюдений составила от 36 до 78 см.

Условия для образования снежных лавин в районе проектирования отсутствуют. Селевые потоки в районе проектируемого объекта не формируются.

В соответствии с официальными сведениями на территории района работ не наблюдались такие опасные гидрометеорологические процессы и явления как цунами, снежные лавины, снежные заносы, селевые потоки.

1.2.3 Инженерно-геологические условия

Согласно схеме геоморфологического районирования Иркутской области, участок размещения объекта проектирования относится к подрайону с небольшими трапповыми холмами, району плато в зоне неглубокого опускания Средней подобласти слабо развитых неотектонических форм рельефа Юго-Восточной области Среднесибирского плоскогорья. Для данного района характерны слабо расчлененные участки плато, не затронутые свежей эрозией, сохранившие местами аллювий угасших речных систем.

Согласно схеме районирования современных экзогенных процессов рельефообразования участок размещения объекта проектирования относится к Ербогаченскому району криогенных, флювиальных процессов и крипа слабой интенсивности (медленные непрерывные массовые движения рыхлого грунта вниз по склонам), а также к террасированным долинам горных рек.

Рельеф площадки относительно ровный, абсолютные отметки изменяются от 431,96 до 446,90 м.

В геологическом строении района работ принимают участие породы объединенных свит верхнененской и илгинской ($Cm2-3vl+il$) и укугутской свиты ($J1uk$) юрского возраста, перекрытые отложениями четвертичного возраста.

При формировании геологического разреза на глубине от 0 до 17,0 м принимают участие породы среднего-верхнего отдела кембрийской системы ($Cm2-3$) и укугутской свиты ($J1uk$) юрского возраста, перекрытые отложениями четвертичного возраста.

Четвертичные нерасчлененные отложения включают делювиальные, элювиальные образования, распространены повсеместно и по мощности не превышают, как правило, от 2 до 8 м. Формирование их происходило в течение длительного времени, охватывающего почти весь четвертичный период.

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов, на участке производства работ выделено 11 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

Четвертичная система (Q)

Делювиально-элювиальные позднеплейстоцен-голоценовые отложения (d,eQIII-IV)

ИГЭ-330-2с. Суглинок легкий пылеватый твердомерзлый слабольдистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры (сезонно-мерзлый), при оттаивании тугопластичный.

ИГЭ-410-2с. Супесь песчанистая твердомерзлая слабольдистая тонкошлировой редкослоистой криотекстуры (сезонно-мерзлая), при оттаивании пластичная.

ИГЭ-340-2. Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный.

ИГЭ-411-2. Супесь песчанистая твердая.

ИГЭ-412-2. Супесь песчанистая твердая щебенистая.

ИГЭ-420-2. Супесь песчанистая пластичная.

Отложения укугутской свиты нижнего отдела юрской системы (J1uk)

ИГЭ-5421-4. Песок мелкий плотный влажный.

ИГЭ-106-4. Алевролит пониженной прочности плотный среднепористый средневыветрелый размягчаемый.

Отложения среднего-верхнего отдела кембрийской системы (Cm2-3)

ИГЭ-105-4. Алевролит малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый с прослоями алевролита прочного.

ИГЭ-105м-4. Алевролит малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый морозный с прослоями алевролита прочного.

ИГЭ-135-4. Долomit малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый с прослоями доломита прочного.

Специфические грунты, согласно СП 47.13330.2016, на участке производства работ отсутствуют.

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

Обработка полевых материалов геофизических исследований на камеральном этапе проводилась с целью определения удельных электрических сопротивлений грунтов (УЭС) с характеристикой их коррозионной агрессивности по отношению к углеродистой и низколегированной стали послойно согласно ГОСТ 9.602-2016.

Коррозионная агрессивность грунта (КА) характеризуется величиной его удельного электрического сопротивления, измеренного в полевых условиях, и оценивается следующим образом:

- низкая (свыше 50 Ом*м);
- средняя (от 20 до 50 Ом*м);
- высокая (до 20 Ом*м включительно).

Согласно данным электроразведки методом вертикального электрического зондирования получены следующие значения удельного электрического сопротивления, которые позволяют оценить коррозионную агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали следующим образом:

- почвенно-растительный слой (20,0-49,91 Ом*м) - средняя;
- суглинок (11,03-19,93 Ом*м) - высокая;
- супесь (32,13-49,56 Ом*м) – средняя;
- песок (92,19-148,83 Ом*м) – низкая;
- алевролит (75,06-99,85 Ом*м) – низкая;
- доломит (203,55-241,28 Ом*м) – низкая.

Согласно приложению Г ГОСТ 9.602-2016 на исследуемых объектах наличие блуждающих токов не выявлено, т.к. значение разности потенциалов не превышает пороговые 0,5 В, на время проведения исследований.

1.2.4 Гидрогеологические условия

Район производства работ расположен в непосредственной близости от водораздела бассейнов притоков р. Енисей (Нижняя Тунгуска) и Лены (Дулисьма, Пеледуй, Ньюя).

Гидрографическая сеть района работ представлена верховьями р. Чоны и её многочисленными притоками, наиболее крупные из которых:

- левые – Хува, Игняла, Марикта, Ключик, Рассольный;
- правые – Маристая, руч. Шенарский, Ложа, Зимовейная, Бирая.

Согласно ГОСТ 19179-73 р. Чона относится к средним рекам, а её притоки – к малым рекам.

Водный режим

Питание рек смешанное, с преобладанием снегового. Распределение стока внутри года неравномерное. Максимальные расходы и уровни воды наблюдаются в мае-июне. Затем наступает летняя межень, прерываемая летне-осенними паводками. Зимой отмечается очень низкий сток. Для района работ характерно постоянное пересыхание и перемерзание части малых рек и эпизодическое пересыхание и перемерзание некоторых средних рек.

Ледовый режим

Средние даты начала ледостава на реках района производства работ – 17-27 октября, начала весеннего ледохода – 8-14 мая. Средние сроки ледостава – 193-209 дней.

Максимальная толщина на реках азиатской части России большей частью в конце марта. На некоторых реках увеличение толщины льда происходит за счет образования наледей.

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

По схеме гидрогеологического районирования территория относится к юго-западной части Якутского артезианского бассейна.

На территории размещения объекта проектирования расположен водоносный горизонт, приуроченный к отложениям угутской свиты нижнего отдела юрской системы.

Горизонт грунтовых вод, приуроченный к отложениям угутской свиты нижнего отдела юрской системы расположен на глубине 8,5 м. Установившейся уровень зафиксирован на глубине 0,3 м. Водовмещающими являются алевриты (ИГЭ-106-4). Питание водоносного горизонта происходит за счет атмосферных осадков. Разгрузка происходит в местную эрозионную сеть. По химическому составу грунтовые воды весьма пресные (с минерализацией 0,116-0,222 г/л) преимущественно гидрокарбонатная, кальциево-магниева с рН 6,12-6,68, с содержанием агрессивной углекислоты 2,9-3,8 мг/л. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) жидкая среда для бетонов марок W4 является неагрессивной-слабоагрессивной, для бетонов других марок - является неагрессивной. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.4) жидкая среда неагрессивна на портландцемент и сульфатостойкие цементы. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) жидкая среда неагрессивна на арматуру железобетонных конструкций. По степени агрессивности на металлические конструкции пресные природные воды согласно СП 28.13330.2017 (таблица Х.3) среднеагрессивные по водородному показателю и по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов.

Коэффициент фильтрации по справочным данным для скальных сильнотрещиноватых грунтов – 70-150 м/сут, для скальных средне-трещиноватых грунтов – 20-60 м/сут, для скальных грунтов с волосистой трещиноватостью – 0,01-0,001 м/сут.

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

По комплексу природных факторов, определенных геологическим строением и геоморфологическими особенностями, взаимоотношением литологических разностей и гидрогеологическими условиями, по условиям строительства район работ относится к II категории (средней) сложности инженерно-геологических условий, в соответствии с Приложением Г, СП 47.13330.2016 и с соответствием с приложением А СП 493.1325800.2020 категория сложности инженерно-геокриологических условий – II (средняя).

К основным неблагоприятным процессам и явлениям, как правило, относят следующие явления и процессы: наличие ММГ, заболачивание грунтов, морозное пучение, подтопление, сезонное промерзание и оттаивание грунтов, выветривание, овражную эрозию, карстообразование, повышенную сейсмичность.

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

В геокриологическом отношении участок производства работ расположен в области несплошного распространения ММГ (многолетнемерзлых грунтов) (рисунок Б.9 СП 115.13330.2016). Согласно таблице 4.2 СП 493.1325800.2020 тип распространения ММГ и талых грунтов на рабочем участке – перелетки мерзлых грунтов. Тип залегания ММГ - не сливающийся. Не исключается встреча талых и мерзлых грунтов в межскважинном пространстве.

На свойства и характеристики грунтов весьма влияет сплошное промерзание в зимний период до верхней поверхности многолетнемерзлых пород с последующими сезонными оттаиваниями поверхностного горизонта. Это приводит к существенным изменениям фазового состояния и к перераспределению почвенной воды в грунтах. На почвенные процессы воздействуют также изменения местного теплового баланса почв, вызванные неравномерным распределением находящихся в них льдов, которые в одних местах сохраняются на значительные промежутки времени, а в других подвергаются оттаиванию.

При сезонном оттаивании протяженность естественно подтопленных территорий составит от 50 до 75%.

Нормативная глубина промерзания/оттаивания для выделенных ИГЭ приведено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Нормативная глубина промерзания/оттаивания для выделенных ИГЭ

Но-мер ИГЭ	Наименование грунта	Глубина сезонного промерзания, $d_{f,n}$	Глубина сезонного оттаивания, $d_{th,n}$
209	Суглинок пластичномерзлый слабльдистый в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	-	2,17
438	Песок средней крупности твердомерзлый слабльдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,13
449	Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,01
458	Песок пылеватый твердомерзлый слабльдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,17
203	Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный	2,47	-
435	Песок средней крупности рыхлый средней степени водонасыщения	3,66	-
445	Песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения	3,62	-
455	Песок пылеватый рыхлый средней степени водонасыщения	3,49	-
448	Песок мелкий твердомерзлый слабльдистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный	-	3,28
446	Песок мелкий рыхлый водонасыщенный	3,39	-

1.4.2 Заболачивание

При сезонном таянии снега весной, а также при выпадении ливневых осадков будет происходить увлажнение верхних слоев грунтов, в результате чего образуется так называемая «верховодка». Насыщенные водой грунты даже при незначительных нагрузках превращаются в текучепластичную массу. Лишь на относительно крутых склонах эти воды относительно быстро фильтруют в ложбины стока, где смыкаются с грунтовым водоносным горизонтом и вызывают подъем УГВ.

Верховодка оказывает существенное влияние на процессы, протекающие в деятельном слое, и значительно ухудшают инженерно-геологические условия местности. Она способствует заболачиванию территории. С этими водами связано разжижение грунтов деятельного слоя при воздействии на них динамических нагрузок. При строительстве котлованов, траншей следует ожидать водоприток.

1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов

Процесс морозного пучения связан с большим содержанием пылеватых фракций в грунтах зоны выветривания. Процессы морозного пучения грунтов заключаются в том, что влажные дисперсные грунты при промерзании способны деформироваться, увеличиваясь в объеме. При последующем оттаивании в этих грунтах происходит обратный процесс, сопровождающийся их разуплотнением и снижением несущей способности. По лабораторным исследованиям грунты деятельного слоя в природных условиях характеризуется как непучинистые и среднепучинистые. В местах предполагаемого появления верховодки произойдет увеличение степени пучинистости грунтов вплоть до сильнопучинистых. В случае организации водоотводов и дренажей, как следствие, понижение уровня подземных вод, пучинистость осушаемых грунтов будет уменьшаться.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 процесс морозного пучения относится к опасным процессам.

1.4.4 Подтопление

На территории объекта проектирования возможен процесс подъема уровня грунтовых вод в водообильные периоды года до дневной поверхности. В ходе оттаивания деятельного слоя не исключается возможность образования верховодки. Максимальный прогнозируемый уровень верховодки – до дневной поверхности.

В соответствии с таблицей «И» СП 11-105-97 часть II территория находится:

- в потенциально подтопляемом состоянии в результате длительных климатических изменений, тип участка II-A1.

При строительстве, возможно механическое воздействие на природные объекты, которое связано с комплексом земляных работ и т.д. Механическое воздействие имеет комплексный характер, трансформирует испарение, условия дренирования и грунтового стока. Строительные работы ведут к значительным нарушениям естественных природных процессов:

- деформации поверхности и нарушения рельефа;
- подтоплению либо пересушке территории;
- изменению режима снегонакопления;
- возникновению подпора или падение уровня грунтовых вод.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 процесс подтопления относится к умеренно опасным процессам.

1.4.5 Выветривание

Выветривание (ветровая эрозия) имеет повсеместное распространение и играет огромную роль в разрушении коренных пород, образовании зон повышенной трещиноватости и рыхлых отложений на дневной поверхности.

Процессу выветривания на исследуемой территории способствует суровый климат с резкими колебаниями годовых и суточных температур воздуха, наличие глубокого промерзания и протаивания. Под действием колебаний температуры горные породы испытывают то расширение, то сжатие, при этом верхние слои сжимаются более интенсивно, чем нижние,

что приводит в конечном итоге к возникновению трещин отдельности параллельных поверхности.

Ввиду расположения района в зоне с тектоническими напряжениями вследствие их релаксации возникает процесс разуплотнения, выражающейся в развитие вертикальной трещиноватости. Трещины разуплотнения располагаются вблизи дневной поверхности, они открытые или заполнены рыхлыми отложениями. Согласно литературным данным, подобные зоны разуплотнения на территории объекта проектирования могут составлять 30-50 м.

В соответствии с принципиальной схемой инженерно-геологического расчленения коры выветривания по Г.С. Золотареву на территории объекта проектирования выделяется трещинная (раздробленная зона коренных пород) зоны выветривания.

При проектировании и хозяйственном освоении территории следует учитывать, что при техногенном освоении скорость выветривания увеличивается, могут изменяться закономерности формирования коры выветривания, максимальную активность процессов выветривания следует ожидать на участках вскрытия пород открытыми горными выработками (карьеры, выемки, проходке канав, траншей и т.п.).

1.4.6 Овражная эрозия и образование промоин

Оврагообразование и возникновение промоин возможно в весенний период при оттаивании деятельного слоя в условиях отсутствия вертикальной фильтрации талых вод при интенсивном поверхностном стоке. Активизация эрозионных процессов возможна при сведении растительности, механических нарушениях поверхности. Таким образом, при освоении территории для предотвращения деформации инженерных сооружений необходимо разработать противозэрозионные мероприятия. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 эрозионные процессы относятся к умеренно опасным процессам.

1.4.7 Сейсмичность

Район работ относится к асейсмической области, т.е. области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями, согласно СП 14.13330.2018 (карта ОСР-2015-В). Интенсивность сейсмического воздействия в районе работ может достигать: по карте В – 5 баллов. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 землетрясения относятся к умеренно опасным процессам.

1.4.8 Карстообразование

В связи с отсутствием карстующихся отложений в зоне возможного влияния развития процесса на эксплуатацию проектируемых инженерных сооружений и отсутствием проявления карста на земной поверхности, рекомендуемая категория устойчивости обозначенного выше участка размещения проектируемых сооружений, относительно провалообразования (СП 11-105-97 ч.II) - VI (провалообразование исключается), по СП 22.13330.2016 категория карстоопасности - неопасная.

1.4.9 Прогноз изменения инженерно-геологических условий

Изменение поверхности рельефа происходит при любом строительстве. При этом инженерное освоение территории происходит в условиях геологической среды, определенной активности природных геологических процессов. Техногенное воздействие на рельеф приводит к активизации процессов и увеличению их интенсивности. Техногенное воздействие, как правило, снижает устойчивость рельефа.

Компонентами геологической среды, которые будут подвержены воздействию и преобразованию, являются грунты, геологические процессы и рельеф. При этом воздействие на них в период строительства будет носить кратковременный характер, а воздействие в период эксплуатации будет иметь место в течение всего времени функционирования технической системы.

Изменение морфологии рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова может привести к отрицательным последствиям, в т.ч. и возникновению или активизации и усилению интенсивности опасных геологических процессов и гидрологических явлений.

Возникновение или интенсификация гидрогеологических процессов связаны, как правило, с нарушением режима поверхностного и подземного стока, условий дренируемости, изменением физико-механических свойств грунтов.

На исследуемой территории сложились благоприятные инженерно-геологические условия для развития процессов подтопления и сезонного пучения грунта в зоне промерзания.

Подтопление. Основной причиной возможного подъема уровня грунтовых вод следует считать инфильтрацию интенсивных атмосферных осадков в весенне-осенний период, недостаточно организованный поверхностный сток и техногенные утечки из подземных водонесущих коммуникаций. Также в период прохождения весеннего половодья ожидается подъем уровня паводковых вод рек, ручьев и озер, расположенных вблизи участка выполнения работ.

В период оттаивания деятельного слоя ожидается повсеместное появление надмерзлотных вод. Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод до дневной поверхности.

Следует также учитывать, что в связи с техногенным освоением территории (возведение новых зданий и сооружений) при заглублении фундаментов ниже УГВ следует прогнозировать возможную перестройку, сложившегося на данной территории, гидрогеологического режима (подтопление фундаментов, повышение УГВ, перераспределение потока грунтовых вод, и т.п.).

При сезонном таянии снега весной, а также при выпадении ливневых осадков будет происходить увлажнение верхних слоев грунтов, в результате чего образуется так называемая «верховодка». Насыщенные водой грунты даже при незначительных нагрузках превращаются в текучепластичную массу. Лишь на относительно крутых склонах эти воды относительно быстро фильтруют в ложбины стока, где смыкаются с грунтовым водоносным горизонтом и вызывают подъем УГВ.

Верховодка оказывает существенное влияние на процессы, протекающие в деятельном слое, и значительно ухудшают инженерно-геологические условия местности. Она способствует заболачиванию территории. С этими водами связано разжижение грунтов деятельного слоя при воздействии на них динамических нагрузок. При строительстве котлованов, траншей следует ожидать водоприток.

Процесс пучения в естественных условиях, ввиду геологического строения и гидрогеологических условий, на большей части территории развивается закономерным образом. По результатам лабораторных исследований грунты в зоне сезонного промерзания преимущественно непучинистые грунты. Интенсивность процессов пучения будет возрастать в результате поступления грунтовых вод к зоне сезонного промерзания.

Выбранный способ строительства может привести к увеличению интенсивности проявления пучинистых свойств грунтов, так и к полной локализации процесса.

Ввиду отрицательного воздействия процесса пучения на устойчивость сооружений, при принятии проектных решений рекомендуется произвести полную или частичную замену пучинистых грунтов на непучинистые, с высокими дренирующими свойствами, а также предусмотреть понижение уровня грунтовых вод, для снижения интенсивности процесса на участках сооружений наиболее восприимчивых к деформациям.

1.5 Сведения о категории и классе линейного объекта

В данном проекте предусматривается участок промыслового трубопровода КП №8И - т.вр. КП №27И (нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8И до т.вр. куста скважин

№27И) со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN250, L=3098,52 м;

Предусматривается промысловый трубопровод подземной прокладки.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы рассчитаны на давление 4,0 МПа.

Продукт, транспортируемый по трубопроводам, относится к категории 2.

В соответствии с требованиями п. 7.1.2 ГОСТ Р 55990-2014, все проектируемые нефтегазосборные трубопроводы относятся ко II классу, категории Н (табл.3 ГОСТ Р 55990-2014).

Участками повышенной категории «В», в соответствии с определением таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, для нефтегазосборных трубопроводов:

- являются пересечения с автомобильными дорогами общего пользования IV, V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна.

Сведения о расположении по трассе участков повышенной категории приведены в разделах 1.6.3, 1.6.4 и 1.6.5.

1.6 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И включает в себя строительство нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И до т.вр. КП №27И с сооружениями, обеспечивающими ввод в эксплуатацию объекта.

Максимальная пропускная способность трубопровода принята по прогнозным показателям по добыче нефти, жидкости и газа для скважин проектируемого куста №8И Игнялинского месторождения на основании задания на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И». Максимальный объем добычи с куста скважин 8И: нефть - 948,41 т/сут (06.2026 г), жидкость - 1352,53 м³/сут (11.2026 г), газ - 332447,8 ст.м³/сут (11.2026 г).

Расчетное давление трубопровода системы сбора составляет 4,0МПа(изб.). Условный диаметр трубопровода DN250. Максимальное рабочее давление по линейной части от куста №8И составляет 31,861 (атм. изб.) 3,229 МПа (изб.).

Состав перекачиваемой продукции и гидравлический расчет представлены в Томе 3.1 Часть 1. Куст скважин. Технология производства.

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 8400 ч/год.

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

Для контроля скорости коррозии внутренней стенки нефтегазосборного трубопровода предусматривается узел контроля скорости коррозии (УКК) устанавливаемый на узлах запорной арматуры и узлах запуска и приема СОД.

Контроль герметичности внутрипромыслового трубопровода, транспортирующего жидкие углеводороды, предусматривается за счет использования датчиков давления и манометров, которые установлены в начале и конце трубопровода на узлах запорной. При падении давления в трубопроводе, которое указывает на отсутствие герметичности трубопровода, предусмотрено закрытие электроприводной запорной арматуры. Узел запорной арматуры с электроприводом расположен на выходе с кустовой площадки №8И. На площадках запорной арматуры с ручным приводом для перспективных подключений от кустов №10И и №11И, а

также на узле приема СОД (КП8-КП-001) размещена запорная арматура с ручным управлением и манометры местного действия.

1.6.1 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях

По трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода ММГ встречается только в конце трассы на глубине от 6 до 7 м. («островки» распространения ММГ). Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватými или глинистыми грунтами. Грунты территории в разной степени подвержены процессам морозного пучения.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, СП 25.13330.2020, и согласно материалам инженерных изысканий, основным принципом использования вечномерзлых грунтов в качестве основания для трубопроводов является II принцип, предполагающий использование ММГ в качестве основания в оттаивающем или оттаянном состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения)

Данный принцип обеспечивает сохранность, работоспособность и ремонтпригодность проектируемого трубопровода в течение всего периода эксплуатации.

При подземной прокладке, для защиты изоляции монтируемого трубопровода, предусматривается подсыпка и присыпка трубопровода слоем 0,2 м из минерального грунта (песок средней крупности). После укладки трубопроводов в проектное положение производится присыпка 0,2 м (с трамбовкой) мягким грунтом с устройством валика. Валик должен выравняться и уплотниться. Высота валика обратной засыпки должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

При наличии крупных валунов предусматривается их удаление из траншеи до прокладки трубопровода.

Расчистку полосы строительства от леса и кустарника осуществляют с сохранением корневой системы, за исключением зоны расположения траншеи под трубопровод. Тем самым обеспечивается сохранение почвенно-растительного слоя в пределах полосы отвода и снижается риск растепления ММГ и образования карстов.

В соответствии с ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты» перед началом строительных работ необходимо провести обследование трассы визуальным осмотром в натуре, инструментальными замерами для уточнения характера местности и мерзлотно-грунтово-геологических критериев, определить возможность применения местных грунтов для сооружения дорог, подсыпки траншей и присыпки трубопроводов, глубину оттаивания грунтов, залесенность, глубину и ширину зеркала воды на переходах.

Для сохранения вечномерзлых грунтов в мерзлом состоянии и обеспечения их расчетного теплового режима, ведение строительного-монтажных работ необходимо вести в холодное время года, когда обеспечивается сохранение исходной температуры ММГ в соответствии с требованиями ВСН 013-88.

Результаты обследования необходимо сравнить с проектными данными, и если отклонения существенные, то необходимо скорректировать объемы работ и технологические решения.

Трубопровод прокладывается на глубину не менее 0,8 метра до верха трубы.

На особо опасных участках трубопровода (переходы через водные преграды, автодороги, существующие коммуникации) предусматриваются следующие мероприятия для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода:

- на переходах через автомобильные дороги предусматриваются защитные футляры;
- на переходах через подземные коммуникации проводится обследование трубопроводов с целью определения состояния. Строительство всех переходов осуществляется в строгом соответствии с требованиями, изложенными в Технических условиях, выданных владельцами пересекаемых коммуникаций;
- предпусковая внутритрубная диагностика;
- на выходе с куста предусмотрена запорная арматура с электроприводом для его автоматического отключения по падению/превышению давления до и/или после арматуры;
- 100% контроль сварных стыков на всех участках трубопроводов;
- проведение испытаний, количество этапов которых по участкам описано в п. 1.5.1.7.

Для обеспечения устойчивости трубопроводов против всплытия при прокладке трубопровода на участках распространения болот и заболоченностей используются балластирующие устройства. Типы пригрузов и шаг расстановки приведены в разделе 3, см. «Расчёт балластировки стальных трубопроводов».

Для предотвращения развития эрозии в траншеях на склонах, крутизна которых более 11°, предусматривается устройство замков из слабофильтрующего грунта (противоэрозионных экранов), препятствующих течению воды вдоль траншеи и возникновению эрозионного выноса и противоэрозионная защита полосы отвода. Грунт для изготовления противоэрозионных экранов не должен содержать включений изо льда, снега, торфа, растительности.

Материальное исполнение и защита от коррозии промышленных трубопроводов приведены в разделе 3.

Электрохимическая защита трубопроводов и оборудования приведена в разделе 4.

1.7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И до т.вр. КП №27И составляет DN250.

Началом проектирования нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И до т.вр. КП №27И является узел запуска СОД DN250 на кустовой площадке №8И. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП8-ХV-001 являются границей технологического и промышленного трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является площадка узла приема СОД DN250 в районе кустовой площадки №27И.

Ведомость углов поворота трассы приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Ведомость углов поворота трассы нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И

Обозначение точки	Пикетажное значение	Направление угла поворота		Координаты точки		Длина линии, м
		лево, градусы, мин, сек	право, градусы, мин, сек	X, м	Y, м	
Начало	0+0,00		0°0'0"	4437330,00	1218634,27	
УГ1	0+38,00	90°0'0"		4437293,18	1218624,89	38,00
УГ2	1+75,25	90°0'0"		4437327,06	1218491,89	137,25
УГ3	7+57,71		0°30'31"	4437891,49	1218635,68	582,46
УГ4	8+7,71	0°43'23"		4437940,05	1218647,60	50,00
УГ5	8+54,98	30°0'0"		4437985,81	1218659,44	47,27
УГ6	9+78,24	30°0'0"		4438073,72	1218745,84	123,26
УГ7	22+45,97	7°10'58"		4438412,35	1219967,51	1267,73
УГ8	23+75,56	7°14'37"		4438431,07	1220095,74	129,59
УГ9	28+30,20	90°0'0"		4438439,54	1220550,30	454,64
УГ10	30+32,26	45°0'0"		4438237,51	1220554,06	202,06
УГ11	30+48,39		45°0'0"	4438225,89	1220542,87	16,13
УГ12	31+8,56		90°0'0"	4438165,73	1220543,99	60,17
Конец	31+9,51		0°0'0"	4438165,75	1220544,94	0,95

В точке врезки №27И предусматривается площадка узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА высоконапорного водовода в районе т.вр. КП N27 входит в объем проектирования ООО «НефтеСтройПроект», ш. ИГНФ1-КП27 (Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N27И).

План и дополнительный продольный разрез (1-1) с размещения оборудования площадки узла приема СОД DN250 приведены на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-004.

Согласно п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборные трубопроводы от кустовой площадки №8И прокладывается подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода или балластирующего устройства.

Надземные участки трубопровода:

- площадка узла запорной арматуры в т.вр. КП N10И;
- площадка узла запорной арматуры в т.вр. КП N11И;
- площадка узла приема СОД DN250 в районе куста скважин №27И, описание приведено в разделе 1.7.1).

Для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов применяются трубы и детали трубопровода с заводским антикоррозионным покрытием с наружным полиэтиленовым покрытием типа Н, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Изоляция сварных стыков трубопроводов предусмотрена заводскими комплектами манжет на основе термоусаживающихся лент.

Присоединение отводов (сварных и штампосварных) к трубопроводу выполнять через катушку с целью выполнения требования по смещению продольных швов.

В конце трассы нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И предусмотрен пропуск очистных/диагностических снарядов. Углы поворота по трассе трубопровода на участке прохождения СОД выполняются отводами с радиусом изгиба 5DN.

Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материальному исполнению трубопроводов, на которых они установлены.

Проектируемые трубопроводы наружным диаметром, на участках, относящиеся к особо опасным (пересечение с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями), должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике либо внутритрубной приборной диагностике в составе всего трубопровода, установленной проектной документацией (п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534.).

Материальное исполнение промысловых трубопроводов и Анतिकоррозионная защита трубопроводов и оборудования приведены в разделе 2.

Согласно п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённых от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534 для опасных участков предусмотрены следующие специальные меры безопасности, снижающие риск аварий:

- материальное исполнение, соответствующее категории и классу трубопроводов;
- антикоррозионное покрытие трубопроводов;
- применение защитных футляров на пересечении с автодорогами;
- отсечение участков с помощью запорной арматуры на УЗА в случае аварии или порыва трубопровода;
- оснащение промысловых трубопроводов камерами пуска и приемы очистных и диагностических устройств;
- проведение предпусковой внутритрубной диагностики;
- контроль сварных соединений трубопроводов в объеме 100%;
- дублирующий контроль УЗК для трубопровода категории В в объеме 25%;
- проведение испытаний трубопроводов.

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

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

В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 для дренажной емкости обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения, свеча):

- Зона 0 - открытое пространство радиусом 1,5 м вокруг оголовков свечей;
- Зона 1 - открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей;

- Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура);
- открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.

В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 для камеры приема СОД обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 1 - открытое пространство радиусом 1,5 м от источника (задняя крышка камеры);
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура); открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 1,5 м от зоны 1 в любом направлении.

В соответствии с ГОСТ 31610.10-1-2022 для камеры приема СОД обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 1 - открытое пространство радиусом 1,5 м от источника (задняя крышка камеры);
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника (фланцевые пары, арматура); открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 1,5 м от зоны 1 в любом направлении.

В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 для узла запорной арматуры обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура).

В соответствии с ГОСТ 31610.10-1-2022 для узла запорной арматуры обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника (фланцевые пары, арматура).

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в разделе 1.7.7.

Схема принципиальная технологическая по системе сбора нефти и газа Игнялинского месторождения представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-001.

1.7.1 Узел приема средств очистки и диагностики КП8-КП-001 по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И

Для диагностики внутренней полости трубопровода, а также для восстановления пропускной способности необходима периодическая очистка ее внутренней полости. С этой целью предусмотрена установка узлов запуска и приема СОД.

В конце трассы на нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №8И предусмотрена установка камеры приема СОД DN250 PN40 КП8-КП-001. Камера приема расположена

в районе куста скважин №27И. Узел запуска СОД DN250 PN40 находится на КП8И и входит в состав сооружений куста скважин. Камера приема СОД предусматривается правого исполнения.

Узлы расположены на открытых площадках в составе промыслового трубопровода, поэтому трубопроводы на узлах СОД относятся к промышленным и регламентируются по ГОСТ Р 55990-2014.

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

В состав узла камеры приема СОД входят:

- камера приема;
- отключающая арматура, позволяющая подключать и отключать камеру СОД от технологического процесса;
- приборы КИПиА (манометр);
- механический сигнализатор прохождения СОД;
- лоток;
- комплект инструментов и принадлежностей.

Технологическая обвязка камер приема СОД обеспечивает возможность проведения следующих операций:

- прием очистных и диагностических устройств, обслуживание камеры без остановки перекачки;
- продувка камеры инертным газом;
- освобождение камеры от продукта;
- проведение очистки и диагностики трубопровода.

Дренаживание камеры приема осуществляется после завершения операции по приему СОД и отключения её от нефтегазосборного трубопровода при открытом воздушнике.

Дренаж из камеры приема очистных устройств предусматривается в подземную емкость дренажную (входит в объем проектирования ООО «НефтеСтройПроект», ш. ИГНФ1-КП27 (Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N27И).

На проектируемом узле приема СОД предусмотрено измерение давления показывающими манометрами, которые установлены на камере приема. Кроме того, проектом предусмотрены манометры с каждой стороны запорной арматуры. Механический сигнализатор прохождения СОД входит в комплект поставки камеры.

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

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

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

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

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением.

Арматура принята в северном (хладостойком) исполнении ХЛ1, герметичность затвора – класс А по ГОСТ 9544-2015. Расчетный срок эксплуатации арматуры указан в ее паспортах и определяется количеством срабатываний.

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в разделе 1.8.5.

1.7.2 Запорная арматура

В качестве запорной арматуры применяются задвижки полнопроходные. Конструкция арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Климатическое исполнение запорной арматуры ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для возможности безопасного обслуживания ручной арматуры применяются площадки обслуживания так как штурвал располагается на высоте более 1,8 м.

До и после запорной арматуры с ручным управлением устанавливаются манометры.

В соответствии с классификацией взрывоопасных зон Федерального закона от 22.07.2008 г. №123-ФЗ узел запорной арматуры относится к взрывоопасной зоне класса 2.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов на узле запорной арматуры и на примыкающих участках протяженностью 250 м «С».

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в разделе 1.7.7.

Надземные трубопроводы монтируются на технологических опорах по ОСТ 36-146-88 на несгораемых стойках.

Схема принципиальная технологическая промышленного трубопроводов от куста скважин 8И приведена на листе ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-001.

1.7.3 Переходы через водные преграды

По трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И имеется одно пересечение с водной преградой – ложбиной стока (исток ручья б/н – правый приток р.Чона I-го порядка) на ПК14+20. Водоток является временным – на период проведения работ по инженерным изысканиям урез воды отсутствовал. Пересечение выполнено подземно с устройством балластирования трубопровода для защиты от всплытия. В пределах ГВВ 10% обеспеченности для проектируемого нефтегазосборного трубопровода принята повышенная категория «С» (табл.4 ГОСТ Р 55990-2014).

1.7.4 Переходы через существующие (проектируемые) коммуникации

Все пересечения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И с подземными и надземными коммуникациями выполняются подземно.

Нефтегазосборный трубопровод куста скважин №8И пересекает следующие инженерные надземные и подземные коммуникации:

- трассу высоконапорного водовода (подземного) КП№27И-КП№8И Игнялинского месторождения;
- трассу высоконапорного водовода (подземного) от КП№10И до т.врезки в ВВ КП№27И-КП№8И Игнялинского месторождения;
- трассу ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ;
- трассу ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ.

Таблица 1.3 – Ведомость пересечений с надземными коммуникациями и характеристики пересечений

Пикетажное значение		Угол пересечения, градусы, мин, сек	Наименование, направление, напряжение, марка провода	Число проводов, шт	Расстояние от опор до трассы, м, № опор		Тип опор	Отметки земли, м			Высота нижнего прохода по трассе, м	Примечание, адрес владельца
ПК	Плюсовка				левая опора	правая опора		левая опора	правая опора	точка пересечения		
2	22,37	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	442,9	-	-
2	27,37	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	442,9	-	-
4	15,32	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	444,3	-	-
4	29,32	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	444,5	-	-
11	69,18	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	440,95	-	-
11	83,18	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	440,45	-	-
28	81,45	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	443,9	-	-
28	95,45	90°0'0"	Трасса ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ на КП27 до КТП КП8	3	-	-	-	-	-	444,0	-	-

Таблица 1.4 – Ведомость пересечений с подземными коммуникациями и характеристики пересечений

Пикетное значение пересечения		Наименование коммуникации	Владелец коммуникации	Материал	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Примечание
ПК	Плюсовка							
0	30,00	Трасса ВВ т.вр. КП №27И-КП №8И	-	-	168	-	90°0'0"	
12	33,16	Трасса ВВ от КП №10И до т.вр.	-	-	168	-	90°0'0"	
28	38,20	Трасса ВВ т.вр. КП №27И-КП №8И	-	-	168	-	90°0'0"	

При пересечении трубопроводов, проектируемый нефтегазосборный трубопровод прокладывается с расстоянием в свету между проектируемым и пересекаемым трубопроводами не менее 0,35 м (п.9.3.9 ГОСТ Р 55990-2014). Угол пересечения между проектируемым и пересекаемым трубопроводом составляет не менее 60° (п. 9.3.10 ГОСТ Р 55990-2014).

При пересечении нефтегазосборного трубопровода с ВЛ-10 кВ расстояние от заземлителя или подземной части (фундамента) опоры ВЛ до промышленного трубопровода принято не менее 5 м.

Категория участков нефтегазосборного трубопровода в местах переходов:

- через подземные трубопроводы, включая участки на длине 20 м в обе стороны от пересечения повышается до категории «С»;
- через линии ВЛ-10 кВ категория проектируемого нефтегазосборного трубопровода повышается до категории «С».

1.7.5 Переходы через автодороги

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8И пересекают проектируемые автодороги:

- трассу автодороги к КП №10И на ПК12+08,16;
- трассу автодороги к КП №8И на ПК28+58.20;
- трассу автодороги к площадке СОД на ПК30+73.24.

Таблица 1.5 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами и характеристики пересечений

ПК	Плюсовка	Наименование дороги	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Категория, тип покрытия	Ширина проезжей части по линии перехода, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи по линии перехода, м	Владелец, адрес, телефон, факс
12	08,16	Трасса автодороги к кусту скважин 10И	-	90°0'0"	-	-	-	-	-
28	58,20	Трасса автодороги к кусту скважин 8И	-	90°0'0"	-	-	-	-	-

30	73,24	Трасса автодороги к площадке СОД	-	64°36'19"	-	-	-	-	-
----	-------	----------------------------------	---	-----------	---	---	---	---	---

В соответствии с п. 891 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» промысловый нефтепровод на переходах через автодороги прокладывается подземно, открытым способом, с пропуском трубы в стальном защитном футляре, внутренний диаметр которого не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

Минимальное заглубление трубопровода согласно п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014 составляет:

- от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра – 1,4 м;
- от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м.

Согласно п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014 концы футляра выводятся на расстояние не менее, чем на 2,0 м от подошвы насыпи автодороги и на 5 м от бровки земляного полотна. На обоих концах защитного футляра устанавливаются торцевые уплотнения (манжеты), обеспечивающие герметизацию межтрубного пространства. Для протаскивания трубопровода внутрь футляра, на трубопровод устанавливаются спейсеры из диэлектрических материалов.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов в местах переходов через автодороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м - «В».

Строительство перехода через автодорогу осуществляется в строгом соответствии с требованиями, изложенными в нормативных документах: ГОСТ Р 55990-2014 и ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

1.7.6 Знаки по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И

Трасса обозначается километровыми и опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах прямой видимости.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- на углах поворота трубопровода;
- на пересечениях трубопровода с коммуникациями. При этом фундамент знака смещен относительно пересекаемой коммуникации во избежание ее повреждения;
- на переходах через автодорогу по обе стороны от автодороги.

Знаки закрепления трассы устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

На переходах трубопровода через автодороги с каждой стороны от оси перехода трубопровода через автодорогу устанавливаются предупредительные знаки «ОСТОРОЖНО! НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ ТРУБОПРОВОД!» и знаки «ОСТАНОВКА ЗАПРЕЩЕНА» - в 100 м от оси перехода в каждую сторону.

Ширина охранной зоны промыслового нефтегазопровода составляет 50 метров от оси трубопровода в каждую сторону в соответствии с ТТР-01.02.04-13 версия 1.0 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа, разработаны блоком системного инжиниринга ООО «Газпромнефть НТЦ» и не противоречит требованиям п.7.3 СП 284.1325800.2016.

1.7.7 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов

Трубопроводы до ввода в эксплуатацию подвергается очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Испытания проводятся в соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальным инструкциям, отражающим местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией.

Очистку полости трубопровода производят непосредственно в процессе монтажно-сварочных работ, а после их завершения – продувкой сжатым воздухом и пропуском поролоновых поршней. По завершению СМР на участке провести калибровку трубопровода скребком-калибром с калибровочным диском на 85% от номинального диаметра трубопровода.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполняется в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю проводятся согласно требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018.

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

Испытания трубопровода на прочность проводят гидравлическим или пневматическим способом, в зависимости от участка трубопровода.

При температуре окружающей среды во время гидравлических испытаний ниже 0°C необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания и осушку полости.

Проверку на герметичность промыслового трубопровода в целом или его участка производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч. Для промысловых трубопроводов максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

После выдержки под пробным давлением, давление снижается до рабочего, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

Не испытываемые (гарантийные) сварные стыки подлежат 100% контролю радиографическим методом, а также 100% контролю ультразвуковым методом.

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

Особо опасные участки трубопровода - на пересечениях с автодорогами, с подземными и надземными коммуникациями (трубопроводы, ЛЭП) подвергаются предпусковой внутритрубной приборной диагностике в соответствии с п. 890 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Внутритрубная диагностика осуществляется с помощью дефектоскопа продольного намагничивания (способ MFL – магнитный метод неразрушающего контроля).

В соответствии с Приложением 7 к ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» размеры зоны безопасности для промыслового трубопровода при гидравлических испытаниях составляют:

- радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода – 75 м;
- радиус опасной зоны при очистке полости в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода – 600 м.

Согласно п. 108 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов, произвести комплексное опробование, заключающееся в заполнении труб транспортируемой средой и их работой после заполнения в течение 72 часов.

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых трубопроводов представлены в таблице 1.6.

Испытания пневматическим способом проводятся воздухом, азотом или инертном газом. Величины давлений и продолжительность испытаний представлены в таблице 1.8.

Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов представлены в таблице 1.1. Перед началом испытаний данные зоны необходимо обозначить знаками.

Таблица 1.6 – Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов

Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов			
Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
До 300	40	600	100

Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов представлены в таблице 1.7. Перед началом испытаний данные зоны необходимо обозначить знаками.

Таблица 1.7 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100-300	100	900

Проверку на герметичность участка или трубопроводов в целом производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и согласованной с Заказчиком.

Очистка внутренней полости промысловых трубопроводов после испытаний должна выполняться путем пропуска поролоновых поршней.

Таблица 1.8 - Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность		
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Нефтегазосборный трубопровод от КП №8И до т.вр. КП №27	4,0	Н*	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода *1,25P _{раб} =5,0 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечения с коммуникациями (линии ВЛ и трубопроводы, включая 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации)	4,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =5,0 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечение автомобильных дорог (включая переход через автомобильную дорогу и участки длиной 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги). Пересечение водных преград (в пределах 10% ГВВ)	4,0	В	100 25(дублирующий контроль УЗК)	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,5P _{раб} =6,0 –с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч 3 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =5,0 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность		
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Узлы запуска и приема СОД, запорной арматуры, а также 250 м примыкающие к ним (в том числе участок от эл. приводной ЗРА КП8-ХV-001 до выхода с территории кустовой площадки)	4,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	4,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод продувки камеры СОД инертным газом	4,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопроводы обвязки камеры СОД	4,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =5,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} =4,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

* С учетом п.7.1.7 общая категория трубопровода может быть повышена до «С» из-за чередования участков повышенной категории «С» с участками категории «Н», на примыканиях к узлам пуска/приема ВТУ, узлам линейной арматуры, отход от кустовой площадки №8И).

1.8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Основными мероприятиями по снижению затрат энергоресурсов в процессе эксплуатации трубопроводов является выбор оптимальных диаметров трубопроводов.

Выбор диаметра проектируемого нефтегазосборного трубопроводов от куста скважин №8И произведен по расходу перекачиваемого продукта и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь напора по длине трубопровода.

Для выполнения требований по энергосбережению с применением энергоэффективных технологий, оборудования и материалов на линейных объектах, проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- выбор диаметра проектируемого трубопровода, обеспечивающего возможность работы на весь период эксплуатации при оптимальных режимах, позволяющих выполнять строительство объекта с минимальными капитальными вложениями, а эксплуатацию объекта с минимальными энергозатратами;
- прокладка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8И по кратчайшему расстоянию;
- применения задвижек с ручным управлением;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности (камера приема СОД, емкость дренажная);
- в проектируемом объекте отсутствуют здания, сооружения и наружные установки, на которых предусмотрена механическая приточно-вытяжная вентиляция и горячее водоснабжение.

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

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

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

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

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное».

Сведения о расчетной численности и профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числу рабочих мест и их оснащенности представлены в томе 8 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации линейного объекта».

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

Технологический процесс транспорта нефтепродуктов связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа, их токсичность.

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

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

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

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

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории площадочных сооружений;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;

- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек нефтепродуктов, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

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

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

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

Автоматизированные системы управления приняты исходя из обеспечения надежной и безопасной работы проектируемых объектов и с учетом п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014. Подробное описание автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества линейного объекта, используемых в производственном процессе приведено в томе 3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Решения по организации ремонтного хозяйства и его оснащенности приведены в Томе 5 «Проект организации строительства».

1.14 Требование к организации производства

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

Ее основная задача – обеспечить наиболее рациональное соединение и использование во времени (производственная структура предприятия), с одной стороны, живого труда (рабочей силы), с другой – орудий и предметов труда.

На каждом предприятии организация производства зависит от особенностей отрасли, вида выпускаемой продукции, степени общественного разделения труда и состоит из следующих основных направлений:

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;
- техническое обслуживание производства – квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

В основу разработки организационной структуры и численности по обслуживанию проектируемых объектов Ен-Яхинского месторождения положены анализ проектируемых количества и состава технологических сооружений, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала с учетом автоматизации производственного процесса.

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», Постановление 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

Организация рабочего места, конструкция органов контроля и управления производится с учетом антропометрических, сенсомоторных, биомеханических и психофизиологических характеристик человека при соблюдении требований и удобного доступа к органам управления в соответствии с ГОСТ 12.2.064-81. ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.4.040-78 ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Обозначения».

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- досягаемость – рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;
- обозримость;
- изолированность;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;
- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между персоналом и оборудованием;
- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение человека при работе;
- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить опознавать, и которыми работник должен манипулировать;
- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач и технического обслуживания оборудования;
- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемых оборудованием рабочего места);
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

Доставка рабочих смен к месту работы от мест проживания предусмотрена вахтовым транспортом.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимизации напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики работы на промысле. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка по соглашению между работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьей 108 Трудового Кодекса РФ.

Применение прогрессивных технологий, технологическое автоматизированное оборудование, которым оснащаются проектируемые объекты системы транспорта нефти, требует высокого профессионализма рабочих и служащих, и своевременной опережающей подготовки рабочих кадров. Обучение смежным профессиям и периодическое повышение квалификации будут осуществляться непосредственно на предприятии, в предусмотренных для этого помещениях, т. к. эта форма обучения является преобладающей. Также возможна подготовка работников по смежным профессиям из числа лиц, имеющих необходимую общетеоретическую подготовку и опыт работы по родственным и смежным специальностям.

Возраст, пол и состояние здоровья лиц, принимаемых для обучения на производстве, должны соответствовать действующему трудовому законодательству. Обучение обслуживающего персонала опасных производственных объектов осуществляется организациями, имеющими специальное разрешение (ГОСТ 12.0.004-2015).

В соответствии с местоположением нефтепромысла набор кадров для эксплуатации этой системы предполагается производить в ближайших населенных пунктах, в которых имеется избыток трудовых ресурсов и сложились условия для проживания и обслуживания населения.

Источниками квалифицированных кадров для комплектования персонала могут быть высшие и средние специальные заведения, а также функционирующие предприятия отрасли, на которых проводятся (или ранее проведены) сокращения кадров.

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы системы транспорта нефти, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

1.14.1 Обоснование потребности в основных видах ресурсов

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- пар;
- азот.

Пар используется в период проведения ремонтных работ для пропарки трубопроводов и дренажных емкостей. Подача пара осуществляется при помощи передвижной техники.

Азот используется для продувки газопроводов. Продувка их осуществляется от передвижной азотной установки, которая размещается на МУПН Ен-Яхинского месторождения.

Подвод азота к оборудованию и трубопроводам для их продувки производится при помощи сборных трубопроводов и гибких шлангов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон сборного участка. После продувки эти участки трубопроводов и шланги должны быть разобраны. Количество потребляемых ресурсов приведено в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Количество потребляемых ресурсов

Вид потребляемого ресурса	Потребление в год
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения»
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки оборудования	1000 кг/год
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования	250 м ³ /год

1.14.2 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем и готовой продукцией для данного объекта является сырая нефть от кустовой площадки №8И, с последующим подключением потоков от скважин кустовых площадок №10И и №11И, поступающая на КП №27И.

Сырая нефть и газ транспортируются под собственным давлением по трубопроводу DN250 протяженностью L=3098,52м, с перспективным подключением трубопроводов DN200

от КП10 и КП11. На кустовой площадке №27И трубопровод подключается узлу приема и запуска СОД.

1.15 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет приведен в Томе 3.1.

1.16 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

В соответствии с п.1 приложения I к Федеральному закону N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения являются опасными производственными объектами, так как в технологическом процессе обращается ЛВЖ (нефтегазовая смесь).

Характеристика основных технологических объектов линейной части по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.10:

Таблица 1.10 – Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ГОСТ 30852.9-2002 (ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.11-2002
Площадка узла запорной арматуры в т.вр. КП N10И	ЛВЖ (НГС)	■	В-1г (Зона 2)	IIА-Т3
Площадка узла запорной арматуры в т.вр. КП N11И	ЛВЖ (НГС)	■	В-1г (Зона 2)	IIА-Т3
Узел приема приема СОД КП8-КП-001	ЛВЖ (НГС)	■	В-1г (Зона 1,2)	IIА-Т3

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

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления;
- работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- защита технологического оборудования от превышения давления;

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

2 Высоконапорные водоводы

2.1 Введение

В настоящем разделе предусмотрены технологические решения по линейной части высоконапорного водовода от точки врезки в районе КП№27 до площадки куста скважин №8И.

2.2 Исходные данные

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- задание на проектирование Объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И», утвержденного Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Столяровым В.И. (Том 1 Приложение А);
- технические условия на подключение высоконапорного водовода (Приложение В);
- материалы инженерных изысканий к данному проекту, выполненные ООО «Уралгеопроект» в 2025 году.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

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

2.3.1 Административное и географическое положение

В административном отношении район работ расположен в Иркутской области, Катанском районе, на Игнялинском месторождении.

Населенные пункты вблизи объектов проектирования отсутствуют.

Ближайшие населенные пункты: д. Верхне-Калинина – 73 км, с. Преображенка – 78 км.

2.3.2 Геолого-геоморфологическая характеристика

В орографическом отношении участок изысканий расположен на западной окраине Приленского плато.

Согласно схеме районирования современных экзогенных процессов рельефообразования участок изысканий относится к Ербогаченскому району криогенных, флювиальных процессов и крипа слабой интенсивности (медленные непрерывные массовые движения рыхлого грунта вниз по склонам), а также к террасированным долинам горных рек. Распространены мерзлотные процессы, выражающиеся в рельефе в виде термокарстовых западин.

Густота расчленения рельефа высокая, средние расстояния между соседними понижениями рельефа составляют 0,3-0,4 км. Глубина расчленения рельефа небольшая, преобладающие превышения водоразделов над руслами рек менее 100 м. Абсолютные отметки рельефа района изысканий изменяются от 300 до 500 м.

Согласно схеме геоморфологического районирования Иркутской области, район изысканий относится к подрайону с небольшими трапповыми холмами, району плато в зоне неглубокого опускания Средней подобласти слабо развитых неотектонических форм рельефа Юго-Восточной области Среднесибирского плоскогорья. Для района изысканий характерны

слабо расчлененные участки плато, не затронутые свежей эрозией, сохранившие местами аллювий угасших речных систем.

Рельеф площадки относительно ровный, абсолютные отметки изменяются от 431,96 до 446,90 м (по устьям инженерно-геологических скважин).

2.3.3 Почвенный и растительный покров

На территории Якутии основными типами почв являются мерзлотные таежные глеевые торфянисто – перегнойные (северотаежные глеевые торфянисто-перегнойные), лугово-черноземные, черноземно-луговые, дерново-карбонатные (включая выщелоченные и оподзоленные).

На участке изысканий (на площадных объектах и на линейных) почвы представлены дерново-подзолистыми среднесуглинистыми почвами. Помимо природных дерново-подзолистых почв, на участке изысканий (на пересечении дорог и т.д.) представлены антропогенные почвы и непочвенные образования (отсыпки и т.д.).

Основная часть территории Иркутской области (около 80 %) занята таежными лесами. Только в южных районах представлена лесостепная растительность. Лесостепные участки протянулись широкой полосой вдоль Транссибирской магистрали и далее через Ангаро-Ленский водораздел к водоразделу между Леной и верхним течением Киренги.

В лесах преобладают хвойные породы — сосна, лиственница, кедр, пихта, ель. Хвойные леса занимают свыше 90 % лесопокрытой площади Иркутской области. Лиственные леса образуют лишь небольшие очаги. В них распространены осина и береза. Встречаются тополь, ольха, ива, рябина, черемуха. Среди кустарников выделяются калина, бузина, желтая акация, жимолость, шиповник, смородина, боярышник, багульник, встречаются карликовая береза.

Травянистый покров лесов представлен такими растениями, как брусника, черника, голубика, майник, грушанка, плаун, морошка, вейник, кисличка, папоротник, хвоци и др.

2.3.4 Гидрография

Трасса изысканий расположена в непосредственной близости от водораздела бассейнов притоков р. Енисей (Нижняя Тунгуска) и Лены (Дулисьма, Пеледуй, Ньюя).

Гидрографическая сеть района изысканий представлена верховьями р. Чоны и её многочисленными притоками, наиболее крупные из которых:

- левые – Хува, Игняла, Марикта, Ключик, Рассольный;
- правые – Маристая, руч. Шенарский, Ложа, Зимовейная, Бирая.

Согласно ГОСТ 19179-73 р. Чона относится к средним рекам, а её притоки – к малым рекам.

Проектируемая трасса водовода не попадает в границы водоохраной зоны и прибрежной защитной полосы от ближайших водотоков.

2.3.5 Климатическая характеристика

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений метеостанции Преображенка.

Климатические параметры холодного периода года приведены в таблице (Таблица 2.1).

Таблица 2.1-Климатические параметры холодного периода года

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98, °С	-56
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92, °С	-53
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98, °С	-53
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92, °С	-50
Температура воздуха обеспеченностью 0.94, °С	-38
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-59
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	12,2

Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 0 , сут.	207
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 , °С	-18,5
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 , сут.	259
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 , °С	-14
Продолжительность, сут, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 10 , сут.	273
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10 , °С	-12,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	75
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	74
Количество осадков за ноябрь-март, мм	82
Преобладающее направлением ветра за декабрь – февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	2,5
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С, м/с	2,1

Климатические параметры теплого периода года приведены в таблице (Таблица 2.2).

Таблица 2.2- Климатические параметры теплого периода года

Барометрическое давление, гПа	980
Температура воздуха обеспеченностью 0,95, °С	22
Температура воздуха обеспеченностью 0,98, °С	26
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	15
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	69
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	50
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	274
Суточный максимум осадков обеспеченностью 1%, мм	68
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С

Исследуемая территория находится в континентальной Восточносибирской области умеренного климатического пояса. Формирование климата происходит под влиянием Азиатского максимума в холодное время года и Азиатской депрессии – в теплое.

Большое влияние оказывают также особенности рельефа. Он играет существенную роль в трансформации циркуляционных процессов, определяет большую изменчивость по территории различных метеорологических параметров, приводит к значительным вариациям составляющих радиационного и теплового баланса.

Климат в холодный период года формируется под влиянием Азиатского антициклона, занимающего центральную часть Евразии. Центр его находится над Тувой и Северной Монголией. Это низкое барическое образование, формирование которого начинается в сентябре, а максимальное развитие достигается в январе. В результате действия Азиатского антициклона повторяемость антициклонов значительно увеличивается, циклоны, наоборот, наблюдаются крайне редко. Погода в этот период формируется под влиянием арктических воздушных масс, континентальных воздушных масс из северных и центральных районов Сибири и с юга Западной Сибири и Казахстана, очень редко сюда может поступать воздух из Европейской части России или с Тихого океана.

В мае усиливается циклоническая деятельность, особенно часто приходят циклоны с юга Западной Сибири, но в первую половину теплого периода (июнь-июль) повторяемость

антициклональной погоды по-прежнему значительна за счет барических образований, смещающихся в данные районы в основном с северо-запада Западной Сибири. Во второй половине теплого периода (август-сентябрь) повторяемость циклонов становится больше. В формировании погоды в это время года большое значение имеет трансформация воздушных масс, в результате чего господствуют континентальные воздушные массы различной степени трансформации. Именно процессами трансформации определяется относительно высокая температура воздуха летом.

Участок изысканий находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня. Суровые климатические условия района определяют повсеместное распространение многолетней мерзлоты мощностью до 80 м с наличием спорадических таликов.

Согласно СП 20.13330.2016, участок изысканий относится к III району по весу снегового покрова (значение нагрузки — 1,5 кПа), к Ia району по давлению ветра (0,17 кПа).

2.3.6 Инженерно-геологическое строение, тектоника

В геологическом строении территории изысканий принимают участие породы верхоленской и илгинской свиты среднего-верхнего отдела кембрийской системы и укугутской свиты нижнего отдела юрской системы, перекрытые с поверхности элювиально-делювиальными образованиями коры выветривания по коренным породам и маломощным чехлом четвертичных и современных отложений болотного и техногенного происхождения.

Средне-верхнекембрийские отложения представлены затронутыми выветриванием алевролитами, аргиллитами, песчаниками и доломитами осадочного происхождения. На участке изысканий вскрыты скважинами, пробуренными на переходах через водотоки с глубины 6,7-15,0 м, а также в северной части участка изысканий на глубинах от 3,6 до 17,0 м.

Элювий по средне-верхнекембрийским отложениям представлен песками мелкими и супесями (продукт выветривания песчаников осадочного происхождения). На участке изысканий вскрыты скважинами, пробуренными в северной части участка изысканий на глубинах от 2,6 до 17,0 м.

Элювиально-делювиальные четвертичные отложения – кора выветривания по нижнеюрским и средне-верхнекембрийским образованиям осадочного происхождения. Имеют повсеместное распространение, слагают большую часть разреза. Вскрыты с глубин от 1,0 до 5,0-6,0 м, мощность изменяется от 1,0 до 13,0-15,0 м. Сверху перекрыты чехлом четвертичных делювиальных образований. Представлены суглинками с включением щебня и дресвы коренных пород, дресвяными и щебенистыми грунтами с суглинистым и супесчаным заполнителем. Большая часть грунтов, вскрытых по разрезу относится к многолетнемерзлым.

Суглинки преимущественно слабольдистые.

Делювиальные четвертичные отложения слагают верхнюю часть разреза, слой сезонного промерзания – оттаивания и имеют повсеместное распространение. Вскрытая мощность изменяется от 0,5 до 5,0-6,0 м. Сверху повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем. Представлены преимущественно суглинками от текуче- до полутвердой консистенции с включением щебня и дресвы до 5-15 %. На дату изысканий грунты – сезонномерзлые, от слабо- до сильнольдистых.

Современные аллювиальные отложения представлены аллювием речных пойм и днищ логов. Аллювий крупных рек представлен гравийно-галечниковыми и дресвяными грунтами с суглинистым, супесчаным заполнителем. При приближении к склонам долин галечниковые отложения сменяются суглинками. Аллювиальные отложения мелких рек представлены илистыми глинами, супесями, суглинками. Вскрытая мощность составляет 1,2–6,0 м.

Современные биогенные отложения представлены торфом. Распространены на участке изысканий локально, с поверхности, преимущественно в северной части района изысканий и

приурочены к заболоченным понижениям термокарстового генезиса. Вскрытая мощность отложений незначительная, от 0,2 до 1,2 м.

2.3.7 Гидрогеологические условия

По схеме гидрогеологического районирования территория относится к юго-западной части Якутского артезианского бассейна. Широким развитием здесь пользуются многолетнемерзлые породы.

Подземные воды развиты в зоне взаимодействия, по условиям их залегания являются первым от поверхности водоносным горизонтом, разделяются на основные два типа: воды зоны аэрации (верховодка) и грунтовые воды голоцен-плейстоценовых отложений. Формирование грунтовых вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка – в местную гидрографическую сеть по рельефу. Водовмещающими грунтами являются делювиально-элювиальные отложения с высокой проницаемостью. Водупором для данного горизонта служат слабопроницаемые глинистые отложения.

Согласно отчету инженерно-геологических изысканий (ИГНФ1-ПСП-ИИ-ИГИ.01.01, том 2.1.1) на участке изысканий грунтовые воды вскрыты в интервале глубин 4,0-15,0 м, уровень установления изменяется на абсолютных отметках 382,28 до 379,05.

Согласно Методическим рекомендациям по выявлению и оценке загрязнения подземных вод от 31.03.1988г., территория изысканий по сумме полученных баллов относится к I категории и II категории – не защищенных грунтовых вод.

2.3.8 Физико-механические свойства грунтов

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов, на участке изысканий выделено 11 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

Четвертичная система (Q)

Делювиально-элювиальные позднеплейстоцен-голоценовые отложения (d,eQIII-IV)

ИГЭ – 330-2с. Суглинок легкий пылеватый твердомерзлый слабольдистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры (сезонномерзлый), при оттаивании тугопластичный.

ИГЭ – 410-2с Супесь песчанистая твердомерзлая слабольдистая тонкошлировой редкослоистой криотекстуры (сезонномерзлая), при оттаивании пластичная.

ИГЭ – 340-2. Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный.

ИГЭ – 411-2. Супесь песчанистая твердая.

ИГЭ – 412-2. Супесь песчанистая твердая щебенистая.

ИГЭ – 420-2. Супесь песчанистая пластичная.

Отложения угутской свиты нижнего отдела юрской системы (J1uk)

ИГЭ – 5421-4. Песок мелкий плотный влажный.

ИГЭ – 106-4. Алевролит пониженной прочности плотный среднепористый средневыветрелый размягчаемый.

Отложения среднего-верхнего отдела кембрийской системы (Cm2–3)

ИГЭ – 105-4. Алевролит малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый с прослоями алевролита прочного.

ИГЭ – 105м-4. Алевролит малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый морозный с прослоями алевролита прочного.

ИГЭ – 135-4. Доломит малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый с прослоями доломита прочного.

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 340-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – высокая, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 12,5–18,9 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,22-0,29 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 411-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное

электрическое сопротивление (УЭС) составляет 36,5–43,1 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,13-0,17 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 412-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 37,5–49,9 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,13-0,15 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 420-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 36,6–41,2 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,16-0,17 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 5421--4) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – низкая, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 91,3–104,6 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,02-0,03 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 330-2с) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – высокая, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 13,5–16,5 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,21-0,27 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 410-2с) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 41,3–49,0 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,13-0,17 мА/м².

Согласно таблицам В.1, В.2 СП 28.13330.2017 на конструкции из всех марок бетона по водонепроницаемости дисперсные грунты по содержанию хлоридов и сульфатов являются неагрессивными.

Согласно таблице Х.5 СП 28.13330.2017 степень агрессивного воздействия грунтов выше уровня подземных вод на металлические конструкции – слабоагрессивная.

Согласно таблице Х.5 СП 28.13330.2017 степень агрессивного воздействия грунтов ниже уровня подземных вод на металлические конструкции – слабоагрессивная.

Грунты неагрессивны к бетонным, железобетонным конструкциям.

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

Из неблагоприятных физико-геологических процессов и явлений на участке изысканий возможно проявление процессов морозного пучения, подтопления, карста, землетрясения, выветривания. Возможно развитие плоскостной и овражной эрозии.

2.4.1 Морозное пучение

По лабораторным исследованиям грунты деятельного слоя в природных условиях характеризуется как непучинистые-среднепучинистые. В местах предполагаемого появления верховодки произойдет увеличение степени пучинистости грунтов вплоть до сильнопучинистых. В случае организации водоотводов и дренажей, как следствие, понижение уровня подземных вод, пучинистость осушаемых грунтов будет уменьшаться.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 процесс морозного пучения относится к опасным процессам.

2.4.2 Подтопление

В период проведения полевых работ грунтовые воды вскрыты не были. В ходе оттаивания деятельного слоя не исключается возможность образование верховодки. Максимальный прогнозируемый уровень верховодки – до дневной поверхности.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 процесс подтопления относится к умеренно опасным процессам.

2.4.3 Карст

Применительно к оценке карстовой опасности район работ имеет следующие инженерно-геологические условия: при визуальном обследовании отсутствуют проявления карста на поверхности земли; в разрезе отсутствуют карстующиеся породы.

В связи с отсутствием карстующихся отложений в зоне возможного влияния развития процесса на эксплуатацию проектируемых инженерных сооружений и отсутствием проявления карста на земной поверхности, рекомендуемая категория устойчивости обозначенного выше участка размещения проектируемых сооружений, относительно провалообразования (СП 11-105-97 ч.II) - VI (провалообразование исключается), по СП 22.13330.2016 категория карстоопасности - неопасная.

2.4.4 Сейсмичность

Район работ относится к асейсмической области, т.е. области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями, согласно СП 14.13330.2018 (карта ОСР-2015-А). Интенсивность сейсмического воздействия в районе работ может достигать: по карте А – 5 баллов. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 землетрясения относятся к умеренно опасным процессам.

2.4.5 Выветривание

Процессу выветривания на исследуемой территории способствует суровый климат с резкими колебаниями годовых и суточных температур воздуха, наличие глубокого промерзания и протаивания. Под действием колебаний температуры горные породы испытывают то расширение, то сжатие, при этом верхние слои сжимаются более интенсивно, чем нижние, что приводит в конечном итоге к возникновению трещин отдельности параллельных поверхности.

Ввиду расположения района в зоне с тектоническими напряжениями вследствие их релаксации возникает процесс разуплотнения, выражающейся в развитие вертикальной трещиноватости. Трещины разуплотнения располагаются вблизи дневной поверхности, они открытые или заполнены рыхлыми отложениями. Согласно литературным данным подобные зоны разуплотнения на изыскиваемой территории могут составлять 30-50 м.

В соответствии с принципиальной схемой инженерно-геологического расчленения коры выветривания по Г.С. Золотареву на изыскиваемой территории выделяется трещинная (раздробленная зона коренных пород) зоны выветривания.

2.4.6 Овражная эрозия

Оврагообразование и возникновение промоин возможно в весенний период при оттаивании деятельного слоя в условиях отсутствия вертикальной фильтрации талых вод при интенсивном поверхностном стоке. Активизация эрозионных процессов возможна при сведении растительности, механических нарушениях поверхности. Таким образом, при освоении территории для предотвращения деформации инженерных сооружений необходимо разработать противоэрозионные мероприятия. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 эрозионные процессы относятся к умеренно опасным процессам.

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

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

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

Горизонт грунтовых вод, приуроченный к отложениям угутской свиты нижнего отдела юрской системы вскрыт только скважиной № Н-9 на глубине 8,5 м. Установившейся уровень зафиксирован на глубине 0,3 м. Водовмещающими являются алевролиты (ИГЭ-106-4). Питание водоносного горизонта происходит за счёт атмосферных осадков. Разгрузка происходит в местную эрозионную сеть. По химическому составу грунтовые воды весьма пресные (с минерализацией 0,116-0,222 г/л) преимущественно гидрокарбонатная, кальциево-магниева с рН 6,12-6,68, с содержанием агрессивной уголекислоты 2,9-3,8 мг/л. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) жидкая среда для бетонов марок W4 является неагрессивной-слабоагрессивной, для бетонов других марок - является неагрессивной. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.4) жидкая среда неагрессивна на портландцемент и сульфатостойкие цементы. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) жидкая среда неагрессивна на арматуру железобетонных конструкций. По степени агрессивности на металлические конструкции пресные природные воды согласно СП 28.13330.2017 (таблица Х.3) среднеагрессивные по водородному показателю и по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов.

2.7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

Проектом предусмотрено строительство линейной части высоконапорного водовода. Максимальная пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с заданием на проектирование (п.11.2.2) и составляет 1449,3 м³/сут.

Начальной точкой линейной части высоконапорного водовода является фланец задвижки на площадке узла подключения водовода куста КП27И (задвижка и узел запроектированы в отдельном проекте). Точка подключения указана в Технических условиях на подключение (Приложение В).

Конечной точкой линейной части высоконапорного водовода является фланец отсекающей задвижки перед блоком напорной гребенки на площадке куста скважин 8И.

На протяжении трассы водовода, в соответствии с ТУ от Заказчика (Приложение В) установлены следующие перспективные площадки:

- площадка узла подключения водовода куста КП11И (ПК2+63.62), далее УЗА к КП11И;
- площадка узла подключения водовода куста КП10И (ПК18+70.67), далее УЗА к КП10И.

На всем протяжении трассы, кроме надземных площадок УЗА, высоконапорный водовод прокладывается подземно из труб с внутренним и наружным защитным покрытием в соответствии с требованиями ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа» Компании ПАО «Газпром нефть».

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

Физико-химический состав воды приведен в таблице 2.3. Качество воды по механическим примесям и нефтепродуктам соответствует требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Обзорная схема высоконапорного водовода от точки врезки в районе КП27И до куста 8И представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-006.

Таблица 2.3 - Физико-химическая характеристика воды Игнялинского ЛУ

Показатели	Результаты измерений			Нормативный документ
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	%-экв/дм ³	
Натрий	43405	1887,995	38,935	ПНД Ф 14.1:2:4.135-98
Калий	1824,96	48,5	0,965	
Кальций	52890,18	2639,23	54,8	
Магний	3103,545	255,31	5,3	
Хлорид-ион	225225	6353,315	99,665	ГОСТ 26449.1 (п.9.1)
Сульфат-ион	847,525	17,66	0,275	ГОСТ 26449.1 (п.13.2)
Гидрокарбонат-ион	239,93	3,93	0,06	ГОСТ 26449.1 (п.7.2)
Карбонат-ион	< 8.1	-	-	ГОСТ 26449.1 (п.7.2)
Общая минерализация, г/дм ³	327,5			расчетный способ
Водородный показатель (рН), ед.рН	7,125			ГОСТ 26449.1 (п.4)
Удельная электропроводимость, мS/cm	231			Руководство по эксплуатации АНИОН 4100 мод. А 4155
Плотность, г/см ³	1,2183			ГОСТ 26449.1 (п.1)

2.8 Показатели и характеристика технологического оборудования и устройств линейного объекта

2.8.1 Характеристика параметров трубопровода

В соответствии с Задаaniem на проектирование данным проектом предусматривается строительство высоконапорного водовода подземной прокладки.

В данной части проекта предусматривается проектирование линейной части высоконапорного водовода от площадки узла подключения куста КП27И до куста КП8И длиной 3,15 км.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 категория участков трубопровода, перекачивающего подтоварную воду принята С.

Высоконапорный водовод принят из труб электросварных прямошовных из хладостойкой стали диаметром 168x10, группы 2, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним и наружным защитным покрытием.

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Защиту от

коррозии сварных стыков подземных трубопроводов с заводским наружным покрытием выполнить термоусаживающимися манжетами.

Согласно таблицы 8 ГОСТ Р 55990-2014 высоконапорный водовод прокладывается подземно на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

Углы поворота трасс высоконапорного водовода предусматриваются отводами радиусом изгиба 1,5DN, так как на них не предусмотрен пропуск очистных устройств.

Согласно ТУ Заказчика (Приложение В) по трассе высоконапорного водовода устанавливаются площадки УЗА к КП11И и КП10И. Описание площадок приведено в разделе 2.8.2 данной записки.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 таблица 6 (с учетом примечания 19) приняты следующие расстояния от проектируемого водовода до сооружений:

- до подошвы подъездной автодороги – не менее 10 м (согласно п.10 Группа Л);
- до проектируемой ВЛ-10 кВ – не менее 15 м (согласно п.7 группа Ж, сооружения электроснабжения).

В соответствии с ПУЭ, 7 издание, согласно п.2.5.288, таблицы 2.5.40, наименьшее расстояние при сближении от крайнего не отклоненного провода до любой части водовода составляет 10 м до ВЛ 10кВ.

На стадии строительства и эксплуатации создана комплексная система мониторинга, обеспечивающая постоянный контроль за техническим состоянием трубопроводов.

Для контроля за коррозионным состоянием от внутренней коррозии проектируемого промышленного водовода, в соответствии с методическими указаниями М-01.02.04-03 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промышленных трубопроводов» предусмотрена система мониторинга коррозии с установкой узла контроля коррозии с гравиметрическими датчиками (УКК) на площадке УЗА к КП10И.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, ГОСТ Р 55990-2014, ТТТ 01.02.04-01 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01;
- на образцах КСВ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

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

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

Материальное исполнение и типоразмер труб представлен в разделе 3 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Планы трассы высоконапорного водовода приведены на чертежах ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-008, ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-009, ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-010, ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-012.

2.8.2 Площадки узлов запорной арматуры

На протяжении трассы водовода, в соответствии с ТУ от Заказчика (Приложение В) установлены следующие перспективные площадки:

- площадка УЗА к КП11И (ПК2+63.62);
- площадка УЗА к КП10И (ПК18+70.67).

Узлы запорной арматуры предусмотрены надземными в ограждении высотой 2,5 м. В ограждении площадки предусмотрена калитка. Площадка не канализуемая, с щебеночным покрытием.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки полнопроходные. Конструкция арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Климатическое исполнение запорной арматуры ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для возможности безопасного обслуживания арматуры штурвал располагается на высоте не более 1,6 м.

Вид применяемого оборудования – новое.

До и после запорной арматуры с ручным управлением устанавливаются манометры.

На площадке УЗА к КП10И устанавливается узел контроля коррозии. Описание приведено в разделе 2.8.3 данной записки.

Надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются матами из базальтового волокна толщиной 100 мм. Покровный слой - листы из оцинкованной стали.

Надземные трубопроводы монтируются на технологических опорах по ТТТ-01.07.03-01 (аналог - ОСТ 36-146-88) на несгораемых стойках с высотой прокладки не менее 0,5 м до низа теплоизоляции.

Доставка персонала для управления и обслуживания запорной арматуры выполняется с использованием вездеходной техники.

План площадок запорной арматуры приведен на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-011.

2.8.3 Узлы контроля коррозии

На площадке УЗА к КП10И предусматривается поточный узел контроля скорости коррозии (УКК) для мониторинга скорости коррозии гравиметрическим методом. Данный метод основан на контрольном взвешивании образцов-свидетелей коррозии, которые помещаются в перекачиваемую среду на определенный период времени.

Вид применяемого оборудования – новое.

2.8.4 Обоснование диаметров трубопроводов и потребного напора

Для определения диаметра высоконапорного водовода, а также определения достаточности напора в точке подключения, выполнен гидравлический расчет.

Исходные данные для выполнения гидравлического расчета:

- принятый диаметр водовода 168x10 из трубы из хладостойкой стали с внутренним и наружным защитным покрытием;
- начальное давление в точке подключения в районе площадки узла подключения куста КП27И 17,993 МПа (Приложение В);
- объем жидкости - 1449,3 м³/сут, 60,388 м³/ч, 16,774 л/с (п.11.2.2 задания на проектирование);
- температура жидкости в начале участка 25,9°С;
- шероховатость для стальных труб с внутренним покрытием- 0,1;
- общая длина трубопровода -3,15 км;
- абсолютная отметка в начале участка – 443,830;
- абсолютная отметка в конце участка– 444,210;
- необходимое давление в конечном участке не менее 17,5 МПа.

Гидравлическая схема водовода приведена на рисунке 2.1.

Результаты расчета приведены в Таблице 2.4.

В соответствии с расчетными данными, можно сделать вывод о достаточности начального давления 17,993 МПа и диаметра 168х10 для проектируемого высоконапорного водовода.

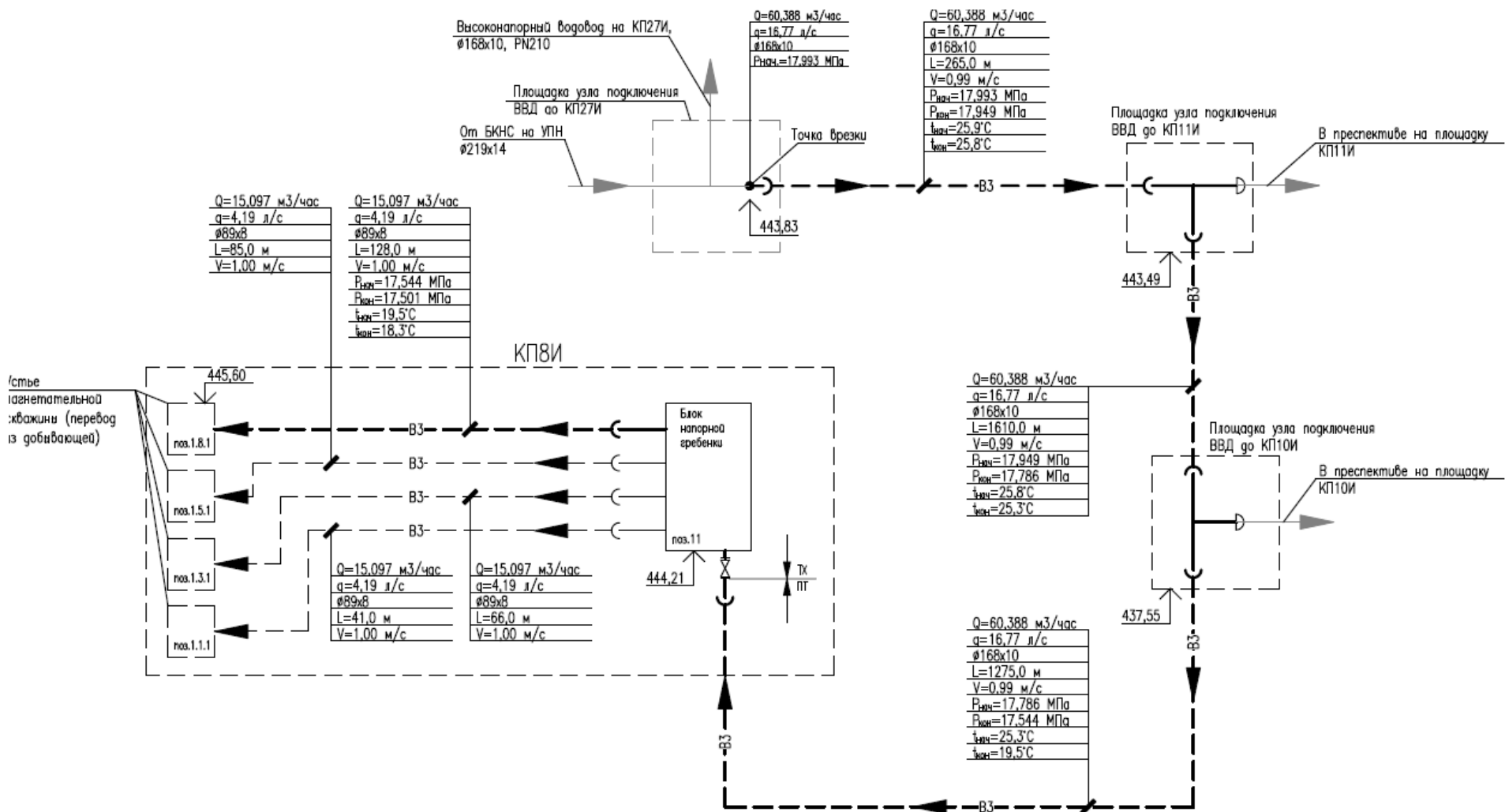


Рисунок 2.1 - Гидравлическая схема

Таблица 2.4- Результаты гидравлического расчета

№№ п/п	Ветвь	Продукт	Расход, м3/час	Длина, м	Диам. внут. мм	Максимальн.		Потери давления, м. вод. ст.			Давление (абс.), МПа		Температура, ° С		Кавит. зап., м
						Скор. м/с	Плотн. кг/м3	Трение	Местные	Подъем	нач.	кон.	нач.	кон.	
1	Т.вр КП27И –УЗА к КП11И	Подтоварная вода	60,388	265,0	148	0,99	1,218	3,447	1,300	0,34	17,993	17,949	25,9	25,8	
2	УЗА к КП11И –УЗА к КП10И	Подтоварная вода	60,388	1610,0	148	0,99	1,218	20,942	1,300	5,94	17,949	17,786	25,8	25,3	
3	УЗА к КП10И – БГ на КП8И	Подтоварная вода	60,388	1275,0	148	0,99	1,218	16,193	1,300	-6,66	17,786	17,544	25,3	19,5	
4	От БГ до скв.	Подтоварная вода	15,097	128,0	73	1,00	1,218	0,289	4,000	-1,39	17,544	17,501	19,5	18,3	

2.8.5 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков на линейном объекте

Сборка труб, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки, и требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и СП 406.1325800.2018.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

Испытания проводятся в соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014.

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

Испытания трубопровода на прочность проводят гидравлическим способом.

При температуре окружающей среды во время гидравлических испытаний ниже 0°С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания и осушку полости.

Проверку на герметичность высоконапорного водовода в целом или его участка производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч. Для высоконапорных водоводов максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

После выдержки под пробным давлением, давление снижается до рабочего, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

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

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

2.8.6 Переходы трубопровода через естественные и искусственные препятствия

К особо опасным участкам в соответствии с требованиями п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных 15.12.2020 приказом Ростехнадзора № 534 относятся участки пересечений с водными преградами, автомобильными и железными дорогами, технологическими коммуникациями.

Все пересечения высоконапорного водовода выполняются подземно.

Проектируемый высоконапорный водовод пересекает только вновь проектируемые трассы автодорог, ведомость пересечений представлена в Таблице 2.5.

В местах пересечений с вновь проектируемыми автодорогами водовод прокладывается в футляре.

Таблица 2.5- Ведомость пересечения с автомобильными дорогами

Пикетное значение пересечения		Наименование дороги/характеристика коммуникации	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Ширина проезжей части по линии перехода, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи по линии перехода, м	Насыпь или выемка (высота или глубина), м
Пикет	Плюс						
0	29,8	Трасса а/д к площадке СОД	81°50'7"	-	-	-	-
2	43,62	Трасса а/д к кусту скважин 8И	90°0'0"	-	-	-	-

Проектируемый высоконапорный водовод пересекает только вновь проектируемые трассы надземных коммуникаций (ВЛ), ведомость пересечений представлена в Таблице 2.6.

При пересечении водоводом ВЛ-10 кВ расстояние от заземлителя или подземной части (фундамента) проектируемой опоры ВЛ до водовода принято не менее 5 м.

Таблица 2.6- Ведомость пересечения с надземными коммуникациями

Пикетаж	Наименование пересечения	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Число проводов, шт	Расстояние от опор до трассы, м, № опор		Отметки земли		
				Левая опора	Правая опора	Левая опора	Правая опора	Точка пересечения
ПК2+6.37	Трасса ВЛ 10 кВ №1 от ВЛ на КП27 до КТП КП8	90°0'0"	3	4603144,98	4603144,98	0,0	0,0	443,9
ПК2+20.37	Трасса ВЛ 10 кВ №2 от ВЛ на КП27 до КТП КП8	90°0'0"	3	4603158,4	4603158,4	0,0	0,0	443,9
ПК19+20.61	Трасса ВЛ-10кВ N2 на КП10И	90°0'0"	3	-	-	-	-	440,45

Пикетаж	Наименование пересечения	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Число проводов, шт	Расстояние от опор до трассы, м, № опор		Отметки земли		
				Левая опора	Правая опора	Левая опора	Правая опора	Точка пересечения
ПК19+34,6 1	Трасса ВЛ-10кВ N1 на КП10И	90°0'0"	3	-	-	-	-	440,95
ПК26+65,8 7	Трасса ВЛ 10 кВ №1 от ВЛ на КП27 до КТП КП8	90°0'0"	3	4601840,3 2	4601840,3 2	0,0	0,0	444,5
ПК26+79,8 7	Трасса ВЛ 10 кВ №2 от ВЛ на КП27 до КТП КП8	90°0'0"	3	4601826,2	4601826,2	0,0	0,0	444,5
ПК28+67,8 2	Трасса ВЛ 10 кВ №1 от ВЛ на КП27 до КТП КП8	90°0'0"	3	4601638,2 8	4601638,2 8	0,0	0,0	443,0
ПК28+72,8 2	Трасса ВЛ 10 кВ №2 от ВЛ на КП27 до КТП КП8	90°0'0"	3	4601633,2 9	4601633,2 9	0,0	0,0	443,0

Проектируемый высоконапорный водовод пересекает только вновь проектируемые трассы подземных коммуникаций, ведомость пересечений представлена в Таблице 2.7.

При пересечении подземных трубопроводов, проектируемый водовод прокладывается с расстоянием в свету между проектируемым и пересекаемым трубопроводом не менее 0,35 м. Угол пересечения между проектируемым и пересекаемым трубопроводом соблюдается не менее 60°.

Таблица 2.7- Ведомость пересечения с подземными коммуникациями

Пикетное значение пересечения	Наименование коммуникации	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения, градусы, мин, сек
ПК2+75,62	Трасса НГТ КП8И-т.вр. КП27И	273	0,0	90°0'0"
ПК30+41,19	Трасса НГТ КП8И-т.вр. КП27И	273	0,0	90°0'0"

По трассе высоконапорного водовода к кусту скважин №8И имеется одно пересечение с водной преградой – ложбиной стока (исток ручья б/н – правый приток р.Чона I-го порядка) на ПК16+79.96. Пересечение выполнено подземно с устройством балластировки трубопровода для защиты от всплывания. В пределах ГВВ 10% обеспеченности для проектируемого трубопровода принята категория «С» (табл.4 ГОСТ Р 55990-2014).

2.8.7 Проектные решения по безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов

Эксплуатация промышленных трубопроводов (далее ПТ) должна производиться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534.

При эксплуатации промышленных трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием трассы трубопроводов, элементов и их деталей, находящихся на поверхности земли. Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию линейных участков промышленных трубопроводов (далее ПТ), а также технических устройств, входящих в состав ПТ, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Техническое обслуживание ПТ включает:

- осмотр трассы ПТ (наблюдение за состоянием трассы ПТ, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли);
- обслуживание технических устройств;
- ревизию ПТ;
- обследование переходов через естественные и искусственные преграды.

Периодичность осмотра трассы ПТ должна определяться эксплуатирующей организацией с увеличенной периодичностью осмотра в паводковый период.

При осмотре трассы особое внимание следует обратить на:

- наличие признаков утечек;
- показание приборов, по которым осуществляется контроль давления в ПТ и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом ПТ;
- состояние сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры;
- выявление оголений ПТ;
- состояние переходов через естественные и искусственные преграды;
- состояние вдольтрассовых сооружений (линейных колодцев, защитных противокоррозионных сооружений, вдольтрассовых дорог, указательных знаков);
- строительные и земляные работы, в том числе проводимые сторонними организациями;
- наличие несанкционированных врезок;
- появление непредусмотренных переездов трассы ПТ;
- состояние защитных кожухов ПТ, а также состоянию изоляции на открытых (видимых) участках ПТ.

Результаты осмотра должны заноситься в журнал осмотра лицом, осуществившим осмотр.

Ревизия трубопроводов.

Периодичность и объемы проведения ревизии ПТ устанавливаются документацией эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных ПТ, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию ПТ следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации ПТ.

Эксплуатирующая организация обязана ежегодно формировать графики выполнения работ по ревизии ПТ.

При ревизии ПТ необходимо выполнить:

- визуальное обследование трассы ПТ, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км; для ПТ с протяженностью менее 500 метров - провести не менее 2 шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к ПТ по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трассы (в целях мониторинга изменения толщины стенки ПТ при следующих ревизиях использовать места с прежними координатами ПК);
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра ПТ;
- визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщинометрию стенки ПТ или внутритрубную диагностику;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля (если ПТ имеет заводскую изоляцию, необходимо рассмотреть возможность контроля толщины стенки приборами, позволяющими выполнять измерения через слой изоляции)
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений ПТ с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны;
- определение отбраковочной толщины стенки ПТ;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка ПТ необходимо принять меры по ремонту данного участка ПТ.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии ПТ. Акт ревизии прикладывается к паспорту ПТ. В паспорт ПТ вносится соответствующая запись.

При обнаружении опасных дефектов на ПТ, которые приводят к разгерметизации ПТ, эксплуатирующая организация должна незамедлительно принять меры по их устранению.

Обнаруженные при ревизии дефекты должны быть устранены в соответствии с мероприятиями, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Ревизия ПТ выполняется специалистами эксплуатирующей или подрядной организацией с привлечением аттестованной лаборатории неразрушающего контроля.

Отбраковка труб и деталей ПТ

Трубы и детали ПТ подлежат отбраковке в случаях, если:

- в результате ревизии установлено, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки ПТ уменьшилась и достигла критической величины, установленной в проектной документации, но не меньше, чем в таблице N 1 приложения N 8 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

- при обследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению.

Фланцы отбраковывают при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей, наличии раковин, трещин, уменьшении толщины стенки воротника фланца до от-браковочных размеров трубы.

Литые изношенные корпуса задвижек, кранов, клапанов и литые детали ПТ подлежат отбраковке в случаях, если:

- уплотнительные элементы арматуры не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;
- толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших, которые указаны в таблице N 2 приложения N 8 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Периодические испытания ПТ

Испытания ПТ на прочность и проверка на герметичность ПТ проводятся в соответствии с инструкцией (мероприятиями), разработанной с учетом особенностей конкретного ПТ и утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Испытания на прочность и проверка на герметичность должны проводиться:

- для оценки технического состояния ПТ, на котором отсутствует или ограничена возможность применения методов неразрушающего контроля с периодичностью проведения ревизий после аварий;
- после замены участка ПТ при капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении.

Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должна устанавливать эксплуатирующая организация (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния ПТ, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы ПТ. Если на участке проводились работы по внутритрубной диагностике, то испытания на прочность и проверку на герметичность выполнять не требуется.

ПТ считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания ПТ на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

Выявленные при испытаниях повреждения ПТ должны немедленно устраняться с внесением информации об их устранении в паспорт ПТ.

После устранения повреждений испытания ПТ продолжаются по утвержденной программе. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения ПТ, а также работы по их устранению должны отражаться в акте.

Результаты испытания должны оформляться актом и вноситься в паспорт ПТ.

Допускается не проводить испытание всего ПТ после замены его участка при условии, что сам участок перед врезкой в ПТ прошел испытание, а гарантийные стыки (места присоединения к ПТ) были подвергнуты двойному неразрушающему контролю.

Ремонт ПТ

По результатам анализа данных, полученных при наружных осмотрах, ревизиях, при расследовании аварий и инцидентов за весь срок эксплуатации ПТ, проводится выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности ПТ с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта ПТ:

- текущий ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб, с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки);
- выборочный ремонт изоляции;
- капитальный ремонт, реконструкция, техническое перевооружение ВПТ с заменой отдельных участков или всего ПТ.

При текущем ремонте дефектов ПТ применяются следующие методы текущего ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- вырезка дефекта - замена катушки, трубы или плети;
- установка ремонтной конструкции.

Сварные соединения, выполненные в процессе ведения работ, подлежат контролю качества методами неразрушающего контроля.

Перед проведением ремонтных работ с монтажом катушек или секций труб ремонтируемый ПТ должен быть освобожден от транспортируемой среды.

Участок ПТ, подлежащий ремонту, должен быть отсечен задвижками и заглушками от других ПТ, аппаратов и оборудования, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Применение ремонтных конструкций, не имеющих маркировку и сертификаты на применяемые материалы, запрещается.

Вся информация о проведенных ремонтах вносится в паспорт ПТ.

2.9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Для выполнения задачи по сохранению энергоресурсов в проекте предусмотрены следующие энергосберегающие мероприятия:

- выбор типа труб в соответствии с транспортируемой средой, температурой, давлением;
- выбор оптимального варианта прокладки трубопровода приводит к сокращению длины трубопровода;
- выбор оптимального диаметра трубопровода;
- предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа.

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

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

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

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

- ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования".

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

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

Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств будут приведены в рабочей документации после определения заводов–изготовителей в результате тендера.

Технологическое оборудование и технические устройства, применяемые в проекте, не используются на подземных горных работах.

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

Постоянных рабочих мест на проектируемых объектах не требуется.

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

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

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

Информация о проектируемом численно-профессиональном составе работников с группами производственных процессов, режиме труда и отдыха, об обеспечении спец.одеждой и данные по воздействию вредных производственных факторов на персонал приведены в Томе 3.4. «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» данного проекта.

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

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

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в Томе 3.3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

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

В соответствии с п. 5 ст. 1 Федерального закона №16-ФЗ от 09.02.2007 г. «О транспортной безопасности», проектируемые сооружения не относятся к объектам транспортной инфраструктуры.

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

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

В геокриологическом отношении участок производства работ расположен в области несплошного распространения ММГ (многолетнемерзлых грунтов) (рисунок Б.9 СП 115.13330.2016). Согласно таблице 4.2 СП 493.1325800.2020 тип распространения ММГ и талых грунтов на рабочем участке – перелетки мерзлых грунтов. Тип залегания ММГ - не сливающийся. Не исключается встреча талых и мерзлых грунтов в межскважинном пространстве.

По трассе проектируемого трубопровода встречаются «островки» распространения ММГ. Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми или глинистыми грунтами. Грунты территории в разной степени подвержены процессам морозного пучения.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, СП 25.13330.2020, и согласно материалам инженерных изысканий, основным принципом использования вечномерзлых грунтов в качестве основания для трубопроводов является I принцип, обеспечивающий сохранение мерзлоты в течение всего периода эксплуатации.

Данный принцип обеспечивает сохранность, работоспособность и ремонтпригодность проектируемого трубопровода в течение всего периода эксплуатации.

При подземной прокладке на участках многолетнемерзлых просадочных и сильнопучинистых грунтов, предусматривается подсыпка и присыпка трубопровода слоем 0,2 м из минерального грунта (песок средней крупности). После укладки трубопроводов в проектное положение производится присыпка 0,2 м (с трамбовкой) мягким грунтом с устройством валика. Валик должен выравняться и уплотниться. Высота валика обратной засыпки должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

На участках ММГ протяженность заранее вскрытой траншеи не должна превышать возможность бригады уложить и засыпать сваренную плеть трубы за одну рабочую смену.

В связи с тем, что многолетняя мерзлота в районе трассирования имеет тенденцию к деградации в процессе строительства и эксплуатации, должна быть создана комплексная система мониторинга, обеспечивающая постоянный контроль как за техническим состоянием трубопровода, так и за экологической обстановкой на прилегающей к трассе территории. Также строительная организация обязана вести мониторинг за состоянием многолетнемерзлых грунтов, особенно на участках контакта ММГ с тальми породами.

3 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

3.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента промышленных трубопроводов проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

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

3.2 Общие положения

3.2.1 Промысловые трубопроводы

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

3.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 39 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

3.4 Материальное исполнение

3.4.1 Трубы

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;

- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как слабоагрессивная. Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год для нефтегазосборных трубопроводов и водоводов. Скорость коррозии 0,1 мм/год обеспечивается применением ингибиторной защиты. Количество и марка ингибитора коррозии подбирается по результатам научно-исследовательских работ, либо по результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм для нефтегазосборных трубопроводов и водоводов.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД, а также с учетом требований к техническим решениям для проектирования трубопроводов приняты:

- для высоконапорных водоводов DN50÷DN200 принять трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием;
- для промысловых трубопроводов приняты трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 4 класса прочности K52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01. Данная сталь содержит хром на уровне 1%, обладает низким уровнем загрязнений неметаллическими включениями, мелкозернистую структуру и высокие требования к структурному состоянию, чем в большей степени и определяется удовлетворительная стойкость к общей и язвенной коррозии и малое количество отказов по причине коррозии.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ТТР-01.02-01, ТТТ 01.02.04-01 изготовленных из стали того же класса прочности.

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;

- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $S_{\text{экв}}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{\text{с.м}}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 20%.

В соответствии с требованиями ТТТ 01.02.04 01, ГОСТ 55990-2014, ТТР-01.02-01 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСU не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°С для труб из сталей группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСV не менее 59,0 Дж/см² при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

3.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для нефтегазосборных трубопроводов применять соединительные детали трубопроводов из стали низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04 01 (версия 5.0).

Для высоконапорных водоводов применять соединительные детали трубопроводов из стали низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 2, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 (версия 5.0).

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

Для соединения трубопроводов с давлением 4,0 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. Е-Ф) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 4,0 МПа применить спирально-навитые прокладки тип В по ГОСТ Р 52376-2005.

Для трубопроводов с давлением 21,0 МПа применить прокладки восьмиугольного сечения по ГОСТ 28919-91 из стали 10X17H13M3T или аналогичной.

3.4.3 Крепежные детали

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

3.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015 ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 24,5 Дж/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

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

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

3.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

3.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта промышленных трубопроводов на прочность приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
250	Н	Нефтегазосборный трубопровод от КП №8И до т.вр. КП №27И. Подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
50	С	Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на узлах запуска и приема СОД, запорной арматуры, а также 250 м примыкающие к ним. Надземно, подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
200						
250						
250	В	Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение автомобильных дорог. Подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
250	В	Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение водных преград. Подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
250	С	Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на территории распространения ММГ. Подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
250	С	Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение ВЛ-10 кВ. Подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
250	С	Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение с коммуникацией (высоконапорный водовод системы ППД). Подземно	4,0	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
50	В, I	В3 – Водовод высоконапорный (подземный)	21,0	+5...+65	–	–
80						
100						
150						
200						
50	В, I	В3 – Водовод высоконапорный (надземный)	21,0	+5...+65	–	–
80						
100						
150						
200						

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510

3.5.2 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов

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

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

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

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

где $\gamma_{fp} = 1,15$ – коэффициент надёжности по нагрузке для жидкости (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014),

P – рабочее давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

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

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

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

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

γ_d – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;

γ_{mu} – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{my} = 1,15$ – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый согласно п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_n = 1,1$ – коэффициент надёжности по ответственности трубопроводов (пункт 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промышленных трубопроводов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта толщины стенки промышленных трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d ,	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм			
D , мм	Категория					t_y	t_u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
57	С	4,0	0,767	225,55	241,91	0,58	0,54	2,58	6
57	С	21,0	0,767	225,55	241,91	3,05	2,85	3,05	6
89	С	21,0	0,767	225,55	241,91	4,75	4,44	4,75	8
114	С	21,0	0,767	225,55	241,91	6,10	5,69	6,10	9

Трубопровод		P, МПа	γ_d ,	R _y , МПа	R _u , МПа	Толщина стенки, мм			
D, мм	Категория					t _y	t _u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
168	С	21,0	0,767	225,55	241,91	8,99	8,39	8,99	12
219	С	21,0	0,767	225,55	241,91	11,72	10,93	11,72	14
219	С	4,0	0,767	225,55	241,91	2,23	2,08	4,23	6
273	Н	4,0	0,921	270,84	290,48	2,32	2,16	4,32	8
273	С	4,0	0,767	225,55	241,91	2,78	2,60	4,78	8
273	В	4,0	0,637	187,32	200,91	3,35	3,13	5,35	8

3.5.3 Расчёт срока службы промышленных трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации промышленных трубопроводов выполняется в соответствии с ТТР-01.02.04-13 для принятой в проекте расчетной скорости коррозии:

$$W = \frac{(\delta_{\text{ном}} - 0,01 \times C \times \delta_{\text{ном}}) - \delta_{\text{отбр}}}{V_{\text{кор}}};$$

где $\delta_{\text{ном}}$ – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

$V_{\text{кор}}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год для трубопровода продувки азотом и 0,1 мм/год для остальных труб;

$\delta_{\text{отбр}}$ – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, мм;

$$\delta_{\text{отбр}} = \max\{(\delta_{\text{расч}} - 0,01 \times C \times \delta_{\text{расч}}); \delta_{\text{нд}}; \delta_{\text{фнп}}\}$$

где $\delta_{\text{расч}}$ – толщина стенки расчетная, определяемая согласно ГОСТ Р 55990-2014, до округления и добавления допуска на коррозию, мм;

$\delta_{\text{нд}}$ – наименьшая допустимая толщина стенки согласно п.12.2.1.2 ГОСТ Р 55990-2014, мм;

$\delta_{\text{фнп}}$ – наименьшая допустимая толщина стенки согласно Приложения 8 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», мм

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W, лет
57	6	4,0	372	510	0,1	3,00	24
57	6	21,0	372	510	0,1	3,00	24
89	8	21,0	372	510	0,1	3,00	29
114	9	21,0	372	510	0,1	3,00	26
168	12	21,0	372	510	0,1	3,00	27
219	14	21,0	372	510	0,1	3,00	21

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{отбр}$, мм	W, лет
219	6	4,0	372	510	0,1	3,00	24
273	8	4,0	372	510	0,1	4,00	32
273	8	4,0	372	510	0,1	4,00	32
273	8	4,0	372	510	0,1	4,00	32

Согласно результатам, представленным в таблице 3.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет.

Остаточный безопасный ресурс эксплуатации должен уточняться по результатам обследования и диагностики трубопроводов и результатам экспертизы промышленной безопасности.

3.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов

Расчет на прочность подземного промышленного трубопровода выполняется согласно требованиям раздела 12.3 ГОСТ Р 55990-2014.

Проверка прочности подземных трубопроводов проводится по условиям (12.12) и (12.13) ГОСТ Р 55990-2014

$$\sigma_l \leq f\sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0$$

$$\sigma_{eq} \leq f\sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

σ_{eq} – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

f – расчетный коэффициент для проверки продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый по таблице 16 ГОСТ Р 55990-2014 и равный 0,9.

Эквивалентное напряжение по теории Мизеса вычисляется по формуле (12.14) ГОСТ Р 55990-2014

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h\sigma_l + \sigma_l^2};$$

σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

Продольное напряжение (при отсутствии продольных и поперечных деформаций) вычисляется по формуле (12.16) ГОСТ Р 55990-2014

$$\sigma_l = \mu\sigma_h - E\alpha\Delta T \pm \frac{ED}{2R};$$

где μ – коэффициент поперечной деформации;

E – модуль деформации, МПа;

D – наружный диаметр трубы, м;

R – радиус упругого изгиба (принимается равным не менее 1000 DN), м;

α – коэффициент линейного температурного расширения, °С⁻¹;

ΔT – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 30°С), °С.

В качестве температуры замыкания, для подземных трубопроводов, принимается температура грунта, которым производится засыпка трубопровода. Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубо-провод	P, МПа	σ_y , МПа	ΔT , °C	R, м	σ_h , МПа	σ_l^+ , МПа	σ_l^- , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$
168×12	21	372	95,0	550	169,1	–	-214,3	332,8	334,8
273×8	4	372	43,4	250	78,5	28,7	-195,1	244,0	334,8

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятом радиусе упругого изгиба для DN250 – 250 метров, для DN150 – 550 метров.

Проверка устойчивости подземных трубопроводов проводится по условию (12.38) ГОСТ Р 55990-2014:

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} N_{cr},$$

где S – эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода, МН;
 N_{cr} – критическое продольное усилие, МН;
 $k_{u.b.}$ – коэффициент запаса, принимаемый согласно п.12.5.1 ГОСТ Р 55990-2014 равным 1,1 для участков категории Н, 1,3 для участков категории С, В.

Для прямолинейных участков и участков, выполненных упругим изгибом (при отсутствии компенсации продольных деформаций и дополнительных деформаций) продольное усилие вычисляется по формуле (12.39) ГОСТ Р 55990-2014:

$$S = \alpha E \Delta T A_s + (1 - 2\mu) A_i \gamma_{fp} p;$$

где A_s – площадь поперечного сечения трубы, м²;
 A_i – площадь поперечного сечения трубопровода в свету, м².

Критическое продольное усилие вычисляется по формуле (12.40) ГОСТ Р 55990-2014:

$$N_{cr} = 0,372 q^* \rho_0;$$

где $q^* = w + q_s^*$ – предельное погонное сопротивление, МН/м;
 w – погонный вес трубопровода, МН/м;
 q_s^* – предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м;
 ρ_0 – расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

Предельная несущая способность грунта, в виду отсутствия достоверных данных по трассе трубопровода, вычисляется из худшего условия согласно п.12.5.6 ГОСТ Р 55990-2014 как для несвязанных слабонесущих грунтов по формуле Ж

$$q_s^* = \gamma H D (1 + k_{H.S.} \frac{H}{D});$$

где γ – расчетный удельный вес засыпки (принимается из условия плотности грунта засыпки не менее 1700 кг/м³), МН/м³;
 H – глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы (принимается равной не менее 0,8 метра), м;
 D – наружный диаметр трубопровода, м;
 $k_{H.S.}$ – коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, принимается равным 0,1 как для слабонесущих грунтов (по наиболее опасному расчетному случаю), м.

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию устойчивости

Трубопровод	D , мм	w , кг/м	H , м	P , МПа	ΔT , °С	ρ_0 , М	γ , кг/м ³	S МН	N_{cr} , МН	$k_{u,b}$	Условие устойчивости
168×12	168	65,1	4,8	21	95,0	500	1700	1000	11,390	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
273×8	273	104,1	0,8	4	43,4	500	1700	0,806	1,066	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
273×8	273	104,1	0,8	4	43,4	500	1700	0,806	1,066	1,1	ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 и условие устойчивости (12.38) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняется при принятом радиусе упругого изгиба для трубопроводов DN250, DN150 – 500 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 250 метров.

При прокладке трубопроводов с меньшим радиусом упругого изгиба в вертикальной плоскости применяются балластирующие пригрузы.

3.5.5 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 3.7. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 3.7 - Материальное исполнение и сортамент промышленных трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN , мм	P , МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Нефтегазосборный трубопровод от КП №8И до т.вр. КП №27И Подземно	250	4,0	+4,31...+13,4	Н	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на узлах запуска и приема СОД, запорной арматуры, а также 250 м примыкающие к ним. Надземно, подземно	50	4,0	+4,31...+13,4	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	200				219×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
	250				273×8	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение автомобильных дорог. Подземно	250	4,0	+4,31...+13,4	В	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение водных преград. Подземно	250	4,0	+4,31...+13,4	В	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на территории распространения ММГ. Подземно	250	4,0	+4,31...+13,4	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение ВЛ-10 кВ. Подземно	250	4,0	+4,31...+13,4	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
Участки нефтегазосборного трубопровода от КП №8И до т.вр. КП №27И на пересечение с коммуникацией (высоконапорный водовод системы ППД) Подземно	250	4,0	+4,31...+13,4	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 (версия 5.0)
Водовод высоконапорный (подземный)	50	21	+5...+65	В, I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	80				89×8	
	100				114×9	
	150				168×12	
	200				219×14	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Водовод высоконапорный (надземный)	50	21	+5...+65	В, I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	80				89×8	
	100				114×9	
	150				168×12	
	200				219×15	

3.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах открытым способом, представлен в таблице 3.8

Таблица 3.8 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	D × s, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
50	325×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
250	530×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)

3.7 Расчёт балластировки трубопроводов

На трубопроводах при переходе через болота, заболоченные участки, обводнённые районы, а также участки текучих при оттаивании ММГ предусматривается установка балластирующих устройств, обеспечивающих устойчивость трубопроводов против всплытия.

Согласно п. 14.3 ГОСТ Р 55990-2014 балластировка трубопроводов должна предусматриваться на переходах через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках. При равномерной балластировке по длине одиночными утяжелителями величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе q_{bal}^n (Н/м) определяется согласно п. 12.6 ГОСТ Р 55990-2014 из следующего условия:

$$q_{bal}^n = \frac{1}{n_{bal}} \cdot (k_{nf} \cdot q_w + q_b - q_{pip} - q_{liq}) \cdot \frac{\gamma_{bal}}{\gamma_{bal} - \gamma_w \cdot k_{nf}},$$

где – n_{bal} – коэффициент надёжности по нагрузке (согласно таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014),

– $n_{bal} = 0,9$ для железобетонных пригрузов;

- $n_{bal} = 1$ для чугунных пригрузов.
- k_{nf} – коэффициент надёжности устойчивости положения против всплытия, принимаемый равным для участков перехода, $k_{nf} = 1,05$ – для участков перехода через болота, поймы, водоёмы при отсутствии течения, обводнённые и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности;
- q_w – расчётная выталкивающая сила воды, действующая на изолированный трубопровод, Н/м;
- q_b – расчётная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м;
- q_{pip} – погонная нагрузка от массы трубы, изоляции и футеровки с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $n = 0,95$, Н/м;
- q_{liq} – погонная нагрузка от дополнительной массы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $n = 0,95$, Н/м. В расчёте нагрузка от веса продукта q_{don} не учитывается, т.к. в период строительства продукт на протяжённых участках трубопровода будет отсутствовать;
- γ_{bal} – плотность материала пригрузов,
- для бетона $\gamma_{bal} = 2300$ кг/м³;
- для чугуна $\gamma_{bal} = 6800$ кг/м³.

Нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода $q_{изг}$ определяется по следующим формулам:

$$q_b = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \quad (\text{для вогнутых кривых});$$

$$q_b = \frac{8 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \quad (\text{для выпуклых кривых}),$$

где $E = 206000$ МПа – параметр упругости стали, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода, см⁴;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см. При проектировании данных трубопроводов радиус упругого изгиба составляет для трубопровода 273x8 не менее 500 метров. Для футляров 1000DN не менее 500 м.

β – угол поворота оси трубопровода, рад.

На балластируемых участках трубопроводов секции с упругим изгибом $\beta < 2$ градусов приравниваются к прямолинейному участку. Вставки холодного и горячего гнутья также балластируются как прямолинейные участки.

Следует отметить, что нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода имеет локальный характер и действует на участках, ограниченных точками сопряжения кривой упругого изгиба с прямолинейными участками трубопровода (пояснения на рисунке 3.1).

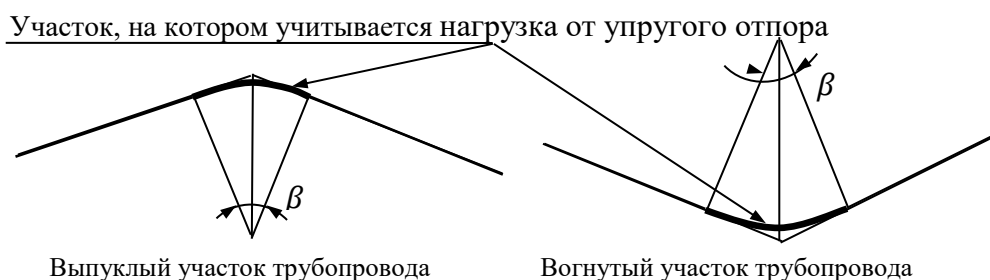


Рисунок 3.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м ³	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,200	–	0,40	560
2-УТК-530-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,200	–	0,61	740
Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	Чугун	0,464	–	0,40	250
УБО-530 ТУ 102-300-81	Бетон	1,000	–	0,53	834
КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	–	0,8	–	1120

При балластировке отдельными утяжелителями, шаг утяжелителя L (между осями утяжелителей) при их равномерной расстановке следует определять по следующей формуле:

$$L = \frac{Q^H}{q_{bal}^n},$$

где Q^H – вес груза на воздухе, Н.

Расчитанные шаги L приведены в таблице 3.10. При расчёте L учитывалось, что для футеровки пространства между пригрузами УТК и трубопроводом применяются полимерные профили, обладающие отрицательной плавучестью.

Таблица 3.10 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	Тип пригруза	L , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
273×8	2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	5,7	10,6	14,7
	Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	4,4	8,1	11,3
	КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	5,4	11,6	18,4
530×10 (футляр)	2-УТК-530-12 ТУ 102-264-81	–	–	3,0
	УБО-530 ТУ 102-300-81	–	–	3,6

3.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка труб, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки, и требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и СП 406.1325800.2018.

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы. Во всех случаях, когда толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

– для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

– для сварки труб из хладостойкой стали группы 2 и низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

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

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018. Для участков нефтепровода категории В предусмотреть дублирующий контроль сварных соединений методом УЗК в объеме 25% в соответствии с таблицей 24 ТТР-01.02.04-13. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

3.9 Анतिकоррозионные покрытия

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

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

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017).

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

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

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции (без заводской ППУ) и металлоконструкций применить систему на основе полиуретановых покрытий с покрывным слоем стойким к ультрафиолетовому излучению покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;
- акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры с теплоизоляцией в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – два слоя толщиной по 60 мкм каждый;

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 130°C.

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Защиту от коррозии сварных стыков подземных трубопроводов с заводским наружным покрытием выполнить термоусаживающимися манжетами.

Защиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм.

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

Контроль покрытий заводского нанесения для защиты от почвенной коррозии выполнить согласно требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по диэлектрической сплошности (искровым дефектоскопом) и удельному сопротивлению после укладки и засыпки трубопровода.

Контроль покрытий для защиты от почвенной коррозии, наносимых в трассовых условиях, должен выполняться согласно правилам Изготовителя и методическому документу №М-01.07.04.01-03 с учетом требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

Защита от внутренней коррозии осуществляется с помощью подачи реагентов. Контроль внутренней коррозии осуществляется с помощью узлов замеров коррозии. Система мониторинга коррозии выполняются согласно указаний методических документов М-01.02.04.02-01 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов».

4 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по обустройству Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И»». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.4.1.

4.1 Нормативные ссылки

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом следующих положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов:

- ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

4.2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Блуждающие токи - токи в трубопроводе, возникающие вследствие работы посторонних источников тока постоянного или переменного напряжения (электрифицированный транспорт, сварочные агрегаты, устройства электрохимической защиты посторонних сооружений и пр.).

Коррозия – разрушение материала трубопровода под воздействием окружающей среды.

Электрохимическая защита – защита от коррозии, осуществляемая катодной поляризацией сооружения до потенциала определенной величины от внешнего источника тока (катодная защита) или путем соединения с протектором, имеющим более отрицательный потенциал относительно защищаемого сооружения (протекторная защита).

4.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

4.4 Общие данные

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 39 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

Надземные сооружения не подлежат электрохимической защите согласно ГОСТ Р 51164-98 п.3.3

Долговечность, надёжность подземных сооружений и их безопасная эксплуатация непосредственно зависит от правильного выбора и качества применяемых систем противокоррозионной защиты.

4.5 Критерии защиты от коррозии

По результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012, СП 22.13330.2016, ГОСТ 25100-201 в разрезе выделены 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Согласно СП 28 13330 2017, таблица X.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод - слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

В соответствии с ведомостью (ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ.02.02) коррозионная агрессивность грунтов преимущественно низкая.

На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ.02.02)

Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 и п.15.2.1 ГОСТ Р55990-2014 учитывая отсутствие блуждающих токов и низкую коррозионную агрессивность грунтов допускается электрохимическую защиту подземных сооружений для данного проекта не применять. Для минимизации агрессивного воздействия грунта, защита подземных трубопроводов и оборудования выполняется с использованием антикоррозионных покрытий (см. п.4.6).

4.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

Пассивная защита проектируемого трубопровода осуществляется использованием антикоррозионных покрытий. Конструкция и требования к антикоррозионному покрытию соответствуют требованиям раздела 3.

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

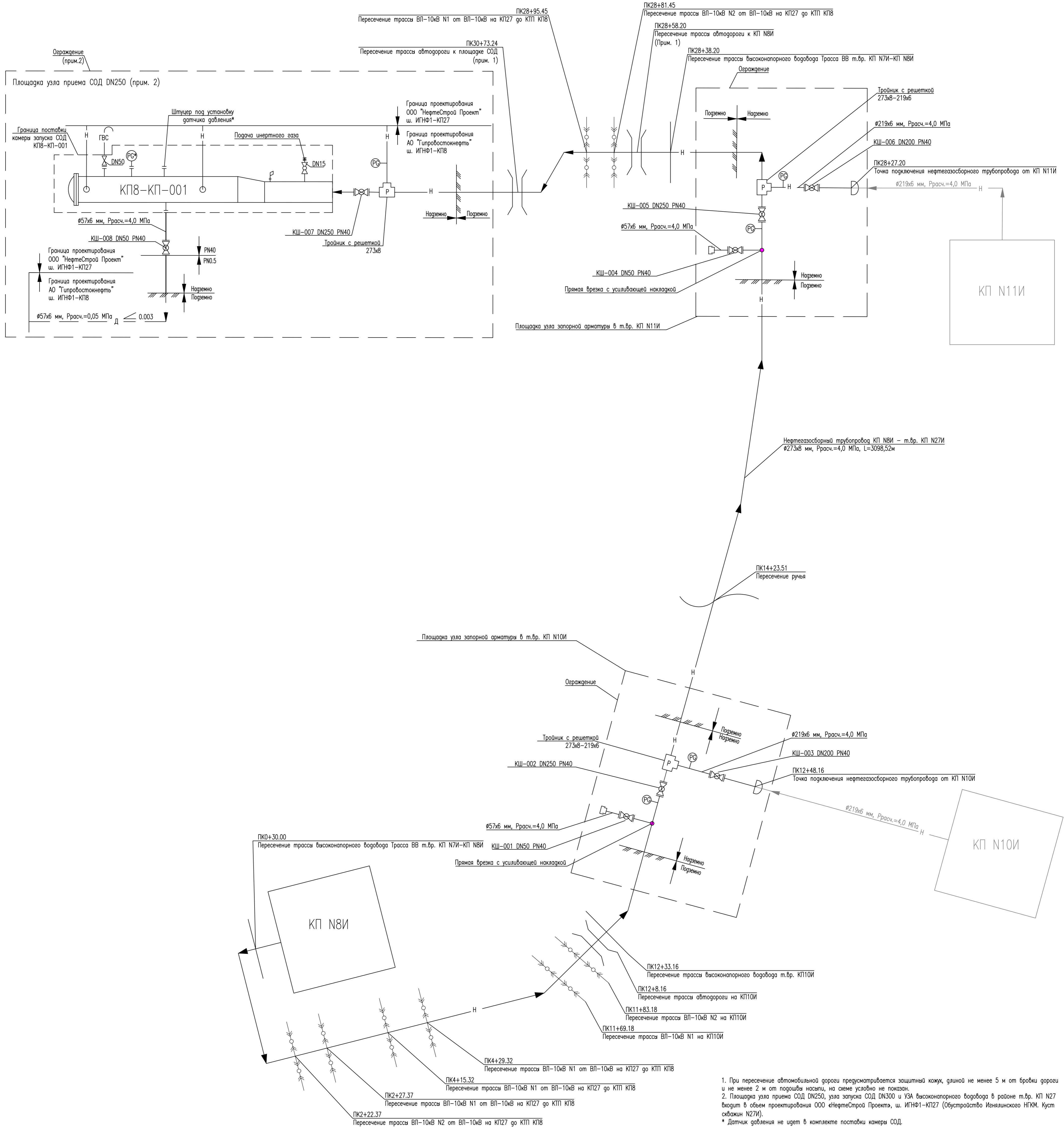
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Кран шаровый с ручным приводом, фланцевый
	Кран шаровый, с ручным приводом, комбинированного исполнения (под приварку и с наружной резьбой R 1/2)
	Тройник с решеткой
	Быстроразъемное соединение
	Штуцер фланцевый с заглушкой
	Сигнализатор прохождения СОД механического типа
	Манометр
	Манометр в комплекте поставки оборудования
	Воздушник
	Уклон трубопровода
	Направление потока

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КП8-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN40	-

ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Нефтегазовая смесь
	Дренаж
	Газовоздушная смесь



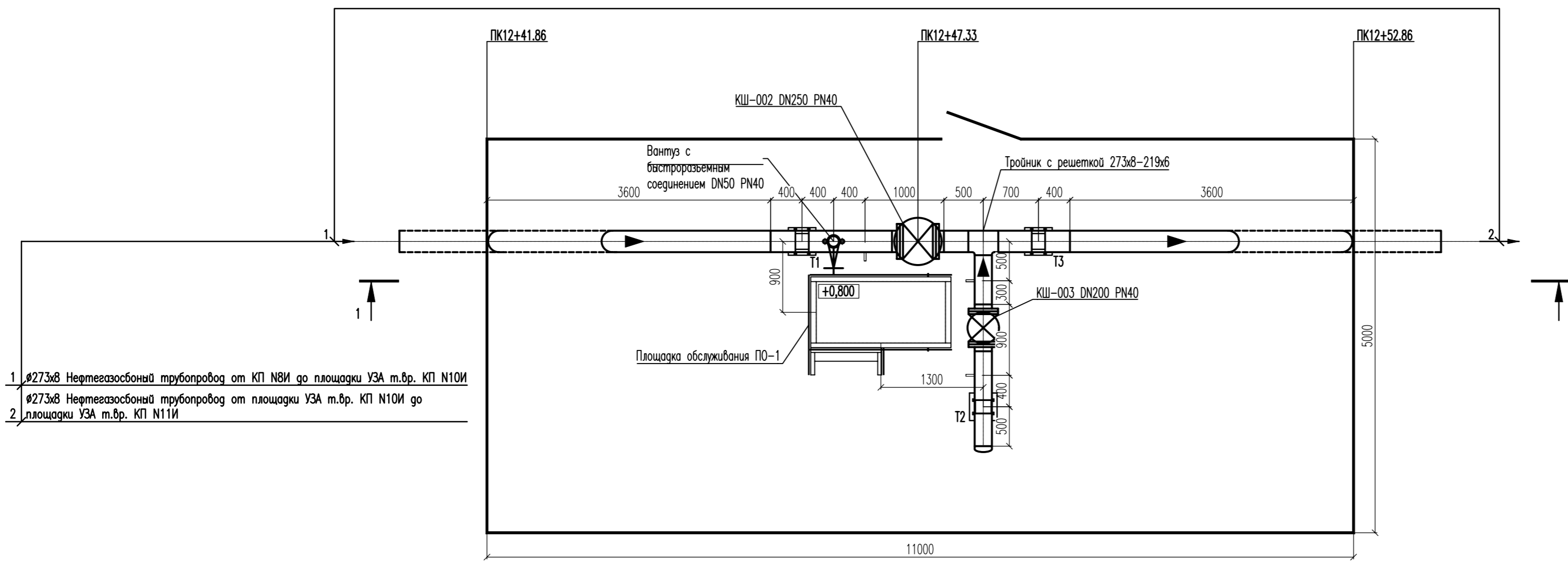
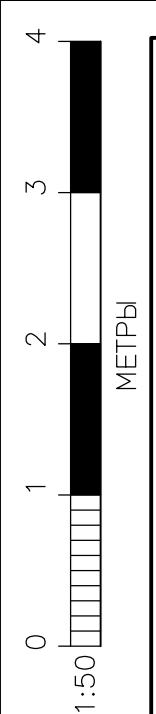
- При пересечении автомобильной дороги предусматривается защитный кожух, длиной не менее 5 м от бровки дороги и не менее 2 м от проезжей части, на схеме условно не показан.
 - Площадка узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА высоконапорного водовода в районе т.вр. КП N27И входит в объем проектирования ООО «НефтеСтрой Проект», ш. ИГНФ1-КП27 (Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин N27И).
- * Датчик давления не идет в комплекте поставки камеры СОД.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-001				
Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин N8И				
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Погр.
Разраб.	Лилатов			25.09.25
Статус	Лист	Листов		
	П	1		
Н.контр.	Володина		25.09.25	
ГИП	Володина		25.09.25	

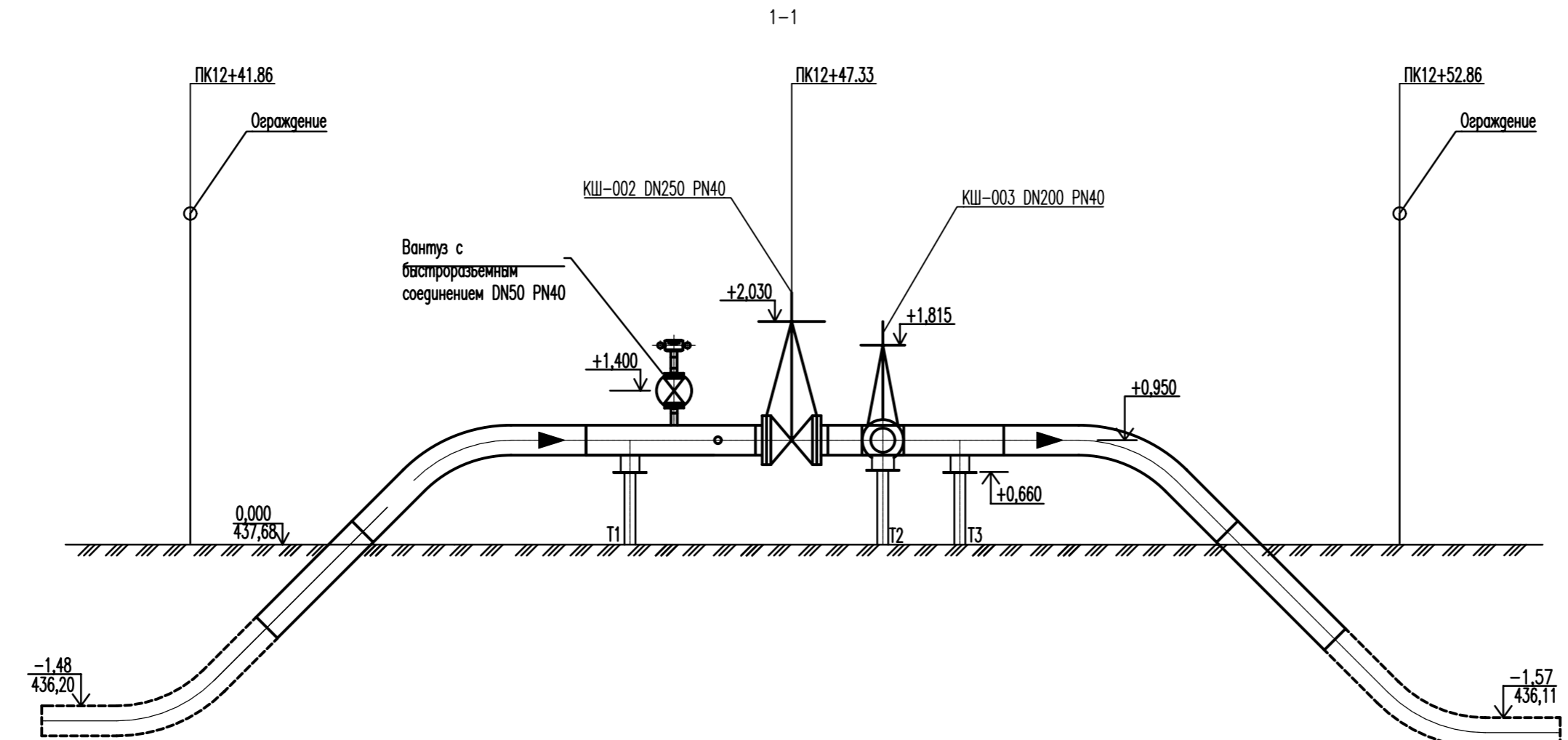
Куст скважин N8И. Нефтегазоборный трубопровод от КП N8И до т.вр. КП N27И. Схема принципиальная технологическая

Формат А1 Файл ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-001_0.dwg

Создано	
Создано	
Взам. инв. №	
Погр. и дата	
Инв. № подл.	



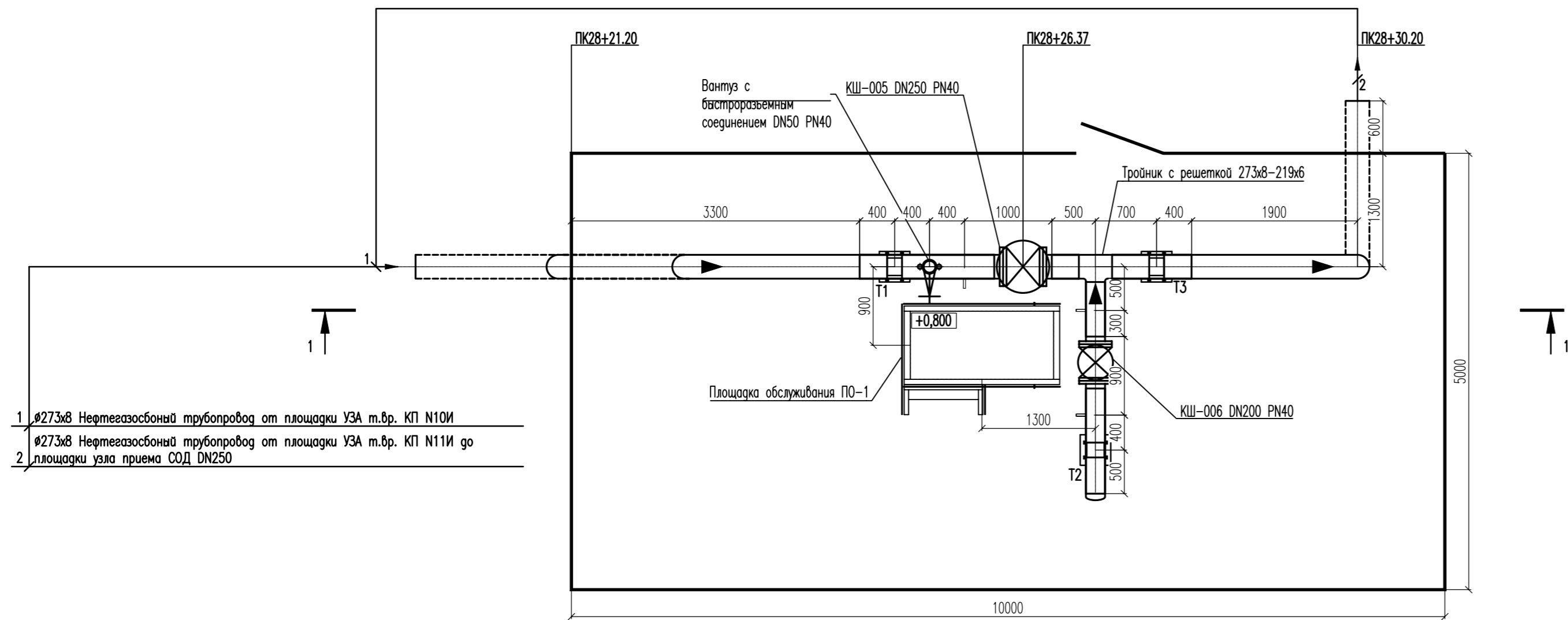
1 \varnothing 273x8 Нефтегазосбный трубопровод от КП N8И до площадки УЗА т.вр. КП N10И
 2 \varnothing 273x8 Нефтегазосбный трубопровод от площадки УЗА т.вр. КП N10И до площадки УЗА т.вр. КП N11И



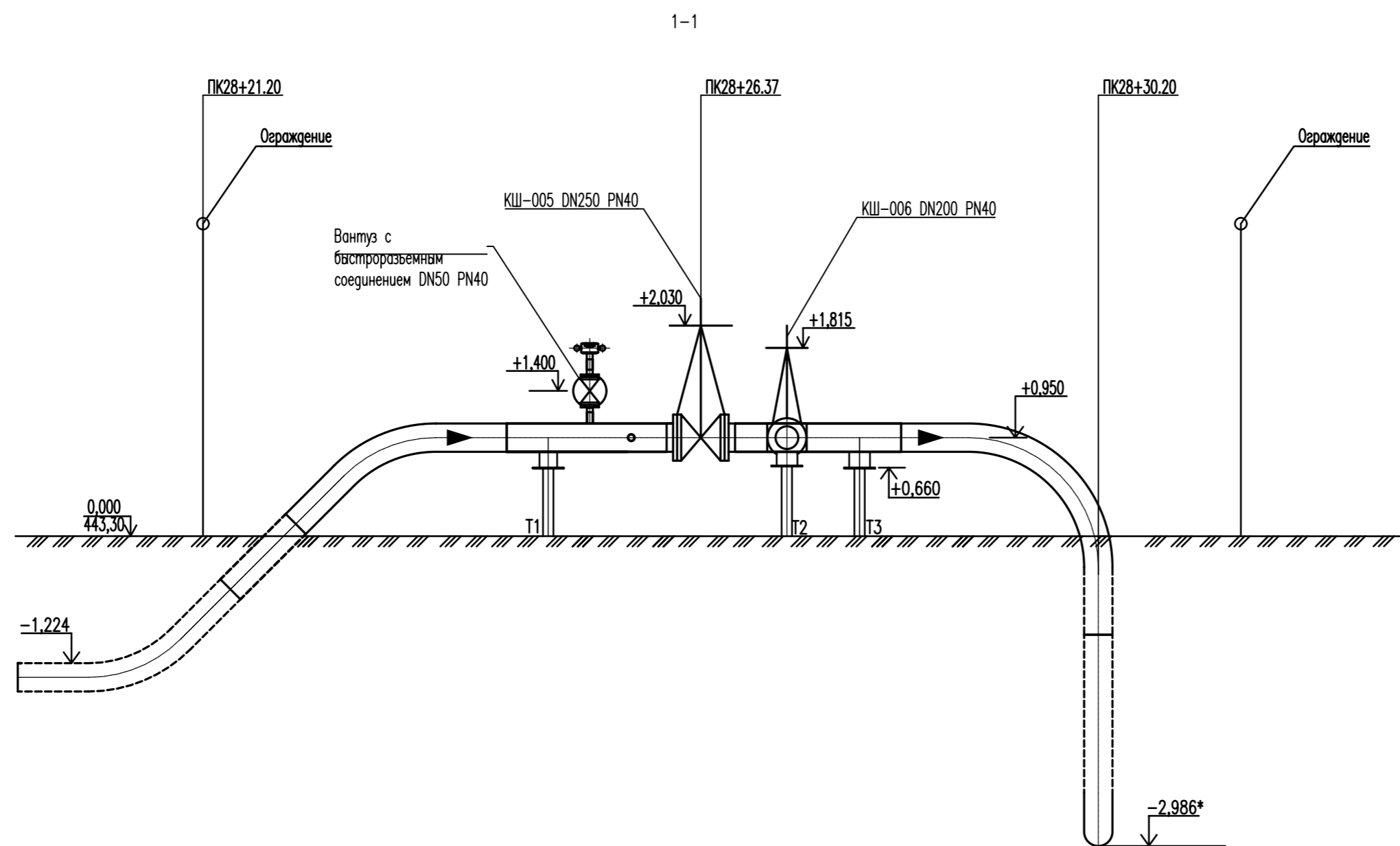
1. За отметку 0.000 принята площадка узла запорной арматуры.
2. Абсолютная отметка площадки 437,68 м.
3. На разрезе 1-1 площадка обслуживания условно не показана.
4. Профиль представлен на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТПО.00.00-ГЧ-007

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-002					
Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Липатов			25.09.25
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
Н.контр.	Володина				25.09.25
ГИП	Володина				25.09.25
Куст скважин N8И. Площадка узла запорной арматуры т.вр. КП N10И. План. Разрез 1-1					

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



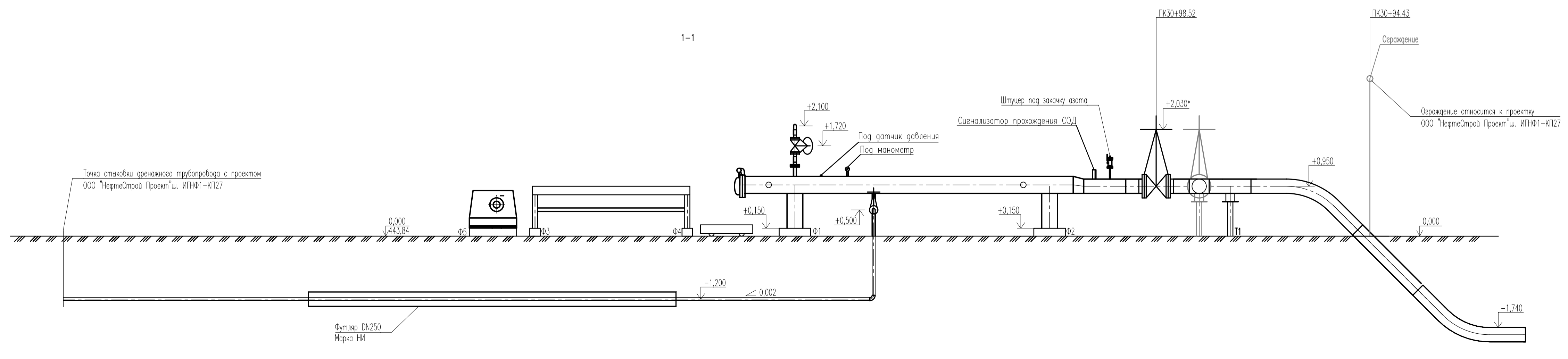
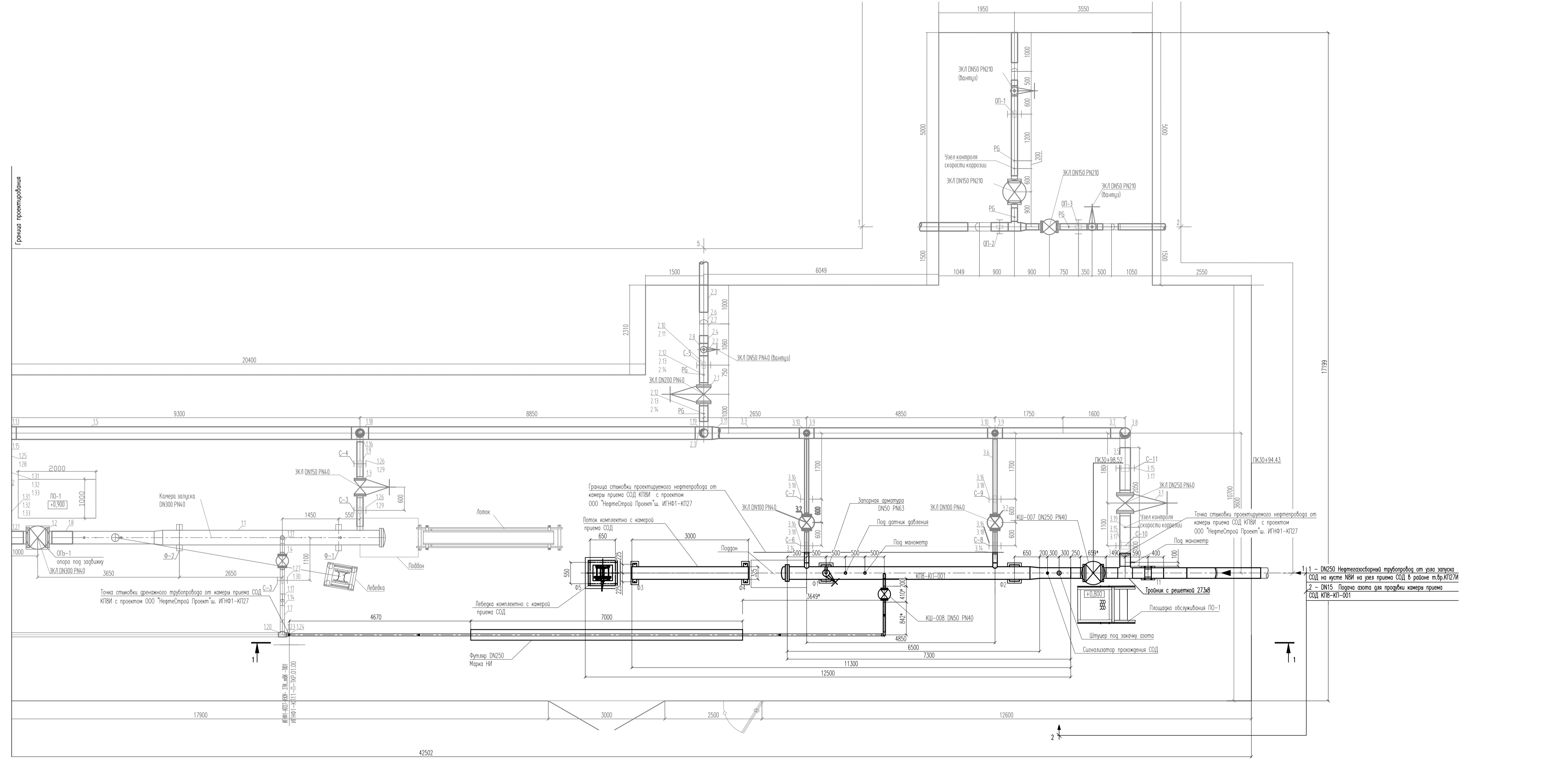
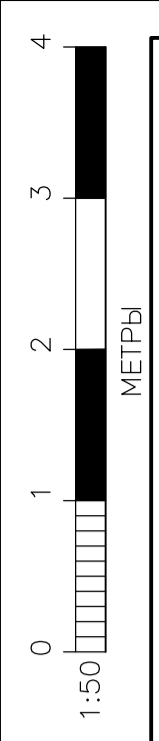
- 1 Ø273x8 Нефтегазобонный трубопровод от площадки УЗА т.бр. КП N10И
- 2 Ø273x8 Нефтегазобонный трубопровод от площадки УЗА т.бр. КП N11И до площадки узла приема СОД DN250



1. За отметку 0.000 принята площадка узла запорной арматуры.
2. Абсолютная отметка площадки 443,30 м.
3. На разрезе 1-1 площадка обслуживания условно не показана.
4. * Размеры уточнить при монтаже
5. Профиль представлен на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ППО.00.00-ГЧ-008

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-003					
Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Липатов			25.09.25
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
Н.контр.	Володина				25.09.25
ГИП	Володина				25.09.25
Куст скважин N8И. Площадка узла запорной арматуры т.бр. КП N11И. План. Разрез 1-1					
			ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

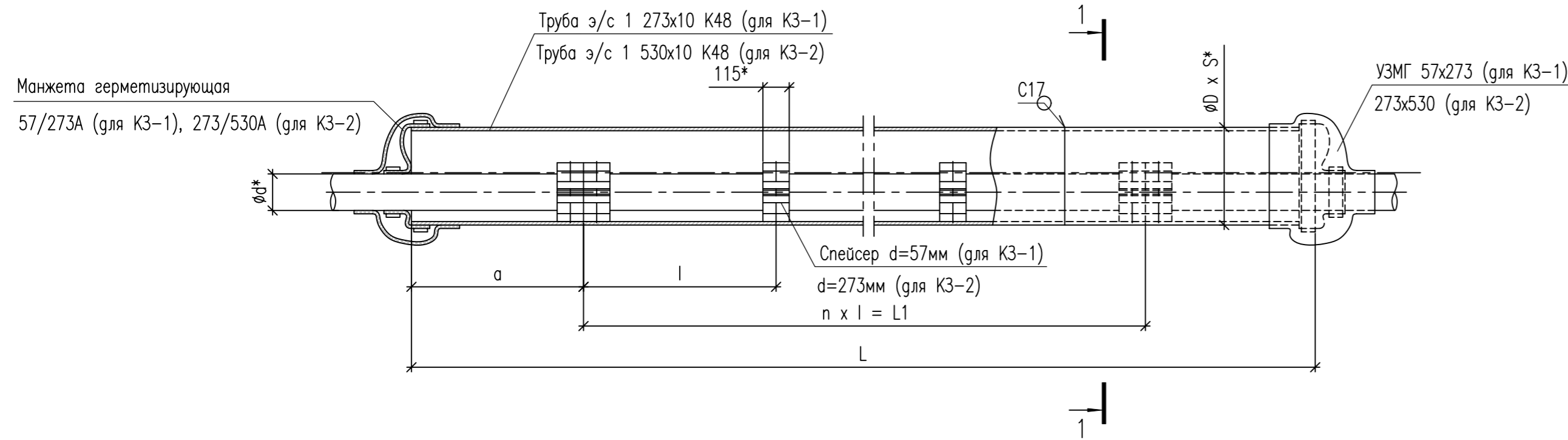
Согласовано	Согласовано	Взам. инв. N	Погр. и дата	Инв. N подл.



1. За отметку 0.000 принята площадка узла СОД.
2. Абсолютная отметка площадки 443,84.
3. * Размеры уточнить при монтаже
4. Профиль представлен на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ППО.02.00-ГЧ-008
5. Тонкими линиями показаны сооружение, проектируемые стороны организации ООО "НертеСтрой Проект" ш. ИГНФ1-КП27

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-004				
Обустройство Инянского НГКМ. Куст скважин НВИ				
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Погр.
Разроб.	Липатов			25.09.25
			Стадия	Лист
			П	1
Куст скважин НВИ. Площадка узла приема СОД DN250. План. Разрез 1-1.				
Н.контр.	Володина			25.09.25
ГИП	Володина			25.09.25

Кожухи защитные КЗ-1, КЗ-2 для трубопроводов Ду 50 и Ду 250 без теплоизоляции



- * Размеры для справок.
- Кожухи выполнены из труб электросварных группы 1, класса прочности К48 по ТПТ-01.02.04-01 (версия 5.0).
- Трубопровод, протаскиваемый в кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсер выполняется из сегментов. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольцо, и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки спейсера. На концах кожуха монтируется спаренный спейсер.
- Манжета герметизирующая надевается сначала на трубопровод, затем на стальной кожух, потом монтируется с образованием гофры у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжеты.
- Укрытие защитное манжеты герметизирующей представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при ее засыпке.
- Сварку производить электродами марки Э50А по ГОСТ 9467-75. Тип сварного шва по ГОСТ 16037-80.
- Защиту от почвенной коррозии в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного типа согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм.
- Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.
- После окончания монтажа трубы внутри кожуха защитного проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод-кожух".

1-1 (1:5)

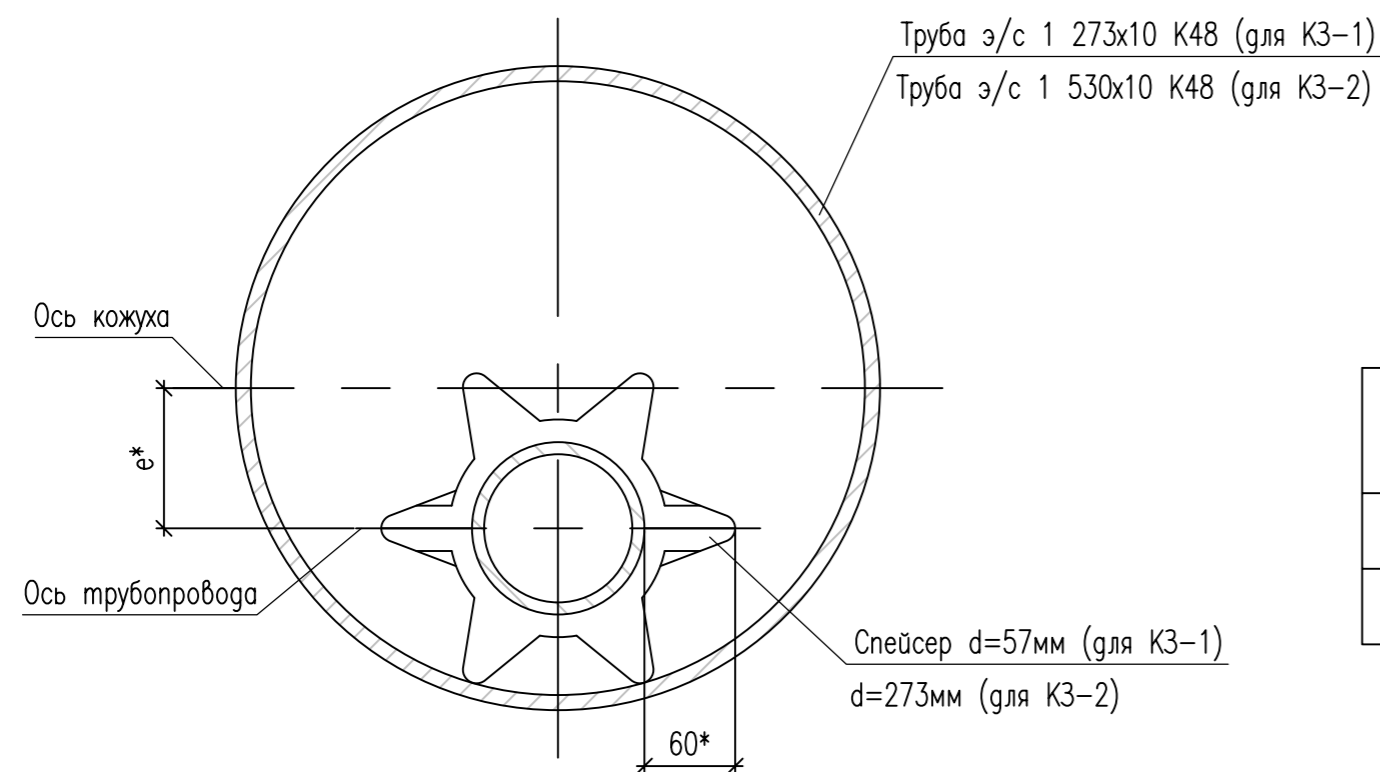


Таблица переменных данных

Наименование кожуха	d, мм	D x S, мм	L, мм	L1, мм	a, мм	n, шт.	l, мм	e, мм	Кол-во кожухов, шт.
КЗ-1	57	273x10	7000	6000	500	3	2000	38	1
КЗ-2	273	530x10	20000	19200	400	12	1600	59	2

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-005

Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата	Куст скважин N8И	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Липатов			25.09.25			п	
Н.контр.		Володина			25.09.25	Кожухи защитные КЗ-1, КЗ-2 для трубопроводов Ду 50 и Ду 250 без теплоизоляции. Разрез 1-1			
ГИП		Володина			25.09.25				

Высоконапорный водовод на КП27И
DN150 PN21МПа
От БКНС на УПН DN200 PN21МПа
(219x14)

Площадка узла подключения ВВД до КП11И
(перспективное подключение)

Точка врезки высоконапорного водовода в ранее запроектированный УЗА ВВД на площадке приема СОД DN250

Высоконапорный водовод "т.вр.КП27И-КП8И"
DN150 PN21МПа (168x10), L=3,150 км

Высоконапорный водовод "т.вр.КП27И-КП8И"
DN150 PN21МПа (168x10), L=3,150 км

Высоконапорный водовод "т.вр.КП27И-КП8И"
DN150 PN21МПа (168x10), L=3,150 км

Площадка узла подключения ВВД до КП10И
(перспективное подключение)

Высоконапорный водовод "т.вр.КП27И-КП8И"
DN150 PN21МПа (168x10), L=3,150 км

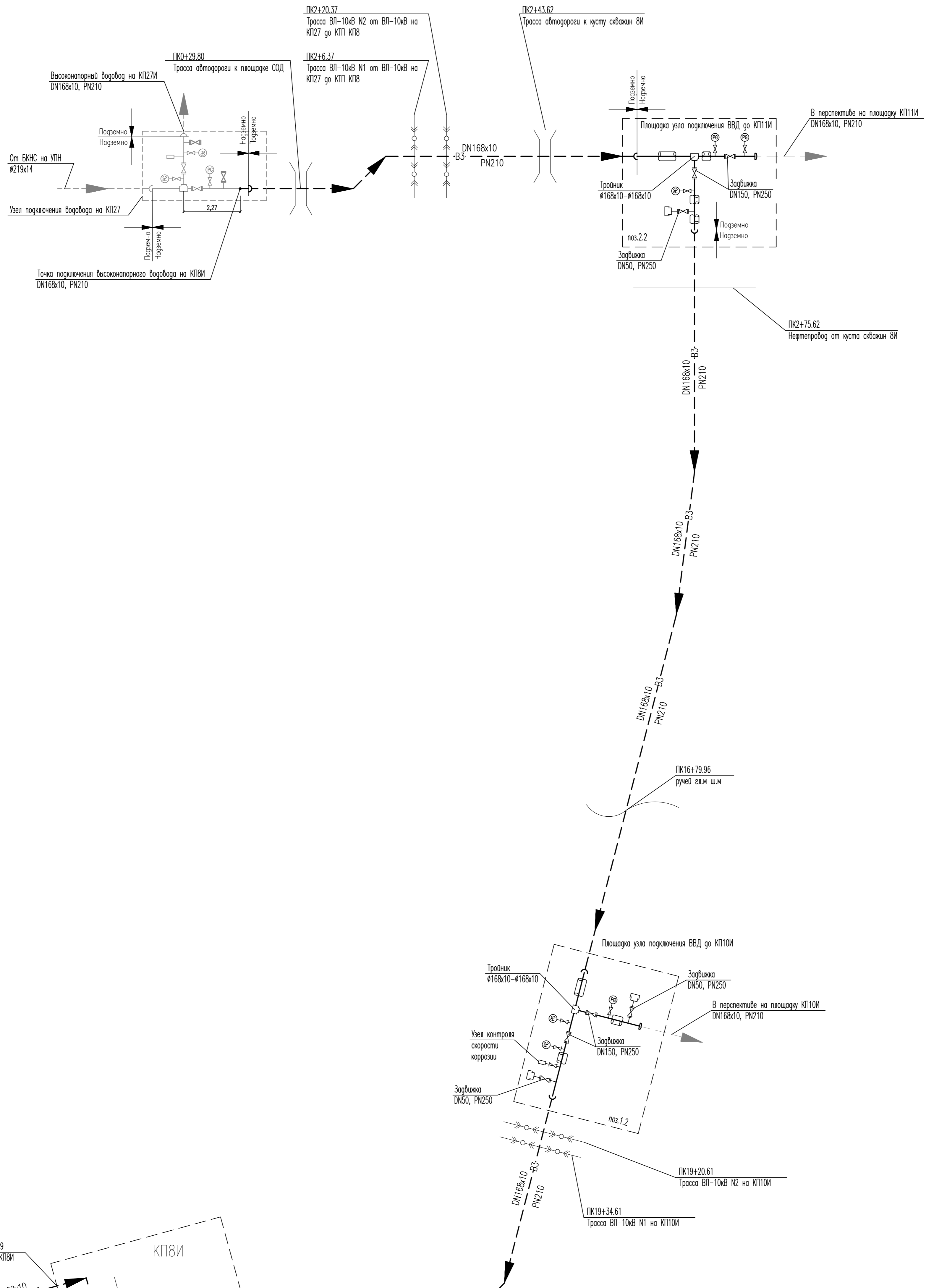
КП8И

УЗЛ ВВОДА

Составлено	
Составлено	
Мик. N подг.	
Лист. и дата	
Взам. инв. N	

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-006					
Обустройство Иенянского НГКМ. Куст скважин НВИ					
Изм.	Колуч.	Лист	Нарк.	Погр.	Дата
Разраб.	Федотов				22.09.25
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
Обзорная схема высоконапорного водовода от точки врезки в районе КП27 до КП8					
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25





УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
ВЗ	Высоконапорный водовод системы ППД
Задвижка	Задвижка
Надземный трубопровод	Надземный трубопровод
Подземный трубопровод	Подземный трубопровод
Трубопровод в теплоизоляции	Трубопровод в теплоизоляции
Манометр показывающий	Манометр показывающий
Вантуз с быстроразъемным соединением	Вантуз с быстроразъемным соединением
Тройник равнопроходной	Тройник равнопроходной

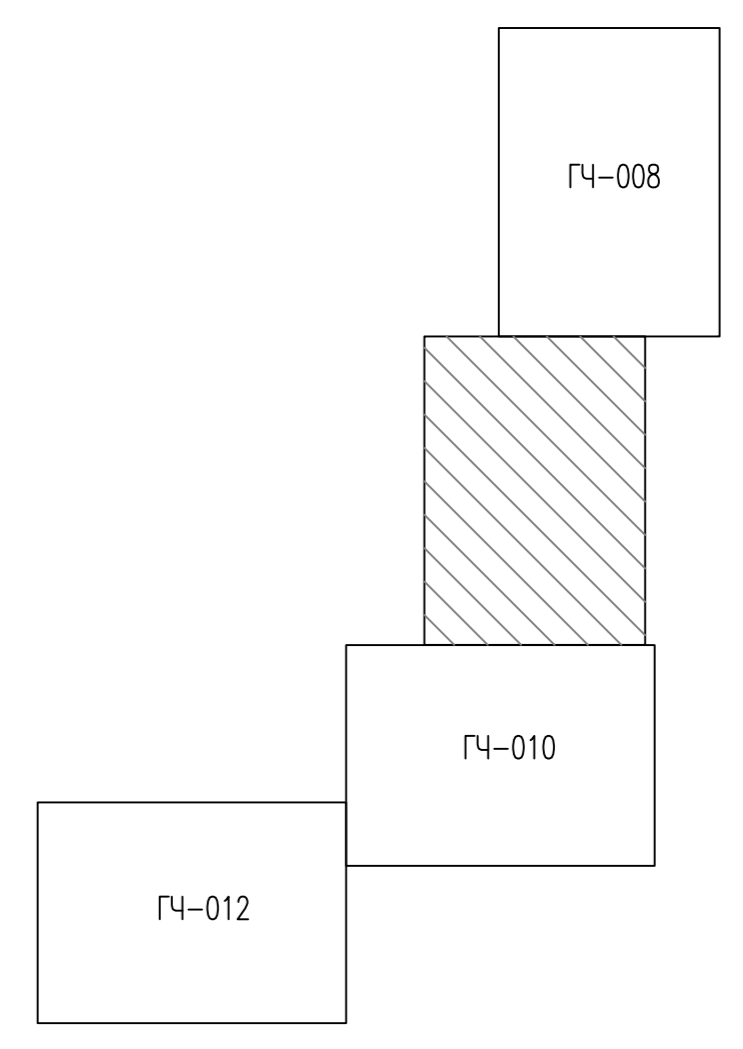
1. При пересечении автомобильной дороги предусматривается защитный кожух, длиной не менее 5 м от бровки дороги и не менее 2 м от подошвы насыпи, на схеме условно не показан.

Создано	
Проверено	
Внесено	
Получено	
Масштаб	

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-007			
Обустройство Иенянского НГКМ. Куст скважин НВИ			
Изм.	Колуч.	Лист	Нарок.
Разраб.	Федотов	04.12.25	
Статус	Лист	Листов	
П		1	
Технологическая схема высоконапорного водовода системы ППД			
Н.контр.	Володина	04.12.25	
ГИП	Володина	04.12.25	

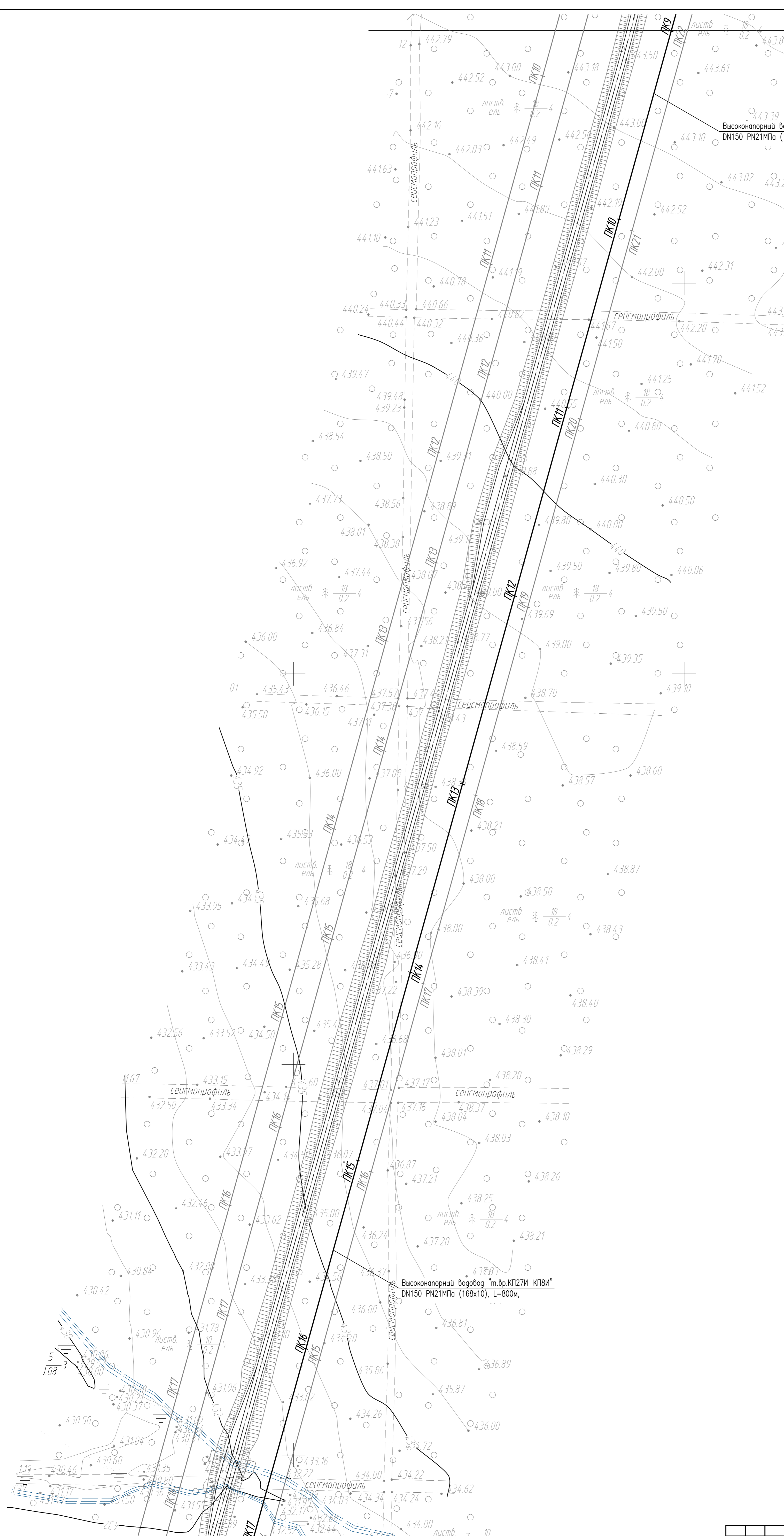
Высоконапорный водовод "м.бр.КП27И-КПВИ"
DN150 PN21MPa (168x10), L=800м,

СХЕМА СОВМЕЩЕНИЯ ЛИСТОВ



ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-009					
Обустройство Иенянского НГКМ. Куст скважин НВИ					
Изм.	Колуч.	Лист	№рок.	Погр.	Дата
		Федотов			22.09.25
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
План трассы высоконапорного водовода системы ППД (ПК9-ПК17)					
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25

Создано	
Изменено	
Проверено	
Утверждено	
Масштаб	
Лист	
Листов	
Имя файла	



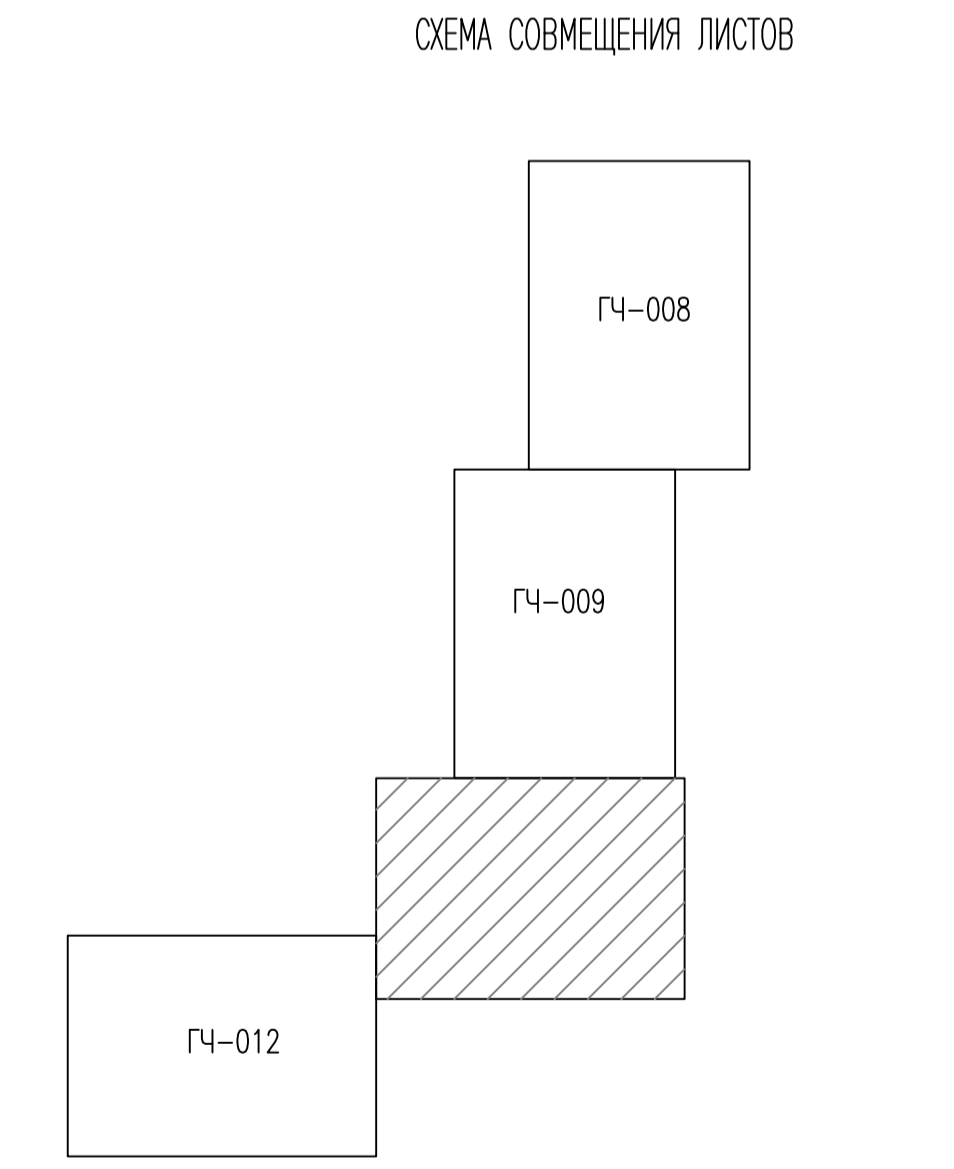
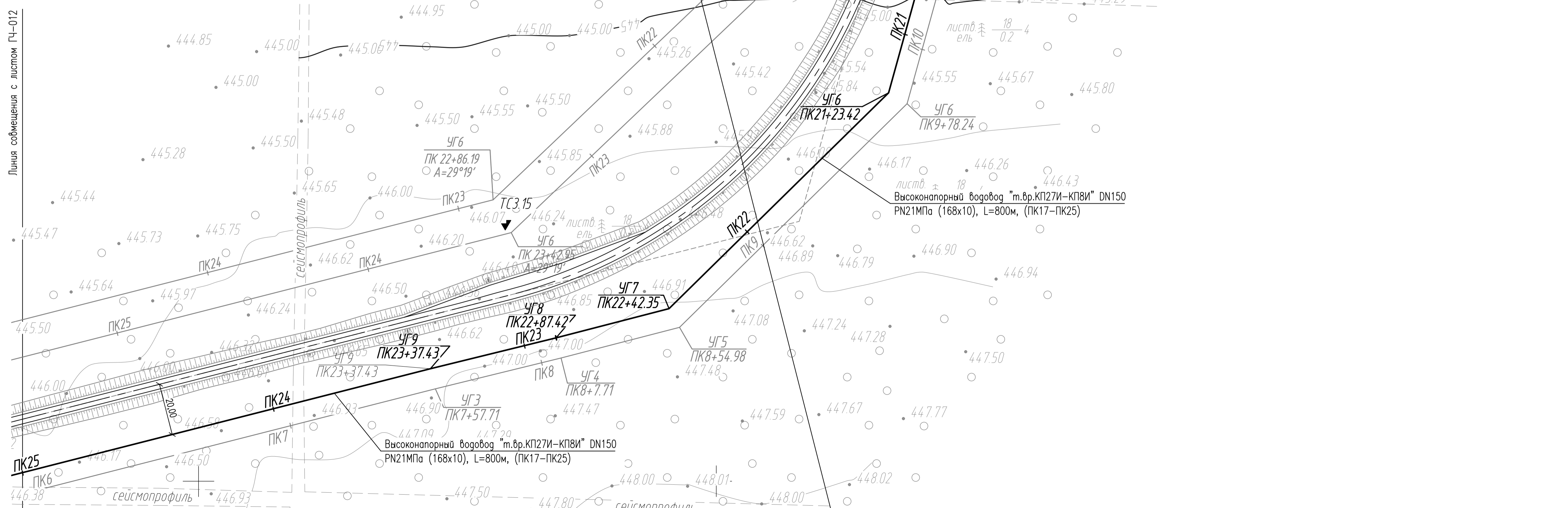
ВЕДОМОСТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ С ПОДЗЕМНЫМИ КОММУНИКАЦИЯМИ							
Пикетное значение пересечения	Наименование коммуникации	Владелец коммуникации	Материал	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения градус, мин, сек.	Примечание
ПК 18	70,67	Точка отхода трассы водовод высоконапорный т.бр.-КП N10И	-	-	-	89°44'43"	В переклестке

ВЕДОМОСТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ НАЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ							
Пикетаж по трассе	Отметка земли	Наименование линии	Количество пересечений пробо-го-в	Угол пересечения, градусы	Расстояние до опор, м		Примечание
					левой	правой	
19+20,61	440,45	Трасса ВЛ-10кВ N2 на КП10	3	90°0'0"	-	-	-
19+34,61	440,95	Трасса ВЛ-10кВ N1 на КП10	3	90°0'0"	-	-	-

ТАБЛИЦА УГЛОВ ПОВОРОТА					
NN Углов	Пикетаж углов	Угол поворота		Расстояние между углами	
		лево	право		
УГ5	8	58,33	7	10°58'	1265,09
УГ6	21	23,42	30	0°0'	118,93
УГ7	22	42,35	30	0°0'	45,07
УГ8	22	87,42	0	42°11'	50,01
УГ9	23	37,43	0	29°18'	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Сооружения на нефтяном трубопроводе и высоконапорном водоводе от КП8И до т. бр. в районе КП27И	
1.1	Площадка узла запорной арматуры в т. бр. КП N10И	
1.2	Площадка узла подключения ВВД до КП N10И	

Линия совмещения с листом ГЧ-012

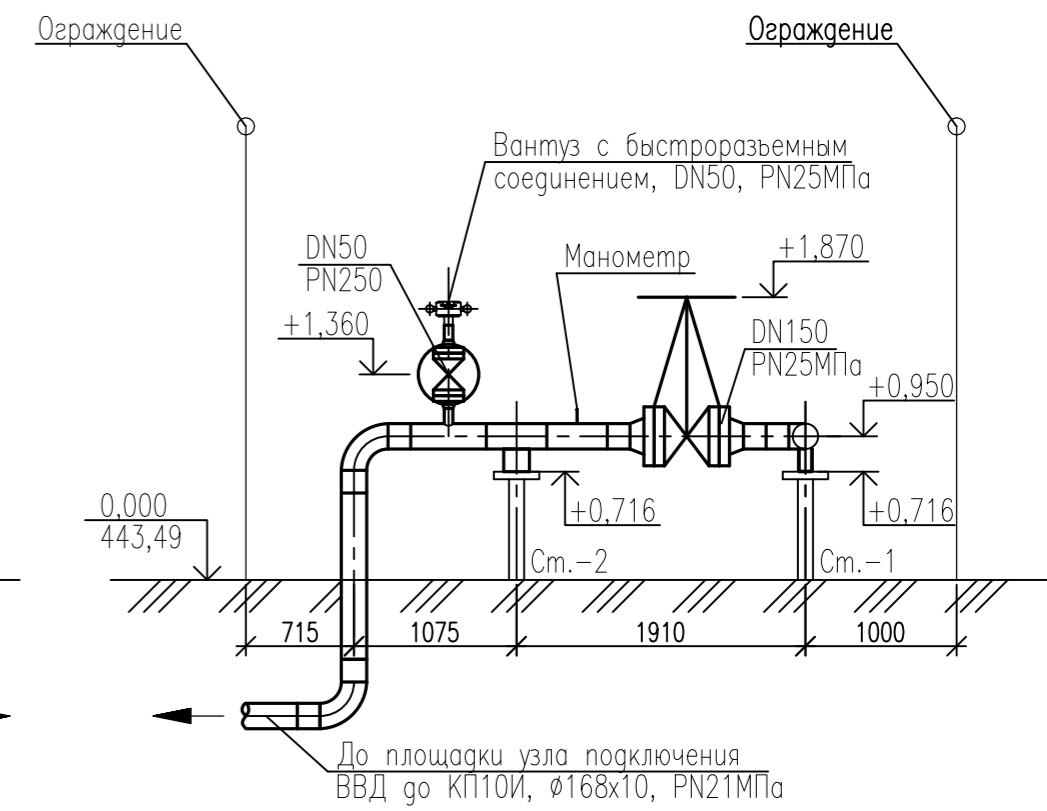
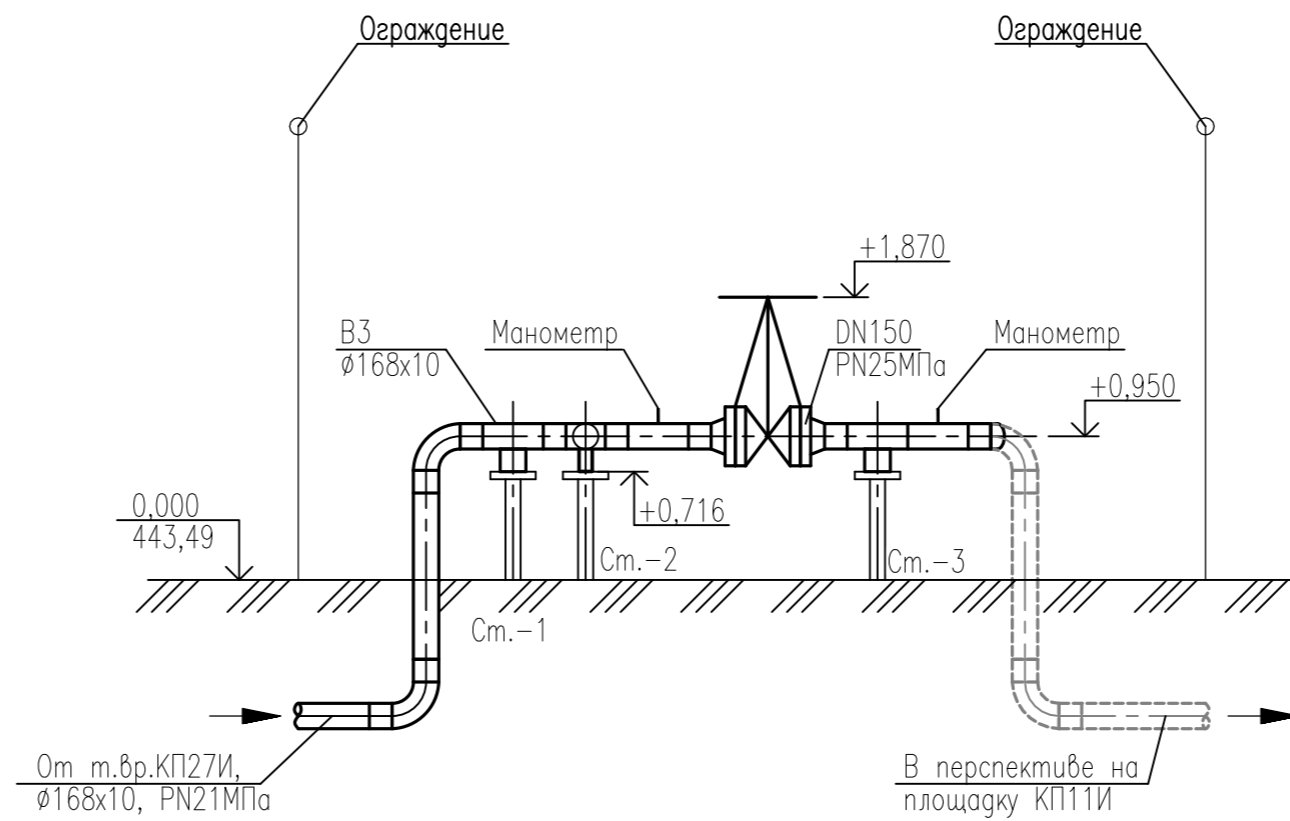
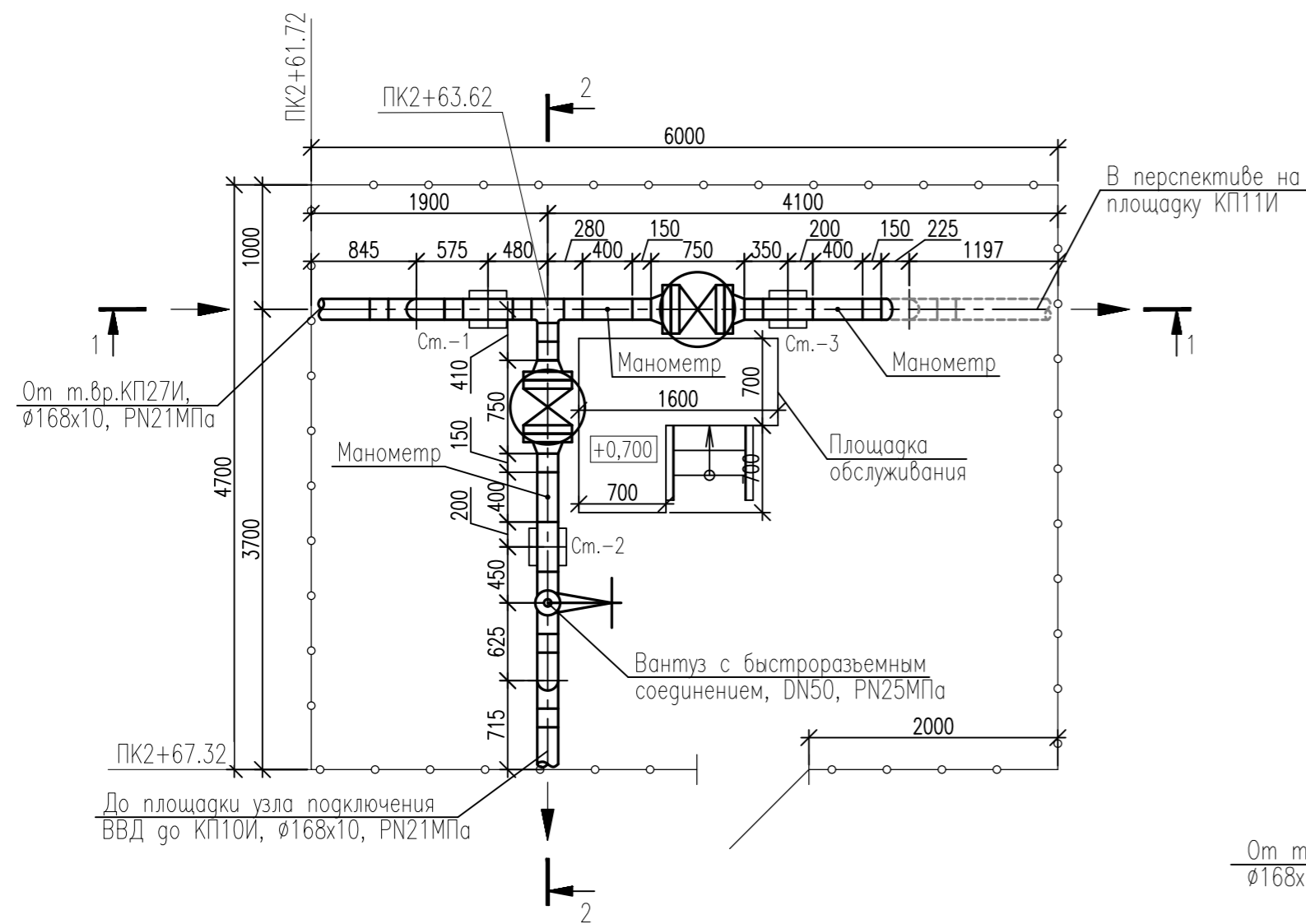


ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-010					
Изм.	Колуч.	Лист	№рок.	Погр.	Дата
1	-	Зам.	10/26-25		04.12.25
Разроб.	Федотов				04.12.25
					Стадия
					Лист
					Листов
					п
					1
Обустройство Инянского НГМК. Куст скважин NВИ					
План трассы высоконапорного водовода системы ПВД (ПК17-ПК25)					
Н.контр.	Володина				04.12.25
ГИП	Володина				04.12.25

Площадка узла подключения ВВД до КП11И

1-1

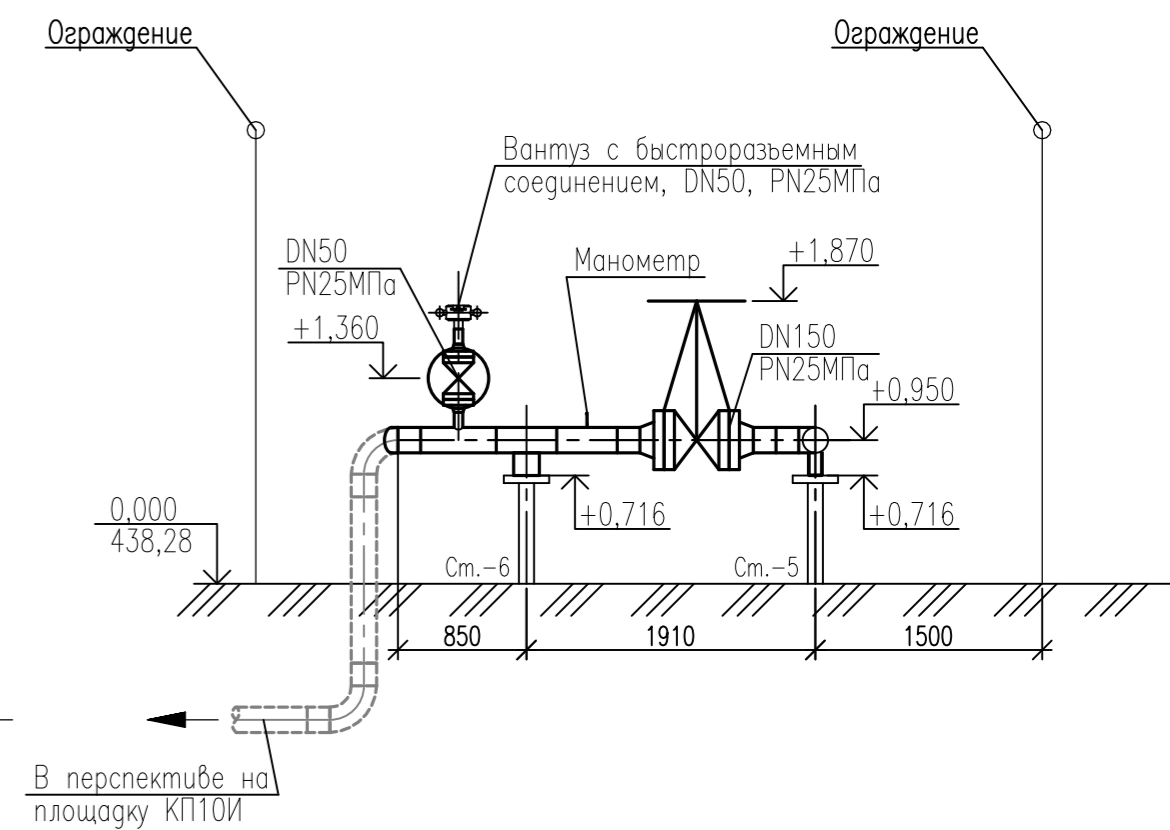
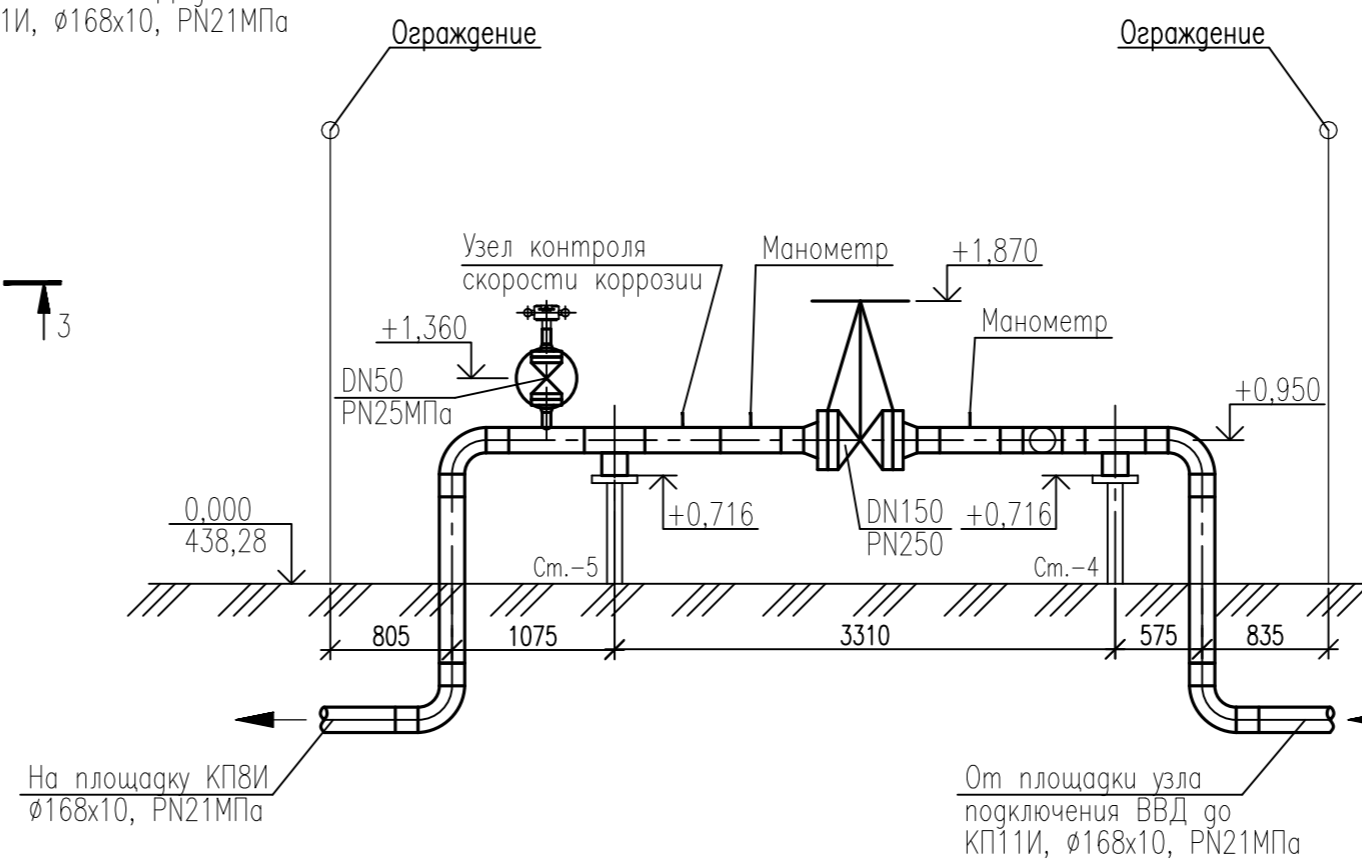
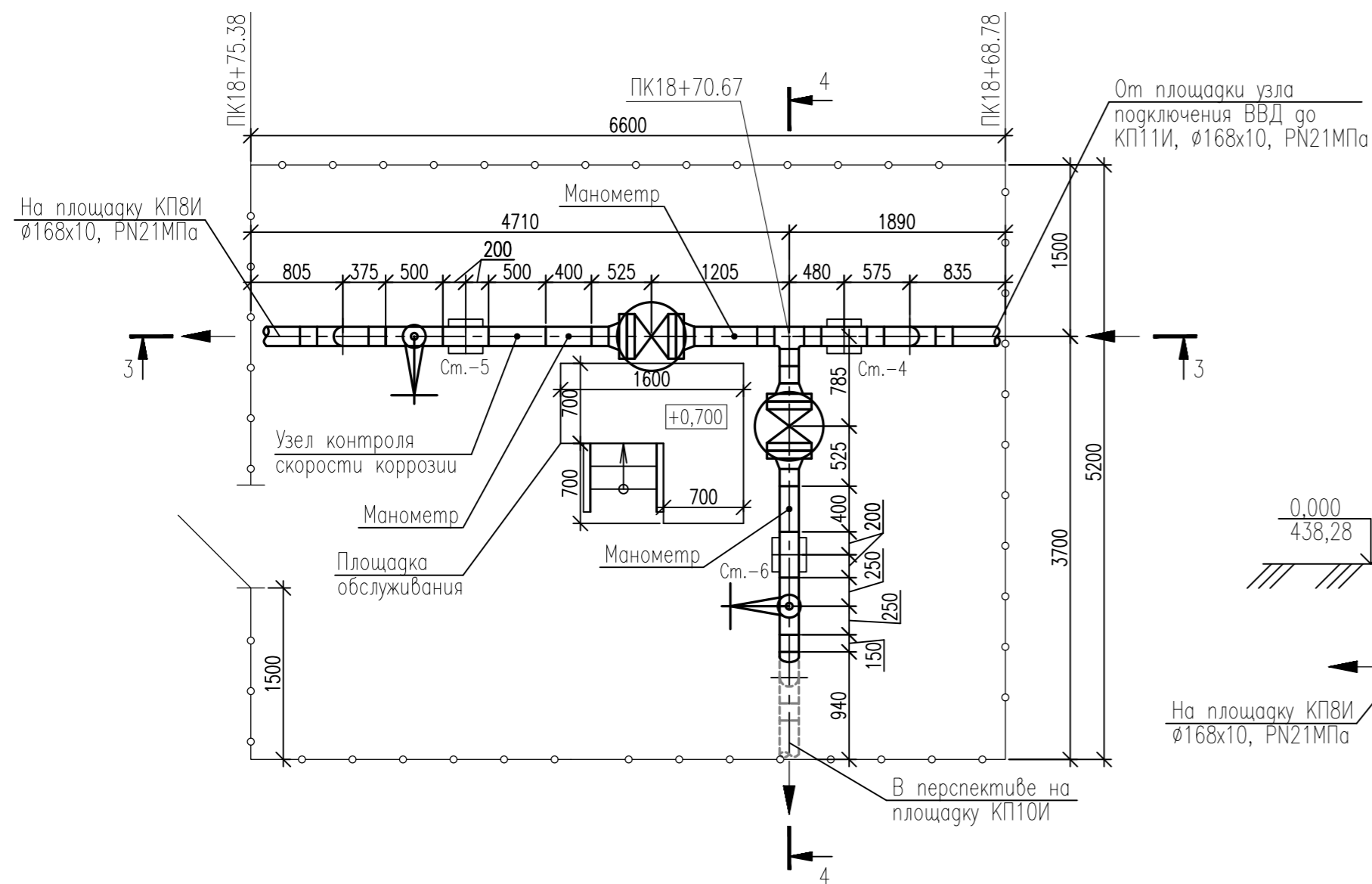
2-2



Площадка узла подключения ВВД до КП10И

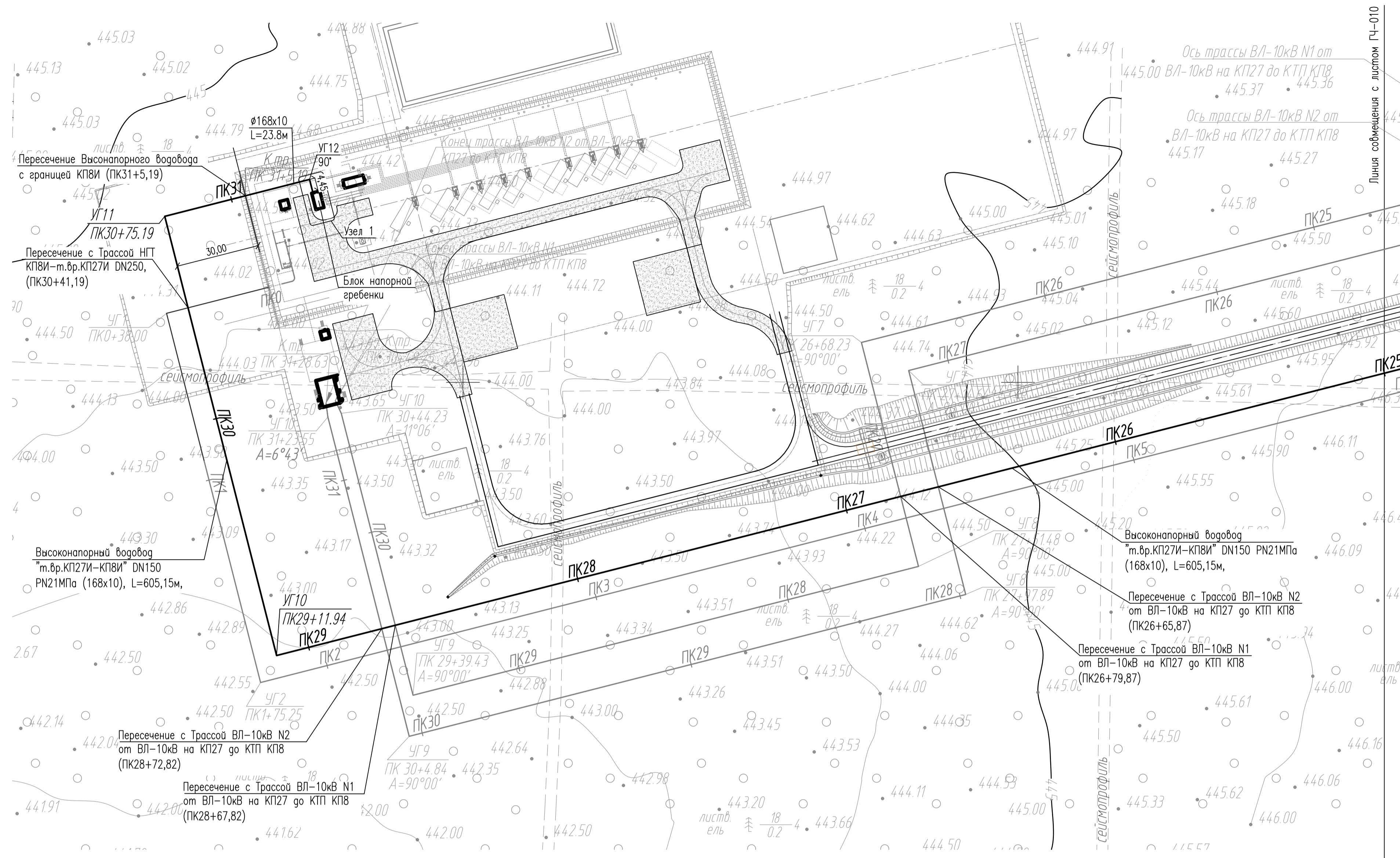
3-3

4-4



ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-011					
Обустройство Игнянского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№зак.	Погн.	Дата
Разраб.		Федотов			22.09.25
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25
				Стадия	Лист
				п	1
				Площадки узлов подключения ВВД до КП11 и до КП10. Планы. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4	

Согласовано	
Согласовано	
Инф. N подг.	
Погн. и дата	
Взам. инв. N	



ВЕДОМОСТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ НАЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

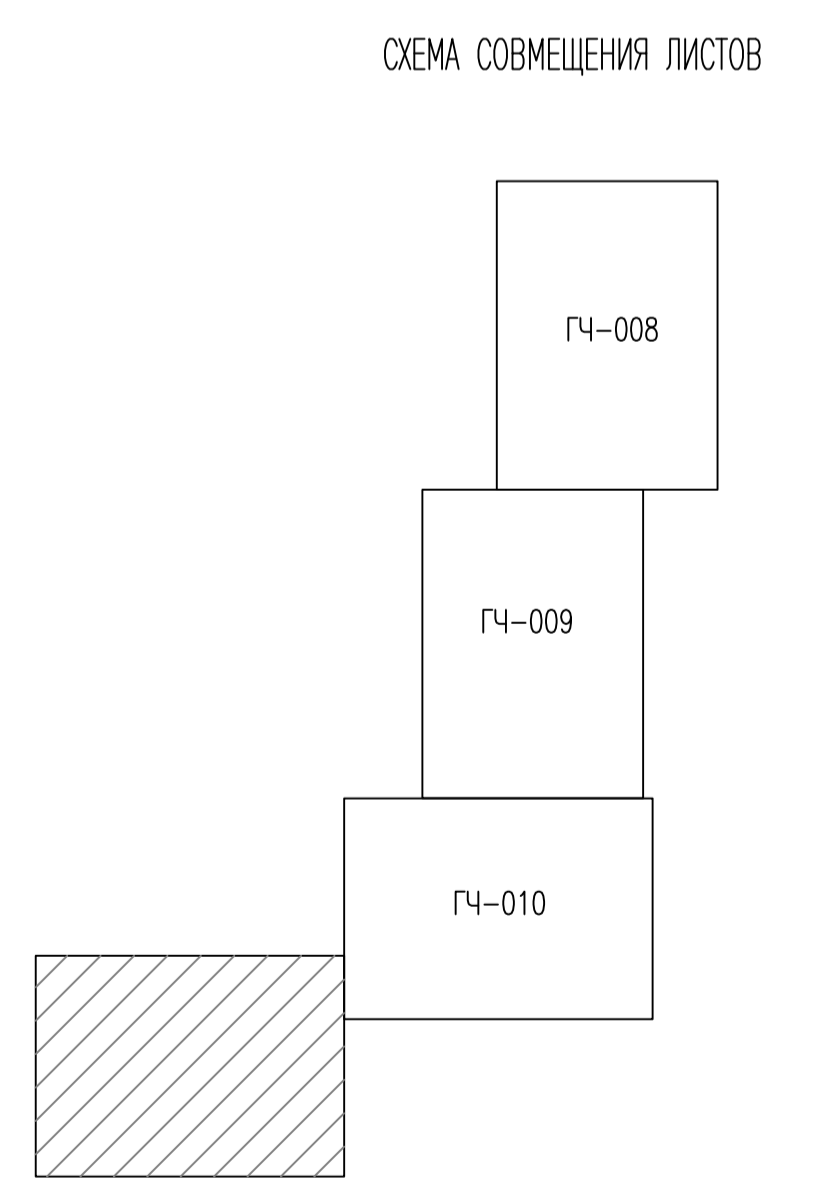
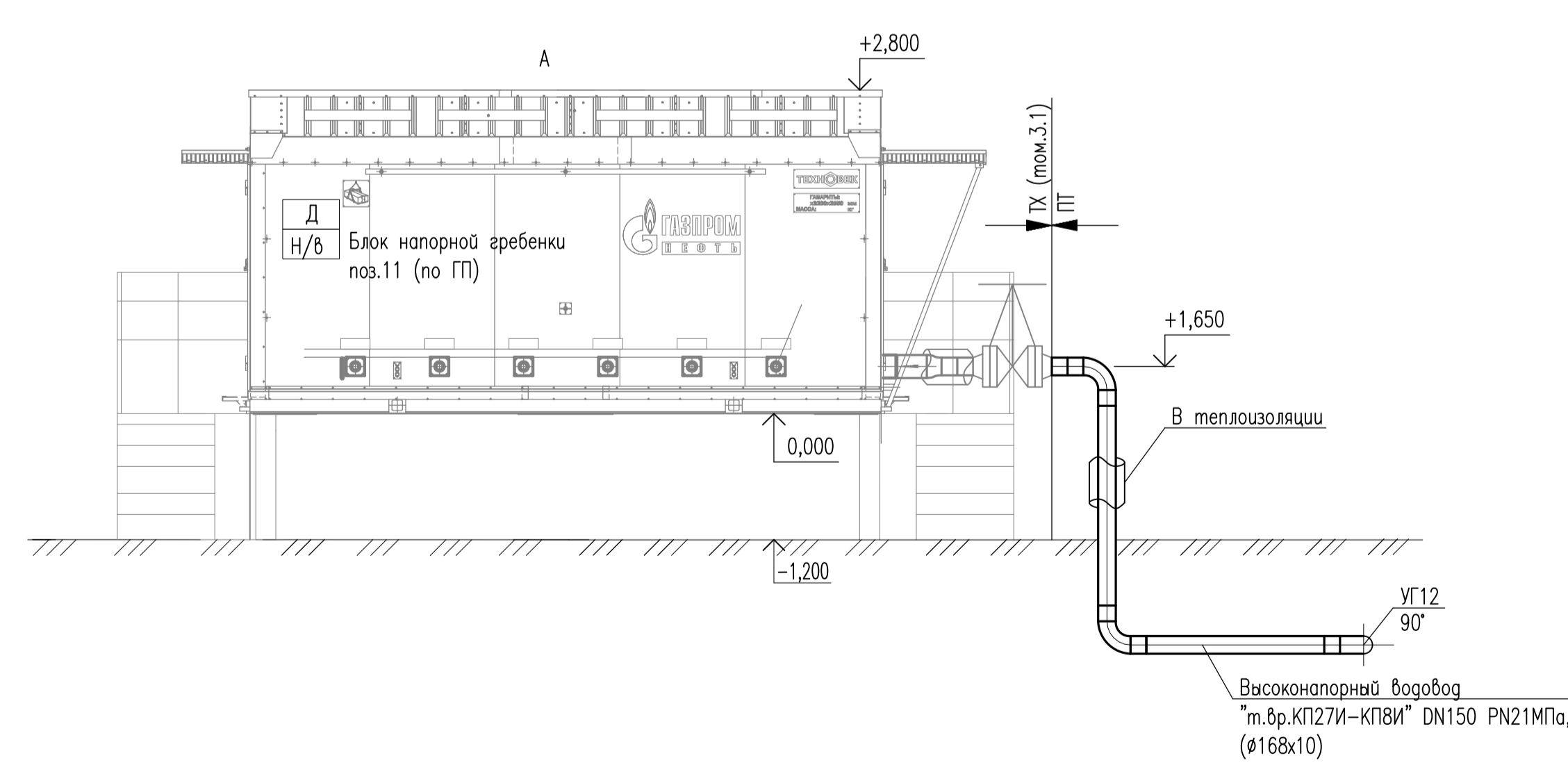
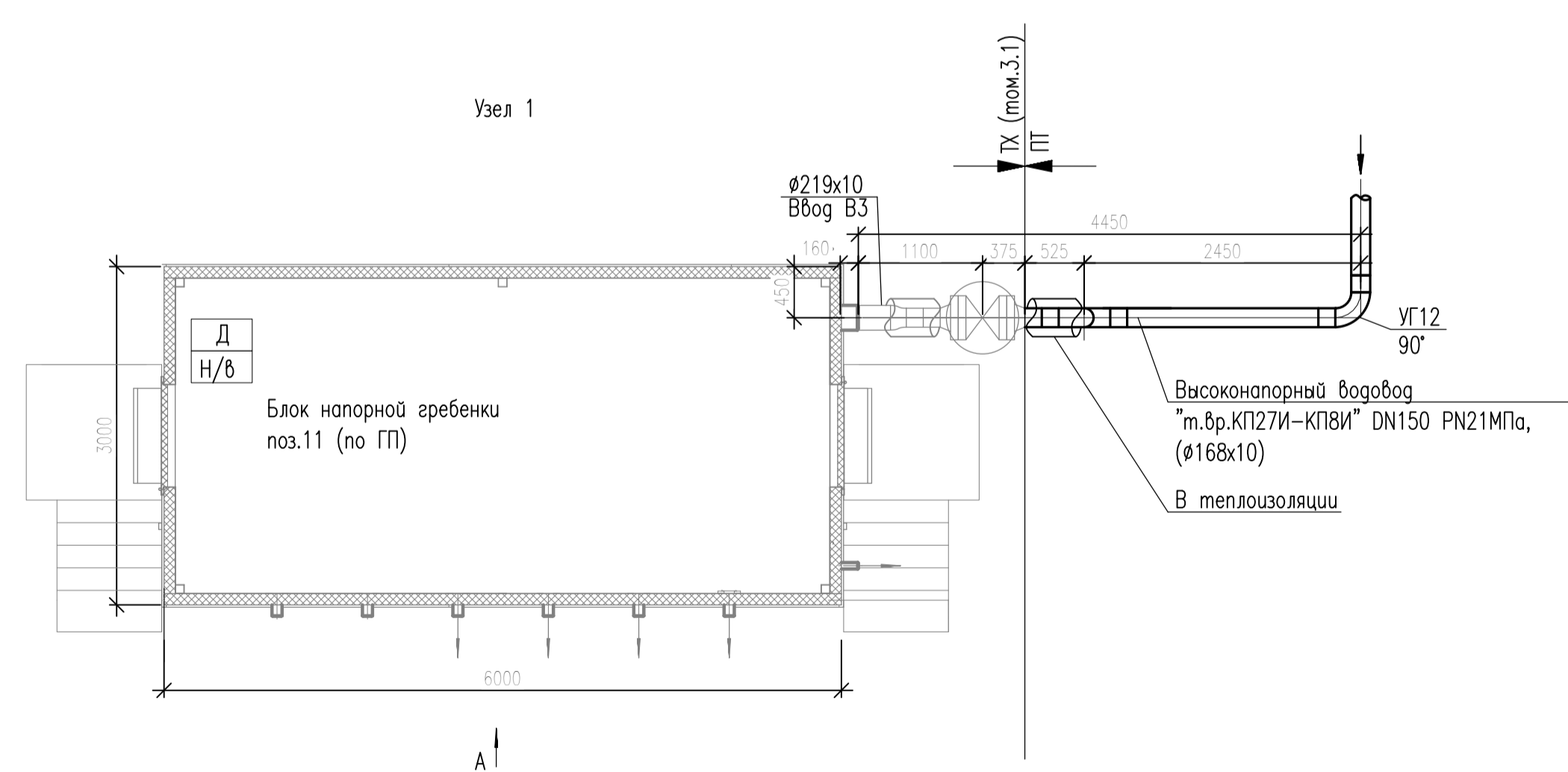
Пикетаж по трассе	Отметка земли	Наименование линии	Количество пересекаемых пробо-ров	Угол пересечения, градусы	Расстояние до опор, м		Отметка нижнего пробора	Отметка верхнего пробора	Примечание
					левой	правой			
26+65,87	444,5	Трасса ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ на КП27 до КП КП8	3	90°0'0"	-	-	-	-	-
26+79,87	444,5	Трасса ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ на КП27 до КП КП8	3	90°0'0"	-	-	-	-	-
28+67,82	444,3	Трасса ВЛ-10кВ N1 от ВЛ-10кВ на КП27 до КП КП8	3	90°0'0"	-	-	-	-	-
28+72,82	443,0	Трасса ВЛ-10кВ N2 от ВЛ-10кВ на КП27 до КП КП8	3	90°0'0"	-	-	-	-	-

ВЕДОМОСТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ С ПОДЗЕМНЫМИ КОММУНИКАЦИЯМИ

Пикетное значение пересечения		Наименование коммуникации	Владелец коммуникации	Материал	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения, градуса, мин, сек.	Примечание
ПК	+							
30	41,19	Трасса НГП КПВИ-т.бр. КП27И	-	сталь	-	273	90°0'0"	-

ТАБЛИЦА УГЛОВ ПОВОРОТА

NN Узлов	Пикетаж узлов	Угол поворота пробо-ра		Расстояние между узлами
		лево	право	
УГ9	23	37,43	0	574,51
УГ10	29	11,94	90	163,25
УГ11	30	75,19	90	30,00
Конец	31	5,19	0	0,00



Составлено
 Проверено
 Дата
 Лист
 Изм. №

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-012				
Обустройство Инянского НГКМ. Куст скважин НВИ				
Изм.	Колыч.	Лист	№рек.	Дата
Разроб.	Федотов			22.09.25
			Стадия	Лист
			П	1
Н.контр.	Володина	22.09.25	План трассы высоконапорного водовода системы ППД (ПК25-ПК31+5,19). Узел 1. Вуз А	
ГИП	Володина	22.09.25	ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	

Разрешение	Обозначение	ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00	
10426-25	Наименование объекта строительства	Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И	

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1	С-001	Заменен.	3	Письмо от 14.11.2025 02/2932-ГПЭ ООО «Газпром экспертиза»
	ТЧ-001	Заменен. Стр. 1-20 п.1.7.3 категория трубопровода откорректирована на «С». Стр.1-17 добавлен дублирующий контроль УЗК в объеме 25% для трубопровода категории В. Стр.1-26 таб.1.8- для трубопровода категории В добавлен дублирующий контроль УЗК. Стр. 1-34 таб.1.10 откорректирована.		
	ГЧ-007	Заменен. Добавлены пересечения с ВЛ в районе УЗА поз. 1.2		
	ГЧ-010	Заменен. Добавлены пересечения с ВЛ в районе УЗА поз. 1.2		
	ПрилА-001	Заменен.		
	ПрилБ-001	Заменен.		
	ПрилВ-001	Заменен.		
	ТЧ-002	Заменен.		
	ТЧ-003	Заменен.		
	ТЧ-004	Заменен.		

Согласовано	25.11.25
Н.контр	Володина

Изм.внес	Липатов	25.11.25	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)	Лист	Листов
Составил	Липатов	25.11.25			
Утв.	Володина	25.11.25			1

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 2 ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.
 - 3 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
 - 4 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
 - 5 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
 - 6 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
 - 7 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
 - 8 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
 - 9 ГОСТ 14918-2020 Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия.
 - 10 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
 - 11 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
 - 12 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
 - 13 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
 - 14 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
 - 15 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
 - 16 ГОСТ 23208-2022 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.
 - 17 ГОСТ 30732-2020 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия.
 - 18 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1 Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные
 - 19 ГОСТ 32388 2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
 - 20 ГОСТ 4640-2011 Вата минеральная. Технические условия.
 - 21 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
 - 22 ГОСТ 8733 74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
 - 23 ГОСТ 8734 75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
 - 24 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
 - 25 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
 - 26 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

- 27 ГОСТ Р 52376 2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 28 ГОСТ Р 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовые стальные для фланцев арматуры. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 29 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 30 Правила устройства электроустановок. Издание 7.
- 31 РД 39 0147103 362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 32 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
- 33 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.
- 34 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 35 Постановление 40 от 2 декабря 2020 года об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».
- 36 СП 45.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87) Земляные сооружения, основания и фундаменты.
- 37 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 38 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 39 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
- 40 СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.
- 41 ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на трубную продукцию, в том числе с внутренней и внешней изоляцией» (ПАО «Газпром нефть»).
- 42 ТТР-01.02.04-09 «Типовые технические решения по применению камер запуска и приема СОД на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).
- 43 ТТР-01.02-03 «Типовые технические решения по применению запорной и регулирующей арматуры на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).
- 44 ТТР-01.07.03-05 «Типовые технические решения на применение опор на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).
- 45 ТТТ-01.07.03-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Опоры трубопроводов» (ПАО «Газпром нефть»).
- 46 ТТР-01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа».
- 47 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 48 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
- 50 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

51 Требования Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02 01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов».

52 ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие условия», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 28.03.2014 №65-П).

53 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14.11.2013 №44).

54 РД 39 0147103 362 86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений», утверждён 14.11.1986 г.

55 ГОСТ 33260 2015 «Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов», принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 27.03.2015 №76-П).

56 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976г.

57 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979г.

58 ГОСТ 8733 74 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования», введен в действие 01.01.1976г.

59 ГОСТ 8734 75 «Трубы стальных бесшовные холоднодеформированные. Сортамент», введен в действие 01.01.1977 г.

Приложение Б**Ведомость оборудования, изделий и материалов. Промысловые трубопроводы**

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
Нефтегазосборный трубопровод DN250 от кустовой площадки 8И до кустовой площадки 27И				
1. Труба электросварная 530x10 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 1, класса прочности K48 KCV60 Труба э/с 1 530x10 K48 60	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	40
2. Труба электросварная 273x8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 273x8 K52 60 НПП	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	3095
3. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 90-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 90-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	3
4. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 45-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	2

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
5. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 7-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,820, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 30-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	2
6. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 7-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,820, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 30-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	2
Площадка узла запорной арматуры т. вр. КП10И				
7. Кран шаровой надземной установки, УТ2, DN 250 PN 4,0МПа, агрегатное состояние рабочей среды - жидкость, материал корпуса - легированная сталь, тип уплотнения металл-металл, кл.А, ручной привод, фланцевый с КОФ, присоединяемый трубопровод 273x8 мм, Г4, К52, несейсмостойкое исполнение, УХЛ1 ТТТ-01.02-03 Кран КШ(УТ2)250лс4,0 м/А-Ф-Г4К52-С0-УХЛ1 (Р)	ТТТ-01.02-03 (версия 3.1)		шт.	1

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
8. Кран шаровой надземной установки, УТ2, DN 200 PN 4,0МПа, агрегатное состояние рабочей среды - жидкость, материал корпуса - легированная сталь, тип уплотнения металл-металл, кл.А, ручной привод, фланцевый с КОФ, присоединяемый трубопровод 219х6 мм, Г4, К52, сейсмостойкое исполнение, УХЛ1 ТТТ-01.02-03 Кран КШ(УТ2)200лс4,0 м/А-Ф-Г4К52-С0-УХЛ1 (Р)	ТТТ-01.02-03 (версия 3.1)		шт.	1
9. Труба электросварная 273х8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 КСV60 Труба э/с 4 273х8 К52 60	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	3
10. Труба электросварная 273х8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 273х8 К52 60 НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	1,8
11. Труба электросварная 219х6 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 КСV60 Труба э/с 4 219х6 К52 60	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	2
12. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273х8-5D-К52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 45-273х8-5D К52 УХЛ	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	2
13. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273х8-5D-К52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	2

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго- тови- тель	Ед. изм.	Количество
покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 45-273x8-5D K52 УХЛ НП				
Площадка узла запорной арматуры т. вр. КП11И				
14. Кран шаровой надземной установки, УТ2, DN 250 PN 4,0МПа, агрегатное состояние рабочей среды - жидкость, материал корпуса - легированная сталь, тип уплотнения металл-металл, кл.А, ручной привод, фланцевый с КОФ, присоединяемый трубопровод 273x8 мм, Г4, К52, несейсмостойкое исполнение, УХЛ1 ТТТ-01.02-03 Кран КШ(УТ2)250лс4,0 м/А-Ф-Г4К52-С0-УХЛ1 (Р)	ТТТ-01.02-03 (версия 3.1)		шт.	1
15. Кран шаровой надземной установки, УТ2, DN 200 PN 4,0МПа, агрегатное состояние рабочей среды - жидкость, материал корпуса - легированная сталь, тип уплотнения металл-металл, кл.А, ручной привод, фланцевый с КОФ, присоединяемый трубопровод 219x6 мм, Г4, К52, несейсмостойкое исполнение, УХЛ1 ТТТ-01.02-03 Кран КШ(УТ2)200лс4,0 м/А-Ф-Г4К52-С0-УХЛ1 (Р)	ТТТ-01.02-03 (версия 3.1)		шт.	1
16. Труба электросварная 273x8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 273x8 К52 60 НПП	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	4,8
17. Труба электросварная 219x6 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 КСV60 Труба э/с 4 219x6 К52 60	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	1

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
18. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 90-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 90-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	2
19. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 45-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	1
20. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 45-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	1
Площадка узла приема камеры СОД т. вр. КП27И				
21. Камера приема DN 250 PN 4,0 МПа рабочая среда жидкость, сейсмостойкое исполнение, правое расположение патрубков относительно хода среды, затвор байонетный, наружное антикоррозионное покрытие, не коррозионностойкое исполнение, присоединяемые трубопроводы: вход продукта 278x8 мм Г4К52,		РКД от ООО "ПО "УРАЛ НЕФТ ЕМА Ш"	компл.	1

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
отвод продукта 114x6 мм Г4К52, дренаж 57x6 мм Г4К52, УХЛ1 ТТТ-01.02.04-03 Камера КП-250-4,0-Ж-С-Пр-ЗБ-НП-СО2 УХЛ1				
22. Кран шаровой надземной установки, УТ2, DN 250 PN 4,0МПа, агрегатное состояние рабочей среды - жидкость, материал корпуса - легированная сталь, тип уплотнения металл-металл, кл.А, ручной привод, фланцевый с КОФ, присоединяемый трубопровод 273x8 мм, Г4, К52, несейсмостойкое исполнение, УХЛ1 ТТТ-01.02-03 Кран КШ(УТ2)250лс4,0 м/А-Ф-Г4К52-С0-УХЛ1 (Р)	ТТТ-01.02-03 (версия 3.1)		шт.	1
23. Труба электросварная 273x8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 1, класса прочности К48 КСV60 Труба э/с 1 273x8 К48 60			м	7
24. Труба электросварная 273x8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К25 КСV60 Труба э/с 4 273x8 К52 60			м	3
25. Труба электросварная 273x8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 273x8 К52 60 НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	1
26. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273x8-5D-К52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С	ТТТ-01.02.04-02 (версия 4.0)		шт.	1

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго- тови- тель	Ед. изм.	Количество
Отвод ОГ4-ПТ 45-273x8-5D K52 УХЛ				
27. Отвод гнутый для промышленных трубопроводов 45-273x8-5D-K52 УХЛ, 4 группы исполнения, расчетное давление 4,0 МПа, с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов, коэффициент условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Отвод ОГ4-ПТ 45-273x8-5D K52 УХЛ НП	ТТТ-01.02.04- 02 (версия 4.0)		шт.	1

Приложение В

Технические условия на подключение водовода



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»
(ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»)

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

«11» сентября 2025г

№ 09/6.2/11/09/1

Технические условия на подключение высоконапорного водовода по проекту 1325/17.2 (ИГНФ1-КП8) - Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И

1. Подключение высоконапорного водовода предусмотреть на площадке узла подключения водовода куста КП27И (площадка узла запроектирована отдельным проектом). Точка подключения представлена в приложении 1.
2. Диаметр в точке подключения – 168x10 мм.
3. Материал труб в точке подключения - трубы электросварные прямошовные группы 2, класса прочности K52, с внутренним защитным покрытием в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.
4. Рабочее давление в точке подключения – 17,993 МПа, расчетное - 21 МПа.
5. Качество закачиваемой воды представлено в приложении 2.
6. Предусмотреть на высоконапорном водоводе перспективные узлы подключения к КП11И (ПК2+63.62) и КП10И (ПК18+70.67).
7. Срок действия технических условий два года.

Приложение:

1. План подключения высоконапорного водовода
2. Качество закачиваемой воды.

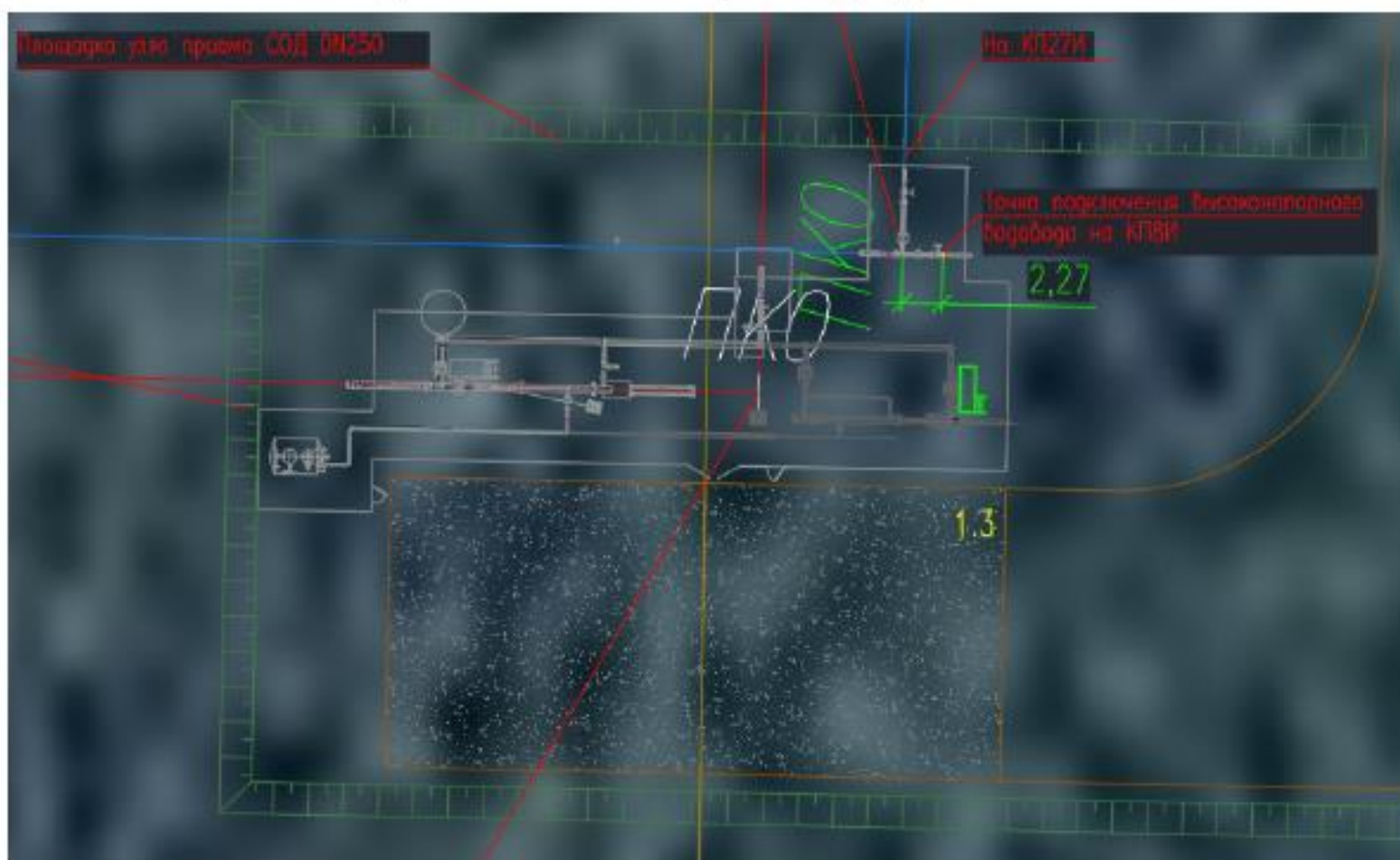
Начальник ОЭТ

ООО «Газпромнефть-Заполярье»

В.А. Гаврилов

Приложение 1

План подключения высоконапорного водовода на КПЛ№8



Приложение 2

Качество закачиваемой воды

Таблица 1.1. Физико-химическая характеристика воды Игнялинского ЛУ

Показатель	Результаты измерений			Нормативный документ
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	‰-экв/дм ³	
Натрий	43405	1887,995	38,935	ПНД № 14.1:2:4.135-98
Калий	1824,96	48,5	0,965	
Кальций	52890,18	2639,23	54,8	
Магний	3103,545	255,31	5,3	
Хлорид-ион	225225	6353,315	99,665	ГОСТ 26449.1 (п.9.1)
Сульфат-ион	847,525	17,66	0,275	ГОСТ 26449.1 (п.13.2)
Гидрокарбонат-ион	239,93	3,93	0,06	ГОСТ 26449.1 (п.7.2)
Карбонат-ион	< 8.1	-	-	ГОСТ 26449.1 (п.7.2)
Общая минерализация, г/дм ³	327,5			расчетный способ
Водородный показатель (рН), ед.рН	7,125			ГОСТ 26449.1 (п.4)
Удельная электропроводимость, мS/cm	231			Руководство по эксплуатации АНИОН 4100 мод. А 4155
Плотность, г/см ³	1,2183			ГОСТ 26449.1 (п.1)