



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Чайндинского НГКМ.
Реконструкция куста № 12, системы очистки,
утилизации подтоварной воды и стоков.
Реконструкция КНС на КП-12.**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	2285-26		07.04.26



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Чайнинского НГКМ.
Реконструкция куста № 12, системы очистки,
утилизации подтоварной воды и стоков.
Реконструкция КНС на КП-12.**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Главный инженер


Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.А. Ровенская

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	Изм.1,2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм.1,2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Обзорная схема высоконапорного водовода от УПН до куста N12	Изм.2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Гидравлическая схема системы В3. Этап 1 и 2	Изм.1,2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	План трассы высоконапорного водовода В3 от УПН (ПК0...ПК4+14,70) до куста КП-12. Сечения стоек	Изм.2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	План трассы высоконапорного водовода откачки В3 (ПК4+14,70...ПК12+16,70) до куста КП-12. Сечения стоек	Изм.2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	План трассы высоконапорного водовода В3(ПК12+16,70...ПК15+97,54) до куста КП-12. Сечения стоек	Изм.2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Принципиальная схема промышленной части высоконапорного водовода	Изм.2 (Зам.)

Взам. инв. №									
	Подпись и дата								
							ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-С-001		
2	-	Зам.	2285-26		07.04.26				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.		Федотов		07.04.26	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
	Н.контр.		Ровенская		07.04.26				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

От отдела Водоснабжения и канализация:

Начальник отдела

А. В. Федотов

От отдела металлоконструкций и прочностных расчетов:

Начальник отдела

М.А. Юдаков

Нормоконтролер

Е.В. Ровенская

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 1-1

1.1 ВВЕДЕНИЕ..... 1-1

1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ 1-1

1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА 1-1

1.3.1 Административное и географическое положение 1-1

1.3.2 Геолого-геоморфологическая характеристика 1-2

1.3.3 Почвенный и растительный покров..... 1-2

1.3.4 Гидрография..... 1-3

1.3.5 Климатическая характеристика 1-3

1.3.6 Инженерно-геологическое строение, тектоника 1-5

1.3.7 Гидрогеологические условия..... 1-6

1.3.8 Физико-механические свойства грунтов..... 1-6

1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.) 1-7

1.4.1 Криогенные процессы 1-7

1.4.2 Подтопление 1-8

1.4.3 Сейсмичность 1-8

1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА..... 1-9

1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА 1-9

1.7 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗОБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА..... 1-9

1.8 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА..... 1-10

1.8.1 Характеристика параметров трубопровода 1-10

1.8.2 Обоснование диаметров трубопроводов и требуемого напора..... 1-13

1.8.2.1 Гидравлический расчет. Этап первый, этап второй..... 1-13

1.8.2.2 Гидравлический расчет. Этап третий..... 1-14

1.8.3 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков на линейном объекте 1-17

1.8.4 Перспективные места для узлов приема и запуска СОД..... 1-18

1.8.5 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия..... 1-18

1.8.5.1 Переходы через автодороги 1-18

1.8.5.2 Переходы через водные преграды..... 1-19

1.8.5.3 Пересечения с надземными коммуникациями 1-19

1.8.5.4 Пересечения с подземными коммуникациями 1-19

1.8.6 Проектные решения по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов 1-20

1.9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ 1-24

1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА..... 1-24

1.11 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ..... 1-24

1.12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА 1-25

1.13 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА "О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ" 1-25

1.14 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ..... 1-26

2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ..... 2-1

2.1 НАЗНАЧЕНИЕ 2-1

2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ..... 2-1

2.2.1 Промысловые трубопроводы..... 2-1

2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА 2-1

2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ..... 2-1

2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-3
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-3
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2-4
2.5.3 Выборка типоразмеров труб	2-6
2.5.4 Расчет шага опор надземного трубопровода.....	2-7
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2-8
2.7 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-9
3 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
3.1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3-1
3.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3-1
3.3 СОКРАЩЕНИЯ	3-1
3.4 ОБЩИЕ ДАННЫЕ	3-1
3.5 КРИТЕРИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ	3-2
3.6 ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА	3-2
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПИСЬМО ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» ОБ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЁТА	Б-1

1 Технологические решения

1.1 Введение

В настоящем разделе запроектирован надземный промысловый высоконапорный водовод откачки подтоварной воды от границы с технологическим водоводом со стороны площадки УПН до границы площадки кустовой насосной станции Куста №12 на Чайдинском НГКМ.

В настоящем разделе описаны решения по линейной части проекта промыслового водовода, описание решений по технологическому водоводу приведены в Томе 4.6 «Технологические решения».

Согласно согласованным этапам строительства, высоконапорный водовод запроектирован во 2 этапе строительства.

1.2 Исходные данные

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- Задание на проектирование по объекту «Монтаж перемычек на существующие канализационные трубопроводы, для обеспечения перекачки стоков с БОВ-50 и БОВ-80 на КНС Куст №12 ЧНГКМ. Строительство объекта «Низконапорный водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 на ЧНГКМ» утвержденное генеральным директором ООО «ГПН-Заполярье» В.Б. Крупениковым, а также изменений №№1-7 к заданию на проектирование (Том 1 Приложение А);
- Изменение №8 к заданию на проектирование «Обустройство Чайдинского НГКМ. Реконструкция куста № 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.» (Том 1 Приложение А);
- материалов проекта «Обустройство нефтяной оторочки Ботуобинской залежи Чайдинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ. Этап 1,2» (шифр 4551Э1), выполненный ОАО «ВНИПИ газдобыча» в 2015 г;
- материалы проекта «Реконструкция УПН Чайдинского НГКМ. Фаза 1» (шифр 8765/2), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2019 г;
- Технический отчет по результатам обследования технического состояния существующих строительных конструкций ЧНФ1-ВНД-ИИ-ОССК.00.00, выполненный ООО «НефтеСтройПроект» в 2024 г.
- Материалы инженерных изысканий к данному проекту.

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

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

1.3.1 Административное и географическое положение

В административном отношении участок изысканий расположен на территории Ленского административного района Республики Саха (Якутия), приблизительно в 154 км к западу от г. Ленска и в 210 км юго-западнее г. Мирного.

Участок расположен в зоне средней тайги, характеризуется большой залесенностью. Транспортное сообщение с участком осуществляется автотранспортом по автодороге Ленск-Мирный, в зимний период снабжение производится по автозимнику «Виллой». В 182 км от ЧНГКМ расположен аэропорт города Талакана, который соединен с месторождением круглогодичной автодорогой.

Проектируемые объекты проходят по Чаяндинскому лицензионному участку.

В географическом отношении участок изысканий находится на восточной границе Приленского плато, в приводораздельной части долины р. Ньюи и р. Пеледуй. Район изысканий представляет собой крутосклонное денудационно-эрозионное плато с широким развитием солифлюкционных и осыпных процессов, сложенное терригенными, карбонатными и соленосными породами, занятое растительностью средней и южной тайги — сосново-лиственничными бруснично-мелкотравно-зеленомошными и кустарничково-зеленомошными лесами.

1.3.2 Геолого-геоморфологическая характеристика

В геоморфологическом отношении проектируемая трасса проходит по Приленскому плато.

Рельеф денудационного наклонного Приленского плато представляет собой чередование невысоких гряд, прорезанных глубокими эрозионными долинами впадающих в р. Лену ее левых притоков. Абсолютные отметки по трассе составляют в среднем 300-400 м, местами встречаются поднятия до 500-600 м.

Приленское плато сложено главным образом карстующимися породами (гипсы, известняки), подверженными размыву. Широко развиты термокарстовые процессы. В долинах широкое проявление имеют процессы линейной и боковой эрозии.

В пределах участка распространены осадочные формации коренных пород, представленными известняками, доломитами, песчаников, плотных известняков и пород менее прочных – аргиллитов, алевролитов, мергелей.

Четвертичные образования генетически представлены аллювиальными (песок, глины), элювиальными (продукт разрушения подстилающих скальных и полускальных карбонатных и терригенных пород), делювиальными (суглинков, супесей и песков с включением обломочного материала), органогенными и техногенными отложениями.

Район работ относится к Якутскому артезианскому бассейну. Гидрографическая сеть района работ развита хорошо. Наиболее крупными водными артериями являются реки Лена, Ньюи и их притоки.

В зоне сплошного распространения многолетней мерзлоты, мерзлые грунты служат водонепроницаемым экраном. По положению в разрезе здесь выделяются надмерзлотные воды сезонноталого слоя и несквозных таликов.

Район изысканий характеризуется островным распространением мерзлоты и по условиям существования мерзлых пород относится к Тунгусскому региону. Острова мерзлых пород приурочены в основном к затененным, заторфованным долинам рек, к заболоченным замшелым участкам водоразделов и занимают до 20-35% площади. Мощность мерзлой толщи в пределах Тунгусского региона изменяется от 10-25 м до 199 м, местами более.

1.3.3 Почвенный и растительный покров

В границах размещения проектируемой трассы водовода представлены сосново-лиственничные и лиственнично-сосновые, местами с участием ели и березы брусничные леса, сосновые разнотравные вторичные леса, березово-еловые разнотравные леса, лиственнично-еловые с участием ерника зеленомошные леса, а также лиственнично-сосновые зеленомошные и лиственнично-сосновые с участием березы и ерника редколесья на мерзлотных дерново- и перегнойно-карбонатных почвах, осоково-вейниковые кочкарники и травяные болота на мерзлотных торфяно-болотных почвах.

1.3.4 Гидрография

Район работ расположен на водоразделе долин рек Кучугуй-Монуолах, Кудулах, и водные объекты здесь — верхние звенья их гидрографических сетей. Исследуемые водные объекты представлены временными ручьями и ложбинами стока. Проектируемые сооружения водные объекты не пересекают.

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

1.3.5 Климатическая характеристика

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений ближайших метеостанции Комака.

Климат района расположения новой трассы — резко континентальный с большими годовыми колебаниями температур и недостаточным количеством выпадающих осадков.

Зима (октябрь—апрель) — самое продолжительное время года. В этот период преобладает антициклональный тип погоды — ясный, морозный и сухой. Число штилей при этом достигает от 30% до 70%, а средняя скорость ветра редко превышает 2 м/с. Безветрие в сочетании с небольшим притоком солнечного тепла приводит к выхолаживанию воздуха и его застою, от чего температура его падает до минус 50°С... минус 60°С. Частично столь низкие температуры обусловлены также мощными температурными инверсиями.

Весна наступает в мае под влиянием выноса тёплых воздушных масс из южных широт. Усиливается циклоническая деятельность. Погода в весенний период — неустойчивая и ветреная (средняя скорость ветра 2,5 — 3,5 м/с). Часты снегопады; осадки увеличиваются по сравнению с зимой почти в три раза. Температура воздуха повышается интенсивно — до 15 °С от месяца к месяцу. Однако в тылу циклонов часто наблюдаются вторжения холодных арктических масс, вызывающих возврат холодов, при которых в мае температура может падать до минус 20 °С.

Лето (июнь—август) сопровождается усиленным прогреванием территории, в связи с чем устанавливается пониженное атмосферное давление. Циклоническая деятельность и увеличение абсолютной влажности обуславливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связаны с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии. Абсолютные максимумы температуры достигают +39,2 °С. Сочетание высоких температур и малого количества осадков вызывает в отдельные годы засухи.

Осень, начинающаяся в сентябре, характеризуется усиленным вторжением арктических масс в тылу циклонов, а также приходом антициклонов с севера. Постепенно устанавливается ясная морозная погода. Падение температур осенью также быстро, как и рост их весной. В октябре обычно уже устанавливается зимний режим погоды.

Климатические параметры холодного периода года приняты по измерениям метеостанции Комака, за период наблюдений 1966-2023 гг. приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1-Климатические параметры холодного периода года

Климатическая характеристика	МС Комака
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98	-54
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92	-52
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98	-52
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92	-50

Климатическая характеристика	МС Комака
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94	-61
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-61,1
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	12,4
Продолжительность, сут., и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 °С	180/-13,0
То же, ≤ 8 °С	156/-14,2
То же, ≤ 10 °С	134/-18,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	78
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %	78
Количество осадков с ноября по март, мм	108
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	2,4
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	-

Климатические параметры теплого периода года приняты по измерениям метеостанции Комака, за период наблюдений 1966-2023 гг. приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2- Климатические параметры теплого периода года

Климатическая характеристика	МС Комака
Барометрическое давление, гПа	1018
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	26
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	22
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	39,2
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	16,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	50
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	290
Суточный максимум осадков, мм	53
Преобладающее направление ветра с июня по август	С

Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0,4
--	-----

В соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» Актуализированная версия СНиП 23-01-99* рассматриваемый район относится к климатическому подрайону I Д с наиболее суровыми условиями.

Территория, на которой расположены трассы трубопроводов в разрезе районирования РФ для зданий и сооружений согласно СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» (актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) подразделяется на районы:

- по весу снегового покрова (Карта 1) – IV; нормативное значение веса снегового покрова – 2,0 кН/м²;
- по давлению ветра (Карта 2) – Ia; нормативное значение ветрового давления – 0,17 кПа;
- по толщине стенки гололеда (Карта 3) – II; толщина стенки гололеда - 5 мм;
- по нормативным значениям минимальной температуры воздуха, °С (карта 4) – минус 50°С
- по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °С (карта 5) – плюс 34°С.

1.3.6 Инженерно-геологическое строение, тектоника

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

По результатам буровых работ, до глубины 17,0 м выделено четыре стратиграфо-генетических комплексов (СГК):

СГК – I. Голоценовые техногенные образования (tQIV):

Техногенный грунт – песок мелкий неоднородный пластичномерзлый слабобльдистый, в талом состоянии плотный средней степени водонасыщения, с прослоями песчаника. Грунты относятся к сезонномерзлым. Грунт крайне разнороден и содержит большое количество посторонних включений: строительного мусора и остатков органического вещества. Встречается на участках, вовлеченных в хозяйственную деятельность человека. Мощность 0,4-2,9 м.

СГК – II. Нерасчлененные элювиально-делювиальные отложения (e,dQ III-IV)

Элювиально-делювиальные отложения широко развиты. Залегают под техногенными, элювиальными грунтами, подстилаются коренными отложениями. Разрез данного СГК представлен тальми и многолетнемерзлыми грунтами - суглинками с характерным для данного типа грунтов включением крупнообломочного материала. Мощность колеблется в пределах 0,1-4,4 м.

СГК – III. Элювиальные отложения (e J)

Данные грунты на изыскиваемой территории образовались в результате физического выветривания, вызываемого колебаниями температуры, замерзанием и оттаиванием воды в трещинах. Отложения залегают на разных глубинах в виде мощных прослоев в коренных отложениях. Представлены суглинками щебенистыми, щебенистым грунтом в талом и мерзлом состояниях. Мощность 0,4-6,0 м.

СГК –IV. Комплекс осадочных и метаморфических пород нижней юры (J1)

Развиты широко. Это аргиллиты как в морозном, так и талом состоянии, песчаники талые. Часто встречаются прослой алеволита до 0,2 м. Вскрытая мощность 0,3-13,0 м.

В тектоническом отношении участок изысканий располагается в пределах Алданской провинции фундамента Сибирской платформы. Выделяются следующие типы геологических структур (структурные этажи): раннедокембрийского кристаллического фундамента,

платформенного рифейско-мезозойского чехла, мезозойской тектоно-магматической активизации.

1.3.7 Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении территория проектируемой трассы относится к Алданскому гидрогеологическому массиву с наложенными бассейнами пластово-трещинных и трещиннокарстовых вод.

На территории изысканий спорадическое распространение получил водоносный комплекс поровых и порово-пластовых вод четвертичных отложений. Движение подземных вод, в основном, осуществляется посредством стока в пониженные формы рельефа, в результате чего образуются мочажины и заболоченные участки, а в зимнее время – склоновые наледи на участках распространения талых пород. Воды относятся к классу надмерзлотного типа верховодки. Зависимость от количества выпадающих атмосферных осадков и резкое уменьшение дебита зимой исключают эти воды для широкого производственно-хозяйственного применения, но они могут быть использованы для местных нужд. Разгрузка осуществляется либо путем инфильтрации в нижележащие трещиноватые и закарстованные породы, либо путем подземного стока в русла рек.

Наличие мерзлоты значительно влияет на условия распределения и формирования ресурсов подземных вод, а также обеспечивает их защиту от загрязнения. Области питания вод охватывают талые зоны в долинах рек, на водоразделах и склонах южной экспозиции. Многолетнемерзлые породы, являющиеся водоупором для вод деятельного слоя, определяют большую влажность сезонно талых грунтов.

Следует отметить, что в периоды снеготаяния и обильных затяжных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 1,0-1,5 м. Подъем уровня грунтовых вод обусловлен слабой испаряемостью с поверхности, глубоким сезонным промерзанием, затрудненным поверхностным стоком в силу незначительных уклонов поверхности в пределах площадки и особенностями микрорельефа.

1.3.8 Физико-механические свойства грунтов

В пределах трассы проектируемого водовода до глубины 17,0 м выделено восемь инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и один слой.

ИГЭ–Н – Техногенный - песок мелкий неоднородный пластичномерзлый слабобльдистый, в талом состоянии плотный средней степени водонасыщения, с прослоями песчаника. Грунты относятся к сезонномерзлым. Грунт крайне разнороден и содержит большое количество посторонних включений: строительного мусора и остатков органического вещества. Мощность отложений 0,4-2,9 м. Глубина кровли 0,0 м, подошвы 0,4-2,9 м.

ИГЭ №1 - Суглинок пылеватый тяжелый тугопластичный минеральный незасоленный среднепучинистый с включением щебня 11,6%. Мощность отложений 0,3-3,8 м, глубина кровли 0,0-1,2 м, подошвы 0,7-4,0 м.

ИГЭ–1м – Суглинок пылеватый легкий пластичномерзлый слабобльдистый минеральный незасоленный, в талом состоянии текучепластичный, среднепучинистый, просадочный, массивной криотекстуры. Мощность отложений 0,7-4,4 м, глубина кровли 0,1-4,0 м, подошвы 1,5-5,4 м.

ИГЭ – 3 - Щебенистый грунт сильновыветрелый малопрочный влажный. Заполнитель: суглинок песчаный легкий твердый минеральный незасоленный непучинистый 32,5%. Мощность отложений 0,5-1,6 м, глубина кровли 1,4-4,0 м, подошвы 3,0-4,5 м.

ИГЭ–3м - Щебенистый грунт средней прочности нельдистый незасоленный, массивной криотекстуры. Мощность отложений 1,0-3,0 м, глубина кровли 3,0-11,0 м, подошвы 4,0-13,7 м

ИГЭ –6м - Суглинок щебенистый пылеватый легкий слабодистый, в талом состоянии тугопластичный, просадочный, массивной криотекстуры. Мощность отложений 0,4-6,0 м, глубина кровли 3,0-15,0 м, подошвы 3,4-17,0 м.

ИГЭ-4м - Аргиллит средней прочности плотный размягчаемый слабодистый, массивной криотекстуры, RQD менее 25 %. Мощность отложений 0,3-13,0 м, глубина кровли 1,0-14,6 м, глубина подошвы 2,0-17,0 м.

ИГЭ - 5 - Аргиллит средней прочности плотный среднепористый размягчаемый, RQD менее 25 %. Мощность отложений 0,8-3,6 м, глубина кровли 1,5-3,7 м, глубина подошвы 4,0-6,4 м.

Слой – 5м - Песчаник средней прочности размягчаемый нельдистый. Мощность отложений 1,0-3,0 м, глубина кровли 3,8-8,2 м, глубина подошвы 4,8-11,2 м.

Согласно приложения В таблицам В 1.2 СП 28.13330.2017 грунты слабоагрессивны к марке W4, и неагрессивны к остальным маркам и цементам. По содержанию хлоридов грунты слабоагрессивны к арматуре в бетоне марок W4- W6 и неагрессивны к арматуре железобетонных конструкций.

В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 грунты по отношению к углеродистой и низколегированной стали высокоагрессивны (по наихудшему показателю).

По таблице X5 СП 28.13330.2017 грунты среднеагрессивны к металлическим конструкциям. В соответствии с таблицей B22 ГОСТ 25100-2020 грунты незасоленные – сумма солей 0,141 %.

Согласно ГОСТ 25100-2020, ГОСТ 28622-2012 грунты 1, 1м относятся к среднепучинистым, ИГЭ Н, 3 - непучинистые.

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

Специфическими особенностями инженерно-геологических условий работ является расположение проектируемых объектов в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Поверхностный покров формируется под действием морозного выветривания и мерзлотных деформаций в расположенном над многолетней мерзлотой активном (деятельном) слое сезонного промерзания/оттаивания. На участках работ присутствует заболоченность.

В пределах исследуемой территории получили распространение экзогенные и эндогенные процессы.

Внешние геологические процессы, отрицательно влияющие на условия строительства и эксплуатацию существующих объектов, имеют широкое распространение. В пределах исследуемой территории выявлены следующие виды процессов: криогенные и подтопление, которые в соответствии с п. 5.12 СП446.1325800.2019 относятся к опасным геологическим и инженерно-геологическим процессам.

1.4.1 Криогенные процессы

Криогенные геологические процессы и явления связаны с промерзанием грунтов. Промерзание сопровождается морозным пучением грунтов в зимний период и осадками в период оттаивания мерзлоты. Район работ характеризуется глубоким сезонным промерзанием-оттаиванием грунтов, которое оказывает влияние на развитие процессов сезонного пучения грунтов. Глубина сезонного оттаивания находится в прямой зависимости от мощности снежного покрова, количества выпавших осадков в весенне-летне-осенний период, литологии грунтов, экспозиции склона.

Наибольшая величина пучения наблюдается на переувлажненных участках. Повышение влажности грунтов, подвергающихся сезонному промерзанию-оттаиванию,

увеличивает степень их морозного пучения, вызывает усиление грунтовой коррозии, что влияет на эксплуатационную надежность сооружений.

Морозное пучение широко распространено на исследуемой территории. В случае устройства открытых выработок в талых грунтах в холодный период года промерзание грунта будет происходить на большую глубину и распространение процесса морозного пучения соответственно увеличится.

В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по пучению (потенциальная площадная пораженность территории более 75%) оценивается как весьма опасная.

1.4.2 Подтопление

Принимая во внимание изменение гидрогеологических условий района изысканий и согласно критериям типизации территорий по подтопляемости (Приложение И СП 11-105-97, часть 2) следующие участки трассы относятся к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A), а по времени развития процесса I-A-1 – Постоянно подтопленные, I-A-2 - Сезонно (ежегодно) подтапливаемые. Попикетная привязка участков различных по типам подтопления приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3- Типизация по подтоплению

Наименование сооружения	ПК+	Типизация по подтоплению
Водовод УПН-Куст №12	ПК05+31.35-ПК06+30.59	I-A-2 - Сезонно (ежегодно) подтапливаемый
	ПК08+15.86 – ПК08+64.94	I-A-2 - Сезонно (ежегодно) подтапливаемый
	ПК08+64.94 – ПК09+27.45	I-A-1 – Постоянно подтопленный
	ПК9+27.45-ПК9+55.60	I-A-2 - Сезонно (ежегодно)
	ПК12+05.25-ПК12+29.35	подтапливаемый
	ПК12+95.15-ПК13+15.12	I-A-2 - Сезонно (ежегодно)

Общая пораженность территории процессом подтопления менее 50 %. В соответствии с СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по подтоплению территории оценивается как умеренно опасная.

Коэффициент фильтрации по справочным данным составляет:

- ИГЭ-Н- 5 м/сут.;
- ИГЭ-1- 0,05 м/сут.;
- ИГЭ-3- 100 м/сут.;
- ИГЭ-5- 0,01 м/сут.

Для защиты подземных сооружений, котлованов и траншей от подземных вод в периоды строительства и (или) эксплуатации применяют искусственное понижение уровня подземных вод путем устройства водоотлива, водопонизительных скважин, иглофильтров, электроосмоса и дренажа в соответствии с требованиями СП 22.13330.2016.

1.4.3 Сейсмичность

В настоящее время нормативным комплектом карт является ОСР-2015. По карте В ОСР-2015 район характеризуется прогнозной сейсмической интенсивностью менее 6 баллов с периодом повторяемости один раз в 1000 лет (СП 14.13330.2018 п.4.3, п. 4.4).

В соответствии с СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по землетрясениям оценивается: как – умеренно опасная.

На момент проведения изысканий проявления других опасных геологических и инженерно-геологических процессов (склоновых и т.д.), которые могли бы негативно

повлиять на устойчивость поверхностных и глубинных грунтовых массивов территории, на дневной поверхности исследуемой территории не обнаружены.

1.5 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 (Приложение М ЧНФ1-КП12-ИИ-ИГИ01.01-ТЧ-001).

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

На момент проведения изысканий (февраль-апрель, июль 2024 г) до вскрытой скважинами глубины 17,0 м, появление и установление грунтовых вод зафиксировано в интервале глубин 0,8-4,5 м от поверхности рельефа (482,62-488,62 мБС). Воды безнапорные.

Глубины залегания уровней грунтовых вод и даты проведения замеров указаны на продольных профилях, разрезах и в колонках скважин в материалах инженерных изысканий (ЧНФ1-КП12-ИИ-ИГИ02.01-ГЧ).

Водовмещающими грунтами являются суглинки тугопластичные, песок (насыпной), аргиллиты по трещинам.

Локальным водоупором являются многолетнемерзлые, а также скальные грунты.

Для определения степени агрессивности воздействия подземных вод был выполнен химический анализ, который приведен в приложении ЧНФ1-КП12-ИИ-ИГИ.01.03-ТЧ-ПрилЮ-022.

Согласно таблиц В. 3, 4, 5 приложения В и таблице Г.2 приложения Г СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии» грунтовые воды неагрессивны ко всем маркам и бетонам. По таблице Х.3 воды среднеагрессивны к металлическим конструкциям.

По химическому составу воды относятся к гидрокарбонатная натриево-магниевая, весьма пресная, умеренно жесткая (жесткость карбонатная) с минерализацией до 0,255 г/л.

Следует отметить, что в периоды снеготаяния и обильных затяжных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 1,0-1,5 м. Подъем уровня грунтовых вод обусловлен слабой испаряемостью с поверхности, глубоким сезонным промерзанием, затрудненным поверхностным стоком в силу незначительных уклонов поверхности в пределах площадки и особенностями микрорельефа.

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

В соответствии с п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование режим работы высоконапорного трубопровода разделен на три этапа:

Этап первый - работа высоконапорного трубопровода в режиме низконапорного трубопровода с учетом фактического напора существующего насосного оборудования станции перекачки пластовой воды, установленной на площадке УПН и реконструкции существующей БКНС на КП-12 с давлением поглощения на устье не менее 5 МПа.

В данном этапе весь объем жидкости направляется на куст КП-12.

Этап второй - работа высоконапорного трубопровода в режиме низконапорного трубопровода с учетом фактического напора существующего насосного оборудования станции перекачки пластовой воды, установленной на площадке УПН и строительства новой БКНС на КП-12 с давлением поглощения на устье не менее 12 МПа.

В данном этапе также весь объем жидкости направляется на куст КП-12.

Этап третий - работа высоконапорного трубопровода в режиме высоконапорной системы поддержания пластового давления с возможностью закачки в пласт продукции с давлением поглощения на устье не менее 12 МПа. Строительство БКНС на территории УПН для обеспечения режима работы водовода в третьем этапе будет предусмотрено отдельным проектом ЧНФ1-ППД и данным проектом не решается.

В третьем этапе предусматривается возможность подключения перспективных направлений для организации системы ППД на кустовых площадках, для чего предусматривается установка перспективной запорной арматуры на проектируемом водоводе.

Объем перекачиваемой жидкости в первом и втором этапах принят из расчета поступления жидкости на КП-12 до 3000 м³/сут (п.11.2 изменения №8 к заданию на проектирование).

Объем перекачиваемой жидкости в третьем этапе, с учетом перспективных направлений, согласно п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование, составляет 6000 м³/сут, при этом следует учесть, что данный расход предусматривается до точки подключения перспективных направлений, далее на куст КП-12 объем перекачиваемой жидкости составляет 1012 м³/сут (согласно письму ООО «Газпром-Заполярье» от 26.03.2026 г., Приложение Б к данному тому).

Фактическое давление в начальной точке высоконапорного водовода в первом и втором этапах зависит от существующего насосного оборудования станции перекачки пластовой воды, установленной на площадке УПН (насосы ЦНС 105-98, согласно данным проекта «Реконструкция УПН Чайдинского НГКМ. Фаза 1», шифр 8765/2) и с учетом потерь и геометрических отметок в точке подключения составляет 0,92 МПа.

Необходимое давление на устье поглощающих скважин в первом этапе составляет не менее 5 МПа (п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование).

Необходимое давление на устье поглощающих скважин во втором и третьем этапах составляет не менее 12 МПа (п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование).

Температура перекачиваемой среды, согласно п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование, составляет от плюс 5 до плюс 70 градусов, при тепловых обработках внутренней полости трубопровода до плюс 80 градусов.

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

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

Обзорная схема высоконапорного водовода «УПН-куст №12» представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

1.8 Показатели и характеристика технологического оборудования и устройств линейного объекта

1.8.1 Характеристика параметров трубопровода

В соответствии с заданием на проектирование данным проектом предусматривается строительство высоконапорного водовода откачки подтоварной воды «УПН-куст №12».

В данной части проекта предусматривается проектирование линейной части промышленного водовода откачки подтоварной воды от границы с технологическим водоводом со стороны площадки УПН до границы куста КП-12 длиной 1,741 км.

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

Линейная часть промышленного водовода прокладывается по существующим надземным эстакадам на высоте от 0,40 м до 5,86 м от земли до низа изоляции трубы. В соответствии с результатом обследования существующей эстакады, которое приведено в Техническом отчете ЧНФ1-ВНД-ИИ-ОССК.00.00, строительные конструкции удовлетворяют

требованиям по первой и второй группам предельных состояний, с учетом вновь проектируемого трубопровода.

Высоконапорный трубопровод предусмотрен диаметром 219x10 из трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним защитным покрытием и наружным антикоррозионным покрытием. Трубы поставляются в заводской теплогидроизоляции толщиной 100 мм в оцинкованной оболочке с электрообогревом на основе кабеля постоянной мощности. Нанесение наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия предусматривается на Заводе-Изготовителе. Изоляция сварных стыков трубопроводов предусмотрена заводскими комплектами теплогидроизоляции сварного соединения трубопровода (КТС). КТС состоит из термоусаживающейся манжеты и комплекта ППУ теплоизоляции и стального кожуха с защитой термоусаживающейся манжетой или лентой.

Соединительные детали промышленного водовода приняты из бесшовной горячедеформированной трубы из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48 по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. В проекте предусмотрены приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Все соединительные детали трубопровода, рассчитаны на давление $P_{расч}=16,0$ МПа, детали трубопровода (кроме тройников) поставляются в заводской теплоизоляции из ППУ в защитной оболочке ОЦ с электрообогревом. Для тройников теплоизоляция из ППУ в защитной оболочке ОЦ предусматривается по месту после монтажа кабеля электрообогрева.

В соответствии с требованиями 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;
- 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 «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-01.

На линейной части промышленного водовода предусмотрены:

- установка перспективной задвижки (ПК4+92,93) для подключения трубопровода от канализационных очистных сооружений (КОС);
- установка перспективной задвижки (ПК11+71,96) для подключения трубопроводов перспективных кустов (проект ЧНФ1-ППД);
- установка перспективных задвижек для возможности подключения мобильных камер запуска и приёма СОД на пикетах (ПК4+88,85) и (ПК18+10,78);
- байпасное отсечение трубопровода для возможности монтажа катушки под ОПИ (ПК2+79,26);
- компенсаторы;
- спускники в пониженных участках трассы;
- воздушник в повышенном участке трассы (при переходе через автодорогу).

Углы поворота трасс промышленного водовода для участка, на котором предусматривается возможность пропуска очистных снарядов, выполняются отводами горячего гнущего с радиусом изгиба 5DN, тройники на данном участке предусмотрены с решеткой. На остальных участках предусматриваются отводы радиусом изгиба 1,5DN, так как на них не предусмотрен пропуск очистных устройств.

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 перспективном узле приема СОД.

Установка УКК предусматривается с врезкой в надземный промысловый водовод на участке после перспективной камеры приема СОД.

В местах врезок спускников и воздушников на трубопроводе применяются узлы заводского изготовления с внутренним и наружным покрытием с применением втулок защиты сварного шва.

Материальное исполнение фланцевой арматуры принято из коррозионностойкой стали 12X18H10T с давлением 16,0 МПа в комплекте с ответными фланцами с катушкой под внутреннее покрытие, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Во фланцевых соединениях применяются прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08X18H10 или аналогичной.

В качестве опор для надземных участков трубопроводов выбраны опоры корпусные хомутовые типа КХ по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ-01.07.03-01.

Конструктивные решения несущих конструкций и отдельных элементов опор приведены в Томе 4.4.1 «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

Проектируемый промысловый водовод должен иметь опознавательную окраску в соответствии с Руководством по использованию корпоративного стиля ОАО «Газпром нефть», ГОСТ Р 71918-2024.

На всем протяжении трубопроводы должны представлять электрическую цепь и должны быть электрически присоединены к заземляющим устройствам.

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 80°С.

Материальное исполнение и типоразмер труб представлен в разделе 2 «Материальное исполнение».

Перекачиваемая среда – подтоварная вода с подтвержденными высокоагрессивными свойствами, согласно отчета о научно-исследовательской работе 9465-нир-к1, выполненным ПАО «Гипротюменьнефтегаз» в 2022 г. Качественный состав перекачиваемой подтоварной воды представлен в таблице (Таблица 1.4).

Таблица 1.4- Качественный состав подтоварной воды

№ п/п	Шифр пробы	Наименование показателей	Единицы измерения	Результаты испытаний	
1	№432 (подтоварная вода с 10Р)	Сульфат-ион	мг/дм ³	1512	
		Хлорид-ион		33242	
		Гидрокарбонат-ион		281	
		Барий		0	
		Стронций		186	
		Кальций		11280	
		Натрий+Калий		4801	
		Магний		2340	
		Железо		100	
		Общая минерализация		53742	
		рН		ед	4,61
		КВЧ		мг/дм ³	504,8
		Плотность при 20 °С	кг/дм ³	1,041	

Планы трассы высоконапорного водовода, а также его размещение на сечениях, приведены на чертежах ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-003÷ ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-005.

Принципиальная технологическая схема линейной части проектируемых трубопроводов Чаяндинского месторождения представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

1.8.2 Обоснование диаметров трубопроводов и потребного напора

Для определения диаметра высоконапорного водовода «УПН - куст №12», а также определения необходимого напора, выполнен гидравлический расчет по двум этапам работы:

Этапы первый и второй - работа высоконапорного трубопровода в режиме низконапорного трубопровода.

Этап третий - работа высоконапорного трубопровода в режиме высоконапорной системы поддержания пластового давления.

Гидравлический расчет по *этапам первому и второму* проведен на весь участок водовода от площадки УУВ (поз.205 на генплане), расположенной на существующей площадке УПН Чаяндинского НГКМ до реконструируемой существующей БКНС (этап первый) и вновь проектируемой блочной кустовой насосной станции (этап второй), которую предполагается разместить на месте реконструируемой существующей БКНС на кустовой площадке КП-12. В связи с тем, что расположение реконструируемой БКНС и вновь проектируемой БКНС одинаковое, расчет выполнен один на первый и второй этапы.

Гидравлический расчет по *этапу третьему* проведен на весь участок водовода от предполагаемого размещения новой БКНС на существующей площадке УПН Чаяндинского НГКМ (проект ЧНФ1-ППД) до устьев поглощающих скважин, расположенных на существующей площадке куста №12, с учетом перспективных кустов №№3,6,17 по предоставленным данным от Заказчика.

1.8.2.1 Гидравлический расчет. Этап первый, этап второй

Данный расчет проведен с целью:

- определения достаточности начального фактического давления в точке подключения в районе площадки УУВ (поз.205 на генплане) для подачи подтоварной воды в реконструируемую существующую БКНС (этап первый) и вновь проектируемую БКНС (этап второй);
- проверки принятого диаметра высоконапорного водовода.

Исходные данные для выполнения гидравлического расчета:

- принятый диаметр водовода 219х10 из трубы из низколегированной хладостойкой стали с внутренним защитным и наружным антикоррозионным покрытием;
- начальное давление в точке подключения в районе площадки УУВ (поз.205 на генплане), расположенной на существующей площадке УПН Чаяндинского НГКМ 0,92 МПа;
- объем жидкости принят из расчета поступления жидкости на КП-12 до 3000 м³/сут (п.11.2 изменения №8 к заданию на проектирование), (125 м³/ч, 34,73 л/с);
- температура жидкости 70°С;
- шероховатость для стальных труб с внутренним покрытием- 0,1;
- общая длина трубопровода -2,747 км;
- абсолютная отметка в начале участка в районе площадки УУВ – 493,700;
- абсолютная отметка в конце участка перед БКНС – 482,300.

Гидравлический расчет выполнен при помощи программного обеспечения «Гидросистема», версия 4.7 R2 НТП «Трубопровод».

Гидравлическая схема водовода по этапу первому и этапу второму представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Результаты расчета по этапу первому приведены в Таблице 1.5.

В соответствии с расчетными данными, можно сделать вывод, о достаточности начального давления 0,92 МПа и диаметра 219х10,0 м трубопровода для подачи в БКНС на площадку КП12.

1.8.2.2 Гидравлический расчет. Этап третий

Данный расчет проведен с целью:

- определения начального давления в точке подключения в районе предполагаемого размещения новой БКНС на существующей площадке УПН для обеспечения необходимого давления на устье нагнетательных скважин не менее 12 МПа;
- проверки принятого диаметра высоконапорного водовода.

Исходные данные для выполнения гидравлического расчета:

- принятый диаметр водовода 219х10 из трубы из низколегированной хладостойкой стали с внутренним защитным и наружным антикоррозионным покрытием (от площадки УПВ до кустовой площадки УПН);
- диаметры к перспективным кустовым площадкам №3,6,17 приняты по данным Заказчика;
- необходимое давление на устье нагнетательных скважин не менее 12 МПа;
- общий объем жидкости не более 6000 м³/сут, 250 м³/ч, 69,45 л/с (п.11.4 Изм.№8 к заданию на проектирование);
- объем жидкости на каждую кустовую площадку принят по исходным данным заказчика по письму ООО «Газпром-Заполярье» от 26.03.2026 г. (Приложение Б);
- температура жидкости 70°С;
- шероховатость для стальных труб с внутренним покрытием- 0,1;
- длины трубопроводов приняты по исходным данным заказчика по письму ООО «Газпром-Заполярье» от 26.03.2026 г. (Приложение Б);
- абсолютная отметка в начале участка в районе перспективной БКНС (проект ЧНФ1-ППД)– 492,000;
- абсолютные отметки у каждой кустовой площадки приняты по данным инженерных изысканий по проекту ЧНФ1-ППД.

Гидравлический расчет выполнен при помощи программного обеспечения «Гидросистема», версия 4.7 R2 НТП «Трубопровод».

Гидравлическая схема водовода по этапу третьему представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Результаты расчета по этапу третьему приведены в Таблице 1.6.

В соответствии с расчетными данными, можно сделать вывод, что для закачки в самые удаленные кусты от УПН с необходимым давлением на устье нагнетательных скважин 12,0 МПа, будет достаточно давление на выходе с площадки УПН 13,86 МПа.

По решению Заказчика за расчетное давление в водоводе откачки подтоварной воды принимается $P_{расч}=16,0$ МПа.

Таблица 1.5- Результаты расчета. Этап первый, этап второй

№№ п/п	Ветвь	Продукт	Расход, м3/час	Длина, м	Диам. вн. 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	1-2_УУВ -- т.вр.КНС	Подтоварная вода	125	261,0	199	1,13	983.80	2,95	0,30	-0,22	0,920	0,889	70.00	70.00	
2	2-3_ т.вр.КНС -- УПН/лин.часть	Подтоварная вода	125	151,0	199	1,13	983.80	1,71	0,17	-0,08	0,889	0,871	70.00	70.00	
3	3--4_УПН/лин.часть -- промысл.тр.	Подтоварная вода	125	318,0	199	1,13	983.80	3,60	0,36	-1,45	0,871	0,846	70.00	70.00	
4	4-5 промысл.тр -- т.вр.КОС	Подтоварная вода	125	253,0	199	1,13	983.80	2,86	0,28	0,84	0,846	0,806	70.00	70.00	
5	5-6 т.вр.КОС -- т. вр. кусты	Подтоварная вода	125	554,0	199	1,13	983.80	6,26	0,63	-3,38	0,806	0,771	70.00	70.00	
6	6-7 т. вр. кусты -- КП12	Подтоварная вода	125	934,0	199	1,13	983.80	10,56	1,06	-5,19	0,771	0,706	70.00	70.00	
7	7-8_КП12 -- БКНС	Подтоварная вода	125	276,0	199	1,13	983.80	3,12	0,31	-1,92	0,706	0,690	70.00	70.00	

Таблица 1.6- Результаты расчета. Этап третий

№№ п/п	Ветвь	Продукт	Расход, м3/час	Длина, м	Диам. вн. 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	1-2_БКНС(УПН)-БНГ-2(УПН)	Очищенная ПВ	250,0	220,0	199	2,256	983.56	9,83	2,98	1,50	13,860	13,712	70.00	70.00	
2	2-3_БНГ2(УПН)-т.вр.КП12	Очищенная ПВ	192,2	1310,0	199	1,734	983.56	34,60	3,46	-4,09	13,712	13,372	70.00	70.00	
3	3-4_т.вр.КП12-КП12	Очищенная ПВ	42,19	890,0	199	0,41	983.44	1,38	0,14	-6,79	13,372	13,424	70.00	70.00	
4	4-5_КП12-нагнет.скв	Очищенная ПВ	8,44	250,0	77	0,52	983.39	2,33	1,23	-1,56	13,424	13,404	70.00	70.00	
5	3-6_т.вр.КП12-т.вр.КП3	Очищенная ПВ	150,0	2320,0	199	1,353	983.43	37,33	3,70	-9,76	13,372	13,060	70.00	70.00	
6	6-7_т.вр.КП3- КП3	Очищенная ПВ	36,0	720,0	98	1,35	983.36	29,28	2,92	-7,05	13,060	12,808	70.00	70.00	
7	7-8_КП3-нагнет.скв	Очищенная ПВ	18,0	130,0	77	1,10	983.87	4,88	1,50	-0,72	12,808	12,751	70.00	70.00	
8	6-9_т.вр.КП3-т.вр.КП17	Очищенная ПВ	114,01	2050,0	199	1,03	983.27	19,51	1,95	-19,65	13,060	13,040	70.00	70.00	
9	9-10_т.вр.КП17 – КП17	Очищенная ПВ	51,01	3130,0	148	0,84	983.21	29,79	2,98	-113,0	13,040	13,842	70.00	70.00	
10	10-11_КП17 – нагнет.скв.	Очищенная ПВ	12,75	80,0	77	0,79	983.21	1,59	1,16	-0,60	13,842	13,820	70.00	70.00	
11	9-12_т.вр.КП17-КП6	Очищенная ПВ	63,0	6550,0	148	1,03	983.28	92,22	9,22	-7,40	13,040	12,100	70.00	70.00	
12	12-13_КП6-нагнет.скв.	Очищенная ПВ	21,0	150,0	77	1,28	983.28	7,56	1,75	-0,68	12,100	12,000	70.00	70.00	

1.8.3 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 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 труб из 09Г2С и металлоконструкций применять электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

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. Гарантийные стыки, захлесты, ввариваемые вставки, швы приварки арматуры, переходы над автодорогами подвергаются 200% контролю: 100% ультразвуковому и 100% радиографическому.

После завершения строительно-монтажных работ необходимо выполнить очистку внутренней полости трубопровода промывкой согласно п.13.3 ГОСТ Р 55990-2014. Осушку внутренней полости трубопроводов и очистку внутренней полости трубопроводов перед испытанием проводить с применением поролоновых поршней согласно требований п.11.4 Изм. №7 к заданию на проектирование.

Технологию очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Испытание промысловых трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода (крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Испытание водовода на прочность и герметичность принимается гидравлическим методом. При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания.

В проекте принято испытательное давление для режима работы высоконапорного водовода в соответствии с Таблицей 21 ГОСТ Р 55990-2014 и ТТР-01.02.04-11 равным 1,25 P_{раб} и составляет 20,0 МПа.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до проектного рабочего (р) и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

В случае разрыва трубопровода во время испытаний на прочность или обнаружения утечек, после ликвидации разрыва или утечки, трубопровод подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

1.8.4 Перспективные места для узлов приема и запуска СОД

В соответствии с п.11.1 Изм.№8 к заданию на проектирование, на проектируемом высоконапорном водоводе предусмотрены перспективные задвижки для возможности подключения малогабаритных камер СОД.

Установка перспективных задвижек выполнена согласно техническим требованиям ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02.04-13 «При проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа», а также с учетом технических требований ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-03 «Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов». Снаряды для внутритрубной диагностики должны быть применимы на трубопроводах с внутренним покрытием и втулками внутренней защиты сварного шва.

В соответствии с п.9.1.11 ГОСТ Р 55990-2014, для исключения попадания внутритрубных устройств в ответвления «водовода» с диаметрами, равнозначными основному промысловому трубопроводу, применяется тройник с решеткой. Тройники с решетками устанавливаются на перспективных узлах запуска и приема СОД и на ответвлениях к запорной арматуре.

Схема установки перспективных задвижек для возможности подключения малогабаритных камер СОД представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

1.8.5 Переходы трубопроводов 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.

1.8.5.1 Переходы через автодороги

Проектируемый промысловый трубопровод проложен по существующим эстакадам и пересекает существующие промысловые автодороги, приведенные в Таблице 1.7.

В соответствии с требованиями п. 7.1.6 и таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, участки проектируемого водовода относятся к категории С.

При пересечении автомобильных дорог расстояние от низа трубопровода до верха покрытия проезжей части принимается не менее 5,5 м. На конструктивных опорах надземных трубопроводов, при пересечении автомобильных дорог предусматриваются устройства для предотвращения падения трубопровода.

Таблица 1.7- Ведомость пересечений промышленного водовода 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						
2	67,87	а/д, бет.	90°0'0"	5,97	9,91	15,06	0,8
4	33,17	а/д, щеб.	90°0'0"	10,06	0	18,33	1,7

1.8.5.2 Переходы через водные преграды

В проекте пересечения проектируемого промышленного водовода с реками, ручьями отсутствуют.

1.8.5.3 Пересечения с надземными коммуникациями

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие коммуникации.

На участках пересечения с коммуникациями, а также в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации категория трубопроводов принята С.

Ведомость пересечений промышленного трубопровода с надземными коммуникациями приведена в таблице 1.8.

Таблица 1.8– Ведомость пересечений 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
ПК11+90.54	Трасса ВЛ 10 кВ	90°0'0"	3	20,20	9,70	486,08	486,46	486,3
ПК12+5.73	Трасса ЛЭП	89°59'33"	3	35,14	9,80	485,89	485,94	486,1

1.8.5.4 Пересечения с подземными коммуникациями

Трасса проектируемого «водовода» пересекает подземные коммуникации. Данная информация приведена в таблице 1.9.

Таблица 1.9– Ведомость пересечений с подземными коммуникациями

Пикетное значение пересечения	Наименование коммуникации	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения, градусы, мин, сек
ПК1+69,65	газопр.	57	1,20	90°0'0"

ПК1+70,51	газопр.	57	1,20	90°0'0"
ПК18+71,07	каб. 0.4 кВ	0	0,4	90°0'0"
ПК18+74,35	каб. 0.4 кВ	0	0,4	90°0'0"
ПК18+75,43	газопр.	57	2,00	90°0'0"

1.8.6 Проектные решения по безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов

Эксплуатация промышленных трубопроводов 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), в том числе при помощи беспилотных летательных аппаратов с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности ПТ и безопасности окружающей среды;
- 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 проводимым 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-эрозионных 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, в том числе с магистральными нефтепроводами и газопроводами;
- 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 отбраковочных 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.

Очистка ПТ

На ПТ, оборудованных узлами пуска-приема СОД, в целях поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также подготовки участка ПТ к внутритрубной инспекции должна проводиться очистка внутренней полости ПТ пропуском очистных устройств.

Периодичность очистки ПТ очистными устройствами определяется индивидуально для каждого ПТ в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств транспортируемой среды на основании графиков, утвержденных техническим руководителем или уполномоченным им лицом эксплуатирующей организации.

Ответственность за организацию, проведение работ по очистке ПТ и контроль за выполнением планов очистки возлагается на эксплуатирующую организацию.

Работы по очистке ПТ должны выполняться в соответствии с инструкциями или мероприятиями, разработанными эксплуатирующей организацией и утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Используемые очистные устройства должны иметь комплект разрешительной и эксплуатационной документации.

Переключение технологических линий при запуске, пропуске и приеме очистных устройств выполняется работниками только по указанию руководителя работ.

Во время очистки категорически запрещается:

- проведение каких-либо ремонтно-строительных работ в охранной зоне ПТ;
- присутствие на площадках узлов запуска и приема СОД лиц, не участвующих в проведении очистных работ;
- переезд трассы ПТ транспортом и механизмами.

При проведении работ по запуску и приему СОД площадки приема и запуска СОД должны быть оборудованы конструкцией, предотвращающей вылет очистного устройства за пределы площадки, предусмотренные проектной документацией.

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.

1.9 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.

1.10 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)).

1.11 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. Постоянные рабочие места для существующего обслуживающего персонала предусмотрены в существующей операторной, расположенной на площадке УПН Чаюдинского НГКМ.

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 3.3. «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» данного проекта.

1.12 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.

Для выявления аварий на промышленном трубопроводе предусматривается измерение давления на удаленных точках. Для контроля за тепловым режимом водовода предусматривается замер температуры в характерных точках системы. При выявлении отклонений от заданных параметров передается сигнал в центральный диспетчерский пункт.

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в Томе 3.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.13 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.

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

На стадии 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 организация, эксплуатирующая трубопровод, обязана вести мониторинг за состоянием многолетнемерзлых грунтов, особенно на участках контакта ММГ с тальми породами.

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

Для выполнения требований ГОСТ Р 55990-2014, при наличии многолетнемерзлых грунтов, в проекте предусмотрены следующие решения:

- для обеспечения устойчивости трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах, предохранения транспортируемой среды от замерзания предусматривается надземная прокладка промышленного трубопровода на эстакадах;
- материал труб – трубы из хладостойкой стали группы прочности не менее К48;
- трубопроводы прокладываются в кольцевой теплоизоляции из нестареющего теплоизоляционного материала;
- предусмотрен электрообогрев всех трубопроводов для исключения замерзания перекачиваемого продукта;
- установка запорной арматуры, прокладка водовода с уклоном, установка воздушников и спускников, предназначенных для возможности опорожнения аварийного участка сети;
- для компенсации температурных расширений трубопроводов предусматривается использовать естественные повороты трассы, а также п-образные компенсаторы.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов системы водоотведения проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12».

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

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

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

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 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);
- 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 (H₂S, CO₂, O₂). Для объекта месторождения характерно наличие H₂S в количестве до 297,5 мг/л, CO₂ в количестве до 53,7 мг/л. Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как сильноагрессивная.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа принята равной 0 мм для труб с внутренним покрытием.

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:

- **Основной вариант:** трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 класса прочности не ниже К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием.
- **Альтернативный вариант:** трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 класса прочности не ниже К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014 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 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 KCU не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV 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.

2.4.2 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.

Основной вариант: для трубопроводов с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием применять соединительные детали трубопроводов из стали группы 2 по ТТТ-01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием.

Альтернативный вариант: для трубопроводов с внутренним покрытием применять соединительные детали трубопроводов из стали группы 2 по ТТТ-01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. Предусмотреть приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Длина катушки принимается в соответствии с длиной защитной втулки, но не менее 100 мм и не более 600 мм. Катушка приваривается до нанесения внутреннего покрытия.

Для изготовления узлов подключения спускников, воздушников и других врезок на трубопроводах с внутренним покрытием применять узлы заводского изготовления с внутренним покрытием с применением втулок защиты сварного шва.

Для трубопроводов с внутренним покрытием применять фланцы приварные встык из стали 09Г2С с внутренним силикатно-эмалевым или эпоксидным антикоррозионным покрытием с применением эмалированного подкладного кольца или втулок защиты сварного шва соответственно.

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

Для соединения трубопроводов с давлением 12,5 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. J) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 12,5 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08Х18Н10 или аналогичной.

2.4.3 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 35Х класса прочности 8.8. Гайки применять из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применять из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 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 сталей с внутренним покрытием необходимо применять арматуру из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т. Детали затворных элементов выполнить из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т.

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 с внутренним покрытием, прокладками и крепёжными изделиями из легированной коррозионностойкой стали. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта промышленных трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - 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
20	С	ВЗ - Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 – Подтоварная вода от УУВ на Куст №12 По водоводу предусматривается подача двух рабочих сред: Пластовая/подтоварная вода и соленый сток от БОВ	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	до 297,5	До 53,7
25						
32						
50						
80						
100						
150						
200						
250						

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - 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	K48	338	470
09Г2С	K48	265	470

2.5.2 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),
 1,1 – коэффициент надёжности по нагрузке для газа (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 промысловых трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм			
D , мм	Категория					t_y	t_u	Номинальная	Принятая
25	С	16,0	0,767	160,68	234,08	1,43	0,98	3,0	3
32	С	16,0	0,767	160,68	234,08	1,83	1,26	3,0	3

Трубопровод		P, МПа	γ_d ,	R _y , МПа	R _u , МПа	Толщина стенки, мм			
D, мм	Категория					t _y	t _u	Номинальная	Принятая
38	C	16,0	0,767	160,68	234,08	2,18	1,49	3,0	3
57	C	16,0	0,767	204,94	234,08	2,56	2,24	3,0	6
89	C	16,0	0,767	204,94	234,08	4,00	3,50	4,0	6
114	C	16,0	0,767	204,94	234,08	5,12	4,48	6,0	6
159	C	16,0	0,767	204,94	234,08	7,14	6,25	8,0	8
219	C	16,0	0,767	204,94	234,08	9,83	8,61	10,0	10
273	C	16,0	0,767	204,94	234,08	12,26	10,73	13,0	14

2.5.3 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.4. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.4 - Материальное исполнение и сортамент промышленных трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Основной вариант						
ВЗ - Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 – Подтоварная вода от УУВ на Куст №12 По водоводу предусматривается подача двух рабочих сред: Пластовая/подтоварная вода и соленый сток от БОВ	20	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	C	25×3*	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 32528-2013 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	25				32×3*	
	32				38×3*	
	50				57×6	
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×8	
	200				219×10	
250	273×14					
Альтернативный вариант						
ВЗ - Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 – Подтоварная вода от УУВ на Куст №12 По водоводу предусматривается подача двух рабочих сред: Пластовая/подтоварная вода и соленый сток от БОВ	20	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	C	25×3*	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 32528-2013 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием (в составе узлов)
	25				32×3*	
	32				38×3*	
	50				57×6	
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×8	
	200				219×10	
250	273×14					

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода	
				Категория	D × s, мм
*Трубы номинальным диаметром менее DN50 заказываются в составе узлов заводского изготовления					

2.5.4 Расчет шага опор надземного трубопровода

Расчет на прочность и устойчивость надземного промышленного трубопровода на опорах выполняется согласно требованиям раздела 12.7 ГОСТ Р 55990-2014.

На этапе ПД определяется предварительный шаг расстановки опорных конструкций исходя из условий прочности и устойчивости трубопровода согласно п. 12.7.13 ГОСТ Р 55990-2014.

Пролет из условия статической прочности определяется как меньшее из значений пролета для растянутой и сжатой зоны сечения, определяемых по формулам (12.62) и (12.63) ГОСТ Р 55990-2014:

$$L_{sta}^+ = \sqrt{12 \cdot (R_y - \frac{1}{2} \cdot \sigma_h) \cdot \frac{W}{q_{sta}}};$$

$$L_{sta}^- = \sqrt{12 \cdot (\psi \cdot R_y + \frac{1}{2} \cdot \sigma_h) \cdot \frac{W}{q_{sta}}};$$

где $\psi = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \cdot (\sigma_h^*)^2 - \frac{1}{2} \cdot (\sigma_h^*)}$ – понижающий коэффициент, учитывающий сложное напряженное состояние;

$$\sigma_h^* = \frac{\sigma_h}{R_y};$$

R_y – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала труб по текучести, мм;
 σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, мм;
 W – момент сопротивления сечения трубопровода, м³;
 q_{sta} – погонная нагрузка на трубопровод, Н/м.

Пролет, исходя из условия обеспечения аэродинамической устойчивости, вычисляется по формуле (12.68) ГОСТ Р 55990-2014:

$$L_{dyn} = k \cdot \sqrt{\frac{\delta / K_\delta}{c \cdot \rho \cdot D_{t.p.} \cdot v_0}} \cdot \sqrt[4]{E_0 \cdot I \cdot m}$$

где k – коэффициент учета числа пролетов (принимается равным π);
 δ – конструкционный декремент колебаний, принимается равным 0,007;
 K_δ – коэффициент запаса по декременту колебаний, принимается равным 1,33;
 c – аэродинамический коэффициент, принимается равным 1,15;
 ρ – плотность воздуха в ветровом потоке, принимается равной 1,25 кг/м³;
 $D_{t.p.}$ – наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции, м;
 $v_0 = \sqrt{2 \cdot K \cdot w_0 / \rho}$ – скорость ветра нормативная, м/с;
 E_0 – модуль упругости стали, принят равным 205000 МПа;
 I – момент инерции сечения трубопровода, м⁴;
 m – погонная масса трубопровода в изоляции в опорожненном состоянии, кг/м;
 K – поправочный коэффициент, принимаемый равным 0,75 (ось трубопровода находится ниже 5 метров над поверхностью земли);
 w_0 – нормативное значение ветрового давления, принимаемое по таблице 11.1 СП 20.13330.2016, Па.

Результаты расчета максимальных длин пролетов, обеспечивающих прочность и устойчивость трубопровода указаны в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета шага стоек по условию прочности и устойчивости

Трубо-провод	Кате-гория	$D_{t,p}$, мм	P , МПа	R_y , МПа	q_{sta} , Н/м	w_0 , Па	m , кг/м	L_{sta} , М	L_{dyn} , М
57×6	С	257	16,0	204,9	492	170	17,2	7,7	6,1
89×6	С	289	16,0	204,9	626	170	23,5	9,8	8,8
114×6	С	314	16,0	204,9	740	170	28,3	10,7	10,6
159×8	С	359	16,0	204,9	1040	170	44,2	14,4	15,3
219×10	С	419	16,0	204,9	1518	170	68,7	17,6	21,3
273×14	С	473	16,0	204,9	2172	170	109,1	22,8	28,9

Реальные шаги расстановки стоек на линейной части не превышают полученные в таблице 2.5.

2.6 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.

Основные особенности процессов сборки и сварки труб, обусловлены принятым типом изолирующей конструкции зоны сварного стыка изнутри. Применительно к использованию для этих целей эмалированных подкладных колец или защитных втулок, специфика производства сварочно-монтажных работ становится обусловленной, в основном, принятой технологией монтажа этих эмалированных подкладных колец или втулок соответственно, которая регламентирована соответствующими НД на эти изделия.

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 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.

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 труб из 09Г2С и металлоконструкций применять электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

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.

2.7 Антикоррозионные 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 ISO 12944-2:1998.

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных водоводов поставляется в заводской теплогидроизоляции с нанесением наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия на Заводе-Изготовителе. Нанесение антикоррозионного покрытия трубопроводной арматуры и емкостного оборудования, выполняется на Заводе-Изготовителе.

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 80°C.

Для трубопроводов принимаются трубы и детали трубопроводов с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием на основе эпоксидных материалов с кольцами эмалированными стальными подкладными, с целью защиты сварного шва и околошовной зоны. В качестве альтернативного решения защиту от коррозии внутренних сварных стыков трубопроводов обеспечивать применением защитных втулок.

3 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по обустройству Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.»». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.3.1.

3.1 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».

3.2 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).

3.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

3.4 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.

3.5 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, СП 25.13330.2020, ГОСТ 25100-2020 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 (Приложение Ю 8765-2-ГПНЗ1801-ГТНГ-ИИ.ИГИ.01.03_8765-2-ИГИ-2.1.3_У02) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 130 до 2300 Ом·м.

На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (Приложение Я 8765-2-ГПНЗ1801-ГТНГ-ИИ.ИГИ.01.03_8765-2-ИГИ-2.1.3_У02)

Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 и п.15.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 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.3.6).

3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

Пассивная защита проектируемого трубопровода осуществляется использованием антикоррозионных покрытий. Конструкция и требования к антикоррозионному покрытию соответствуют требованиям раздела 2.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию».
- 2 ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.
- 3 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020, №534.
- 4 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.
- 5 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 6 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 7 СП 131.13330.2020 Строительная климатология
- 8 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 9 СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.
- 10 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

Приложение Б

Письмо ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» об исходных данных для гидравлического расчёта.



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П**

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 88, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)63 90 27
e-mail: GPN_Zapolar@yandex.ru, gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1037746829740, ИНН 7726720448, КПП 850421001

№ _____
на № _____ от _____

О направлении ИД

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста № 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12» (ш.ЧНФ1-ВНД) направляем актуализированные исходные данные для выполнения гидравлического расчета.

Приложение:

1. Свод_показателей_P50_Чаяндинское.xlsx в эл. формате в 1 экз.
2. Состав объекта.rptx» в эл. формате в 1 экз.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР и
взаимодействию с надзорными органами**

Е.О. Гельман

Reg. № 11/5.1/005511 от 26.03.2026

Борер А.М.
+7 (3452) 53-90-27 (78586)
Borer.AM@gazprom-neft.ru



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 05DCFD63C69B01FF97470193DB55B6D9C0

Владелец: Гельман Евгений Олегович

Действителен: с 16.01.2026 по 16.01.2027

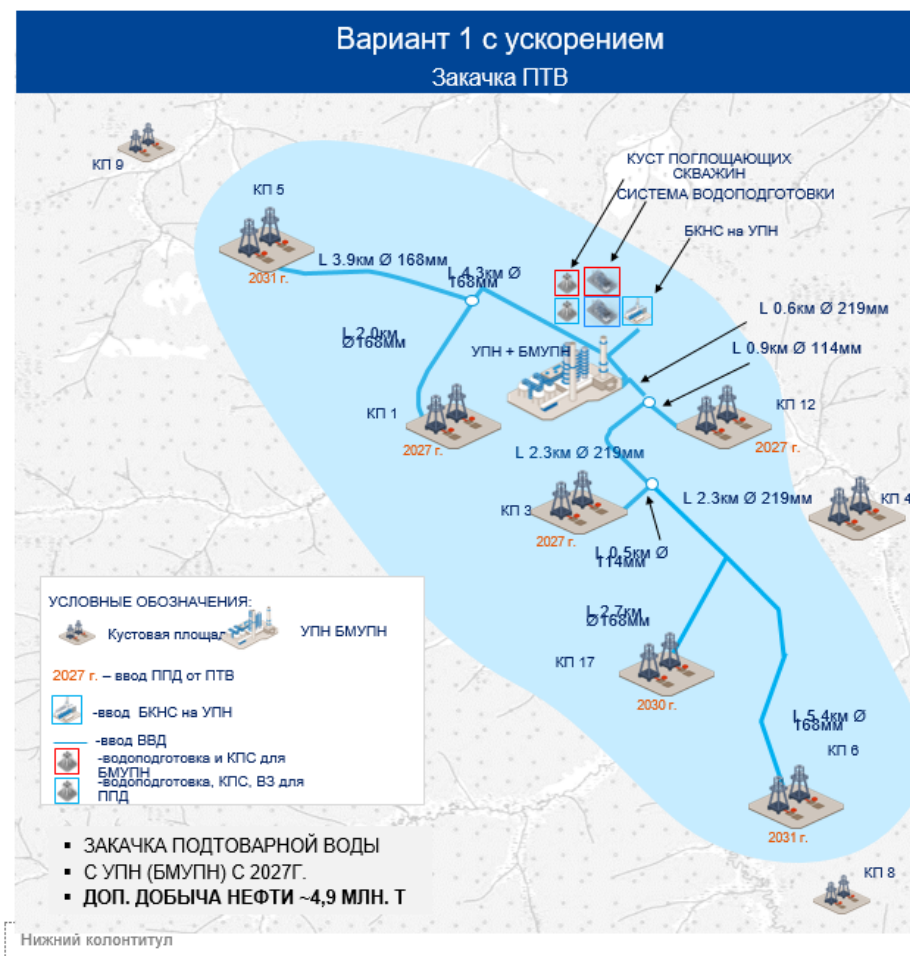
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»

Приложение 1.

Показатель	Ед.изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
закачка КП1																		
Закачка	тыс.м3	-	-	166	629	627	602	470	409	403	399	397	397	262	240	241	242	
	м3/сут			454	1 722	1 717	1 649	1 288	1 121	1 104	1 094	1 089	1 088	718	659	660	663	
	м3/ч			19	72	72	69	54	47	46	46	45	45	30	27	27	28	
закачка КП3																		
Закачка	тыс.м3	-	-	230	314	313	313	313	314	313	313	313	314	313	286	183	80	
	м3/сут			629	861	858	858	858	860	858	858	858	860	857	784	501	219	
	м3/ч			26	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	33	21	9	
закачка КП5																		
Закачка	тыс.м3	-	-	-	-	-	-	291	355	419	462	463	461	457	455	454	456	
	м3/сут			-	-	-	-	796	971	1 149	1 267	1 269	1 263	1 252	1 246	1 244	1 249	
	м3/ч			-	-	-	-	33	40	48	53	53	53	52	52	52	52	
Закачка КП6																		
Закачка	тыс.м3	-	-	-	-	-	-	367	549	498	349	344	343	339	339	339	331	
	м3/сут			-	-	-	-	1 005	1 504	1 365	957	944	940	929	928	929	906	
	м3/ч			-	-	-	-	42	63	57	40	39	39	39	39	39	38	
Закачка КП17																		
Закачка	тыс.м3	-	-	-	-	-	327	450	450	414	403	402	403	399	398	398	388	
	м3/сут			-	-	-	897	1 233	1 233	1 134	1 103	1 102	1 103	1 093	1 091	1 090	1 062	
	м3/ч			-	-	-	37	51	51	47	46	46	46	46	45	45	44	
закачка КП12																		
Закачка	тыс.м3	549,1	381,1	304,5	368,9	369,2	369,9	315	308	331	342	337	335	327	325	324	248	
	м3/сут	1 504,4	1 044,1	834,2	1 010,7	1 011,5	1 013,4	861,7	844,6	908,0	937,6	922,7	917,7	896,5	890,3	887,6	678,6	
	м3/ч	62,7	43,5	34,8	42,1	42,1	42,2	35,9	35,2	37,8	39,1	38,4	38,2	37,4	37,1	37,0	28,3	
сумма по КП1 и КП5	тыс.м3	-	-	166	629	627	602	761	764	822	862	861	858	719	695	695	698	
сумма по КП3,6,12,17	тыс.м3	549,1	381,1	534,3	683,2	682,5	1 010,6	1 444,6	1 621,2	1 556,6	1 407,3	1 396,4	1 394,6	1 378,2	1 347,9	1 243,6	1 045,7	
сумма по КП1 и КП5	м3/сут	-	-	454	1 722	1 717	1 649	2 085	2 092	2 253	2 361	2 358	2 351	1 970	1 904	1 904	1 913	
сумма по КП3,6,12,17	м3/сут	1 504,4	1 044,1	1 463,7	1 871,7	1 870,0	2 768,7	3 957,9	4 441,6	4 264,8	3 855,5	3 825,7	3 820,8	3 775,8	3 693,0	3 407,1	2 865,0	
сумма по КП1 и КП5	м3/ч	-	-	19	72	72	69	87	87	94	98	98	98	82	79	79	80	
сумма по КП3,6,12,17	м3/ч	62,7	43,5	61,0	78,0	77,9	115,4	164,9	185,1	177,7	160,6	159,4	159,2	157,3	153,9	142,0	119,4	

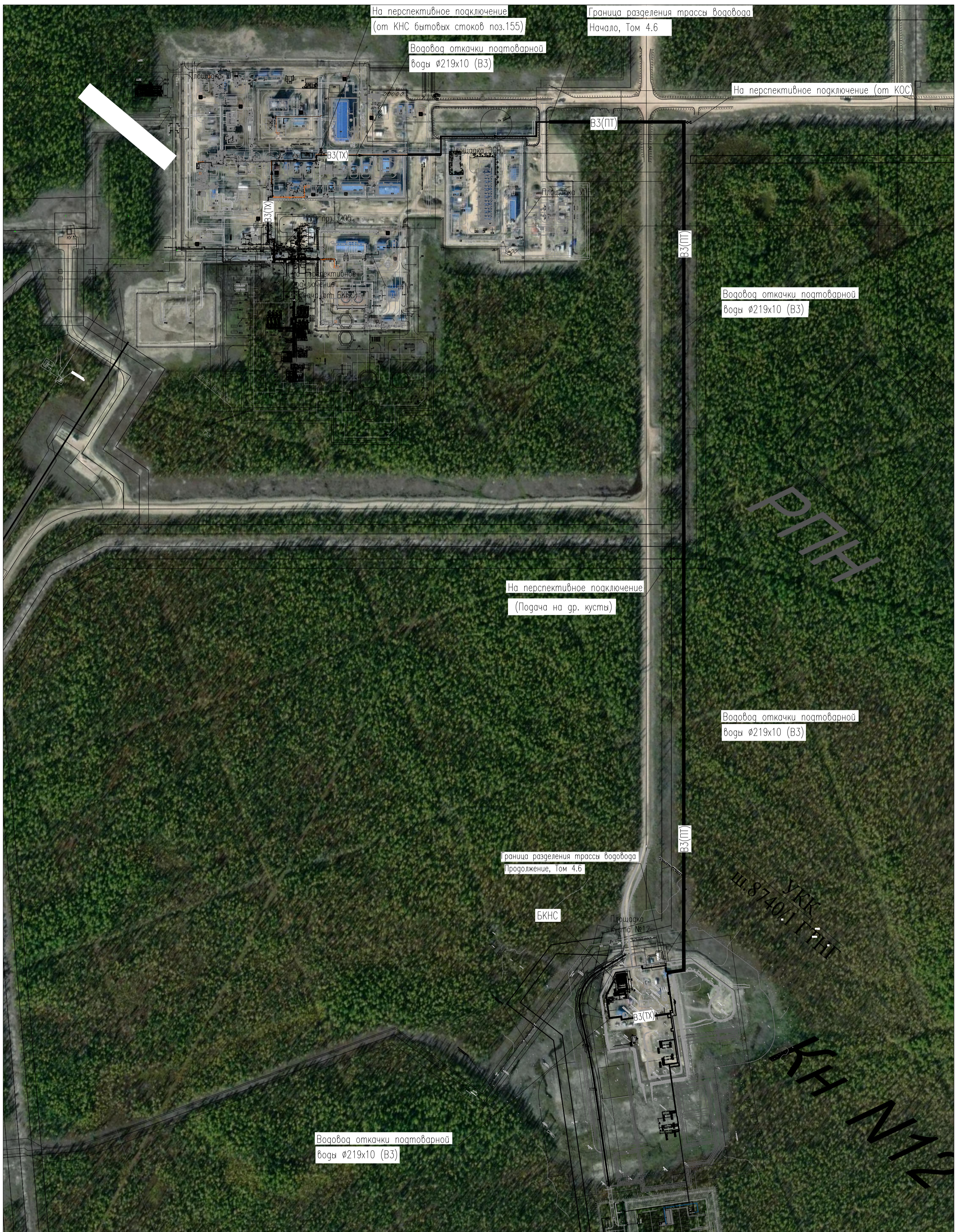
Показатель	Ед.изм.	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
закачка КП1															
Закачка	тыс.м3	242	242	243	244	244	245	244	245	244	245	244	245	245	245
	м3/сут	663	664	665	669	668	670	667	671	668	670	670	672	671	672
	м3/ч	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
закачка КП3															
Закачка	тыс.м3	72	69	69	70	69	69	69	70	26	-	-	-	-	-
	м3/сут	199	190	190	191	190	190	190	191	71	-	-	-	-	-
	м3/ч	8	8	8	8	8	8	8	8	3	-	-	-	-	-
закачка КП5															
Закачка	тыс.м3	456	423	403	409	407	403	400	398	395	392	392	392	390	390
	м3/сут	1 251	1 159	1 104	1 121	1 115	1 105	1 096	1 091	1 083	1 074	1 073	1 075	1 070	1 069
	м3/ч	52	48	46	47	46	46	46	45	45	45	45	45	45	45
Закачка КП6															
Закачка	тыс.м3	311	274	260	257	228	194	185	177	172	71	70	70	69	69
	м3/сут	853	751	712	703	626	531	507	485	470	195	191	191	190	190
	м3/ч	36	31	30	29	26	22	21	20	20	8	8	8	8	8
Закачка КП17															
Закачка	тыс.м3	240	240	240	223	83	82	82	82	82	82	82	82	81	82
	м3/сут	659	657	657	611	227	226	225	225	224	224	224	224	223	224
	м3/ч	27	27	27	25	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
закачка КП12															
Закачка	тыс.м3	246	247	248	240	230	228	228	228	227	227	227	228	227	227
	м3/сут	673,3	676,1	678,8	656,8	631,2	624,4	623,3	625,3	623,1	623,0	623,0	624,7	623,1	623,1
	м3/ч	28,1	28,2	28,3	27,4	26,3	26,0	26,0	26,1	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
сумма по КП1 и КП5	тыс.м3	698	665	646	653	651	648	644	643	639	637	636	638	635	636
сумма по КП3, 6, 12, 17	тыс.м3	870,0	830,1	817,0	789,1	611,0	573,4	564,0	556,8	506,4	380,5	378,9	379,3	378,3	378,5
сумма по КП1 и КП5	м3/сут	1 913	1 823	1 769	1 790	1 783	1 775	1 763	1 761	1 751	1 744	1 743	1 747	1 741	1 742
сумма по КП3, 6, 12, 17	м3/сут	2 383,5	2 274,2	2 238,2	2 161,9	1 674,0	1 571,0	1 545,2	1 525,5	1 387,4	1 042,3	1 038,0	1 039,2	1 036,5	1 036,9
сумма по КП1 и КП5	м3/ч	80	76	74	75	74	74	73	73	73	73	73	73	73	73
сумма по КП3, 6, 12, 17	м3/ч	99,3	94,8	93,3	90,1	69,7	65,5	64,4	63,6	57,8	43,4	43,2	43,3	43,2	43,2

Приложение 2 ИНФРАСТРУКТУРА СИСТЕМЫ ППД



Инфраструктура водоподъема и водоподготовки на ЧНГКМ (КПРА 2025-2027г)

№	Состав оборудования	Характеристики	Ввод в экспл.	примечание
1	Расширение водозабора	0,70 млн м3/год		
1.1	Бурение 6-ти водозаборных скважин	3скв дебитом по 350м3/сут каждая	1-ый этап - 2025 2-ой этап – по потребности	Бурение разбито на два этапа, второй этап реализация по необходимости
1.2	Замена насосной второго водоподъема	Производительность до 2,5 тыс м3/сут.	2025	2 ЦНС 105х396. Режим работы 1 рез+1 раб.
1.3	Строительство водовода от водозабора до УПН	Водовод Ду-200 Ру-4,0 МПа, протяженностью до 12 км.	2026	
2	Водоподготовка	0,42 млн м3/год Инфраструктура системы ППД на ЧНГКМ		
№	Состав оборудования	Характеристики	Ввод в эксплуатацию	примечание
1	БКНС на УПН	2,4 млн м3/год	2027	2 агрегата в работе, 1 агрегат в резерве
2	Водоводы высокого давления	24,93 км	2027-2031	
2.1	УПН – т.вр. КП-12	D219х10, L=0,63 км	2027	- подземное расположение - теплоизоляция - внутреннее защитное покрытие
2.2	т.вр. КП-12 – КП-12	D114х8, L=0,91 км	2027	
2.3	т.вр. КП-12 – КП-3	D114х8, L=0,51 км	2027	
2.4	т.вр. КП-12 – т.вр. КП-3	D219х10, L=2,32 км	2027	
2.5	УПН – т.вр. КП-1	D188х10, L=4,27 км	2027	
2.6	т.вр. КП-1 – КП-1	D188х10, L=1,98 км	2027	
2.7	т.вр. КП-3 – т.вр. КП-17	D219х10, L=2,27 км	2030	
2.8	т.вр. КП-17 – КП-17	D188х10, L=2,71 км	2030	
2.9	т.вр. КП-1 – КП-5	D188х10, L=3,9 км	2031	
2.10	т.вр. КП-17 – КП-6	D188х10, L=5,43 км	2031	
3	Бурение водозаборной скважины	24 ед		
4	Бурение поглощающих скважин	8 ед		
5	Система водоподготовки для водозаборных скважин	1 ед		



1. Прокладка водовода по площадкам УПН и кусту КП-12 приведены в Томе 4.6.

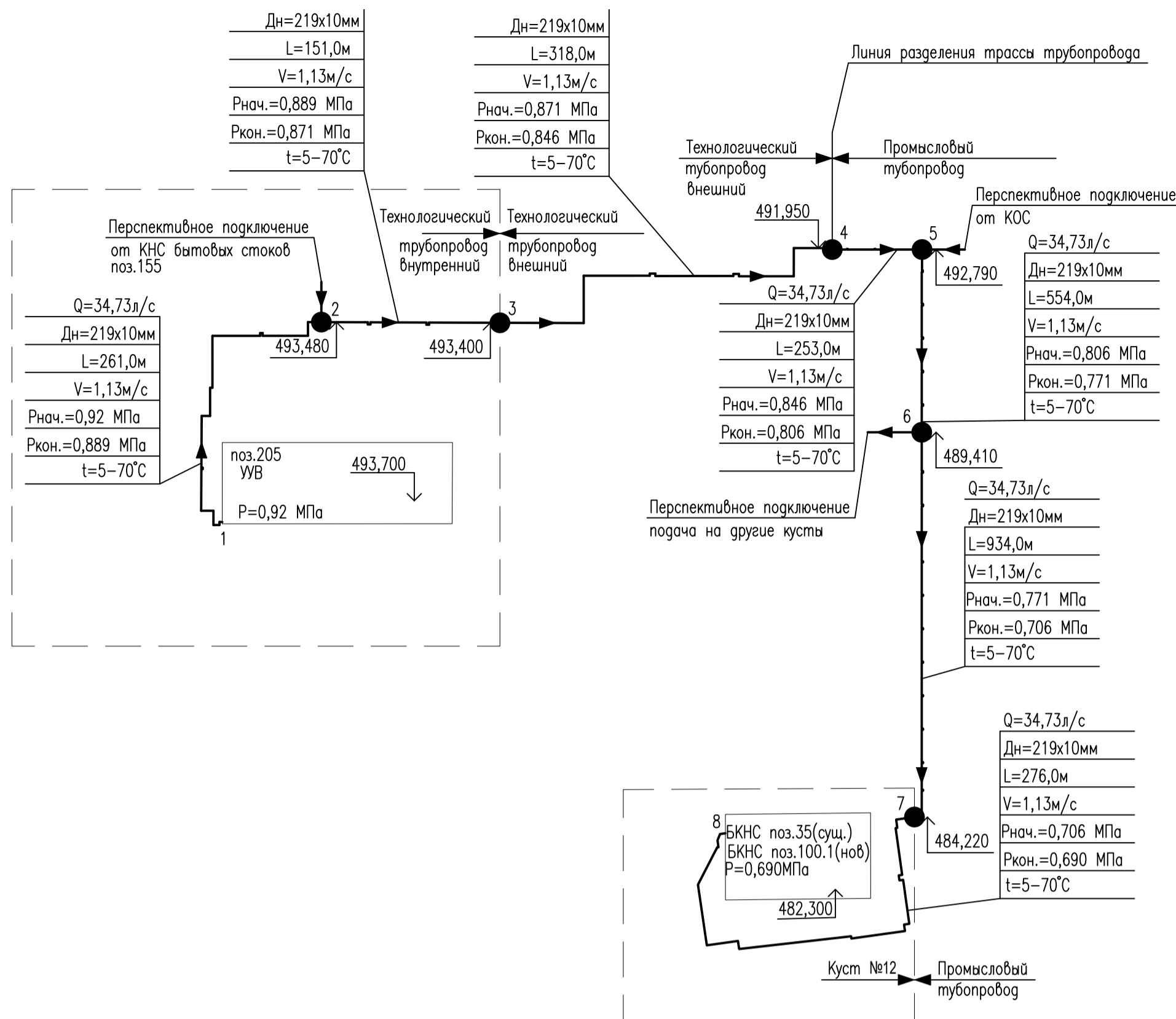
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование	Примечание
—B3(TX)—	Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды	Технологический
—B3(PT)—	Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды	Промысловый

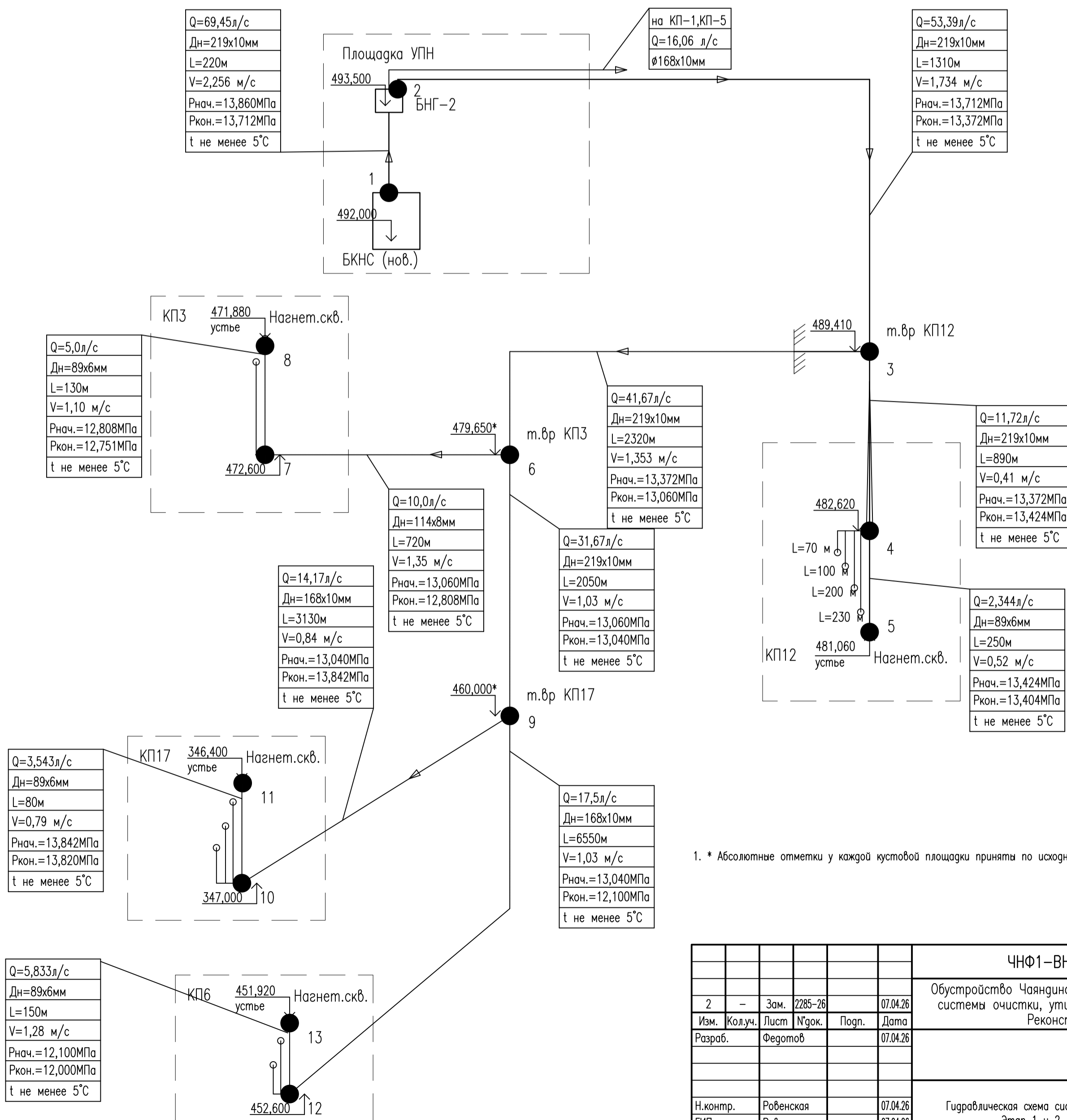
ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-001											
Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.											
2	-	Зам.	2285-26	07.04.26							
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Попр.	Дата						
Разраб.	Федотов				07.04.26						
<table border="1"> <tr> <td>Стация</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>п</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>						Стация	Лист	Листов	п		1
Стация	Лист	Листов									
п		1									
Обзорная схема высоконапорного водовода от УПН до куста N12											
Н.контр.	Ровенская			07.04.26							
ГИП	Ровенская			07.04.26							

Инф. N подл.	Взам. инв. N	Подп. и дата	Согласовано

Обозначение	Наименование
Q	расчетный расход
Дн	наружный диаметр трубы
P	давление
L	длина трубопровода
V	скорость



Этап 3



1. * Абсолютные отметки у каждой кустовой площадки приняты по исходным данным Заказчика.

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

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-002					
Обустройство Чагандинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.					
2	-	Зам.	2285-26	07.04.26	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
		Федотов			07.04.26
Н.контр.	Ровенская			07.04.26	
ГИП	Ровенская			07.04.26	
Гидравлическая схема системы ВЗ. Этап 1 и 2					Лист 1

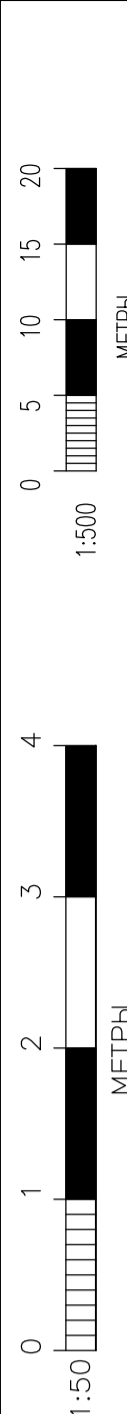
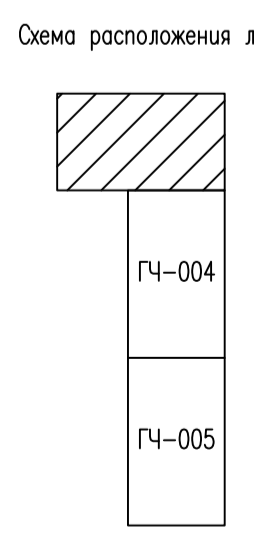
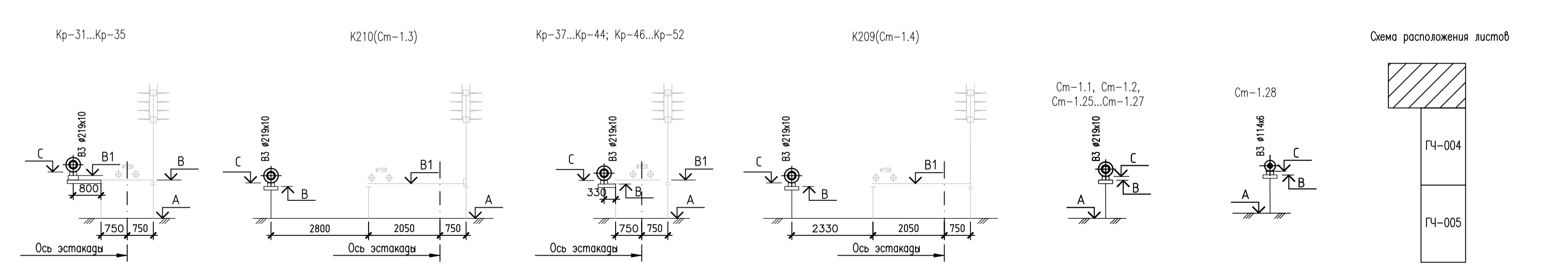
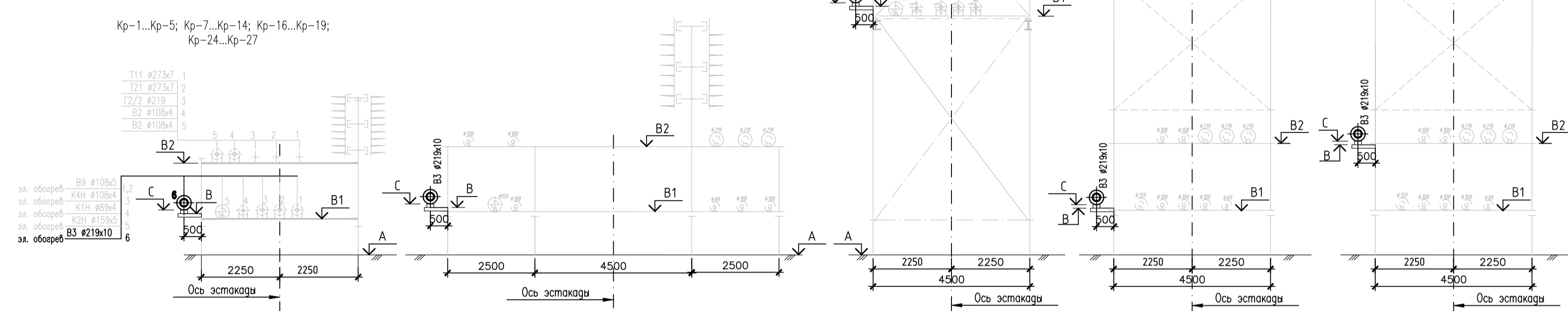
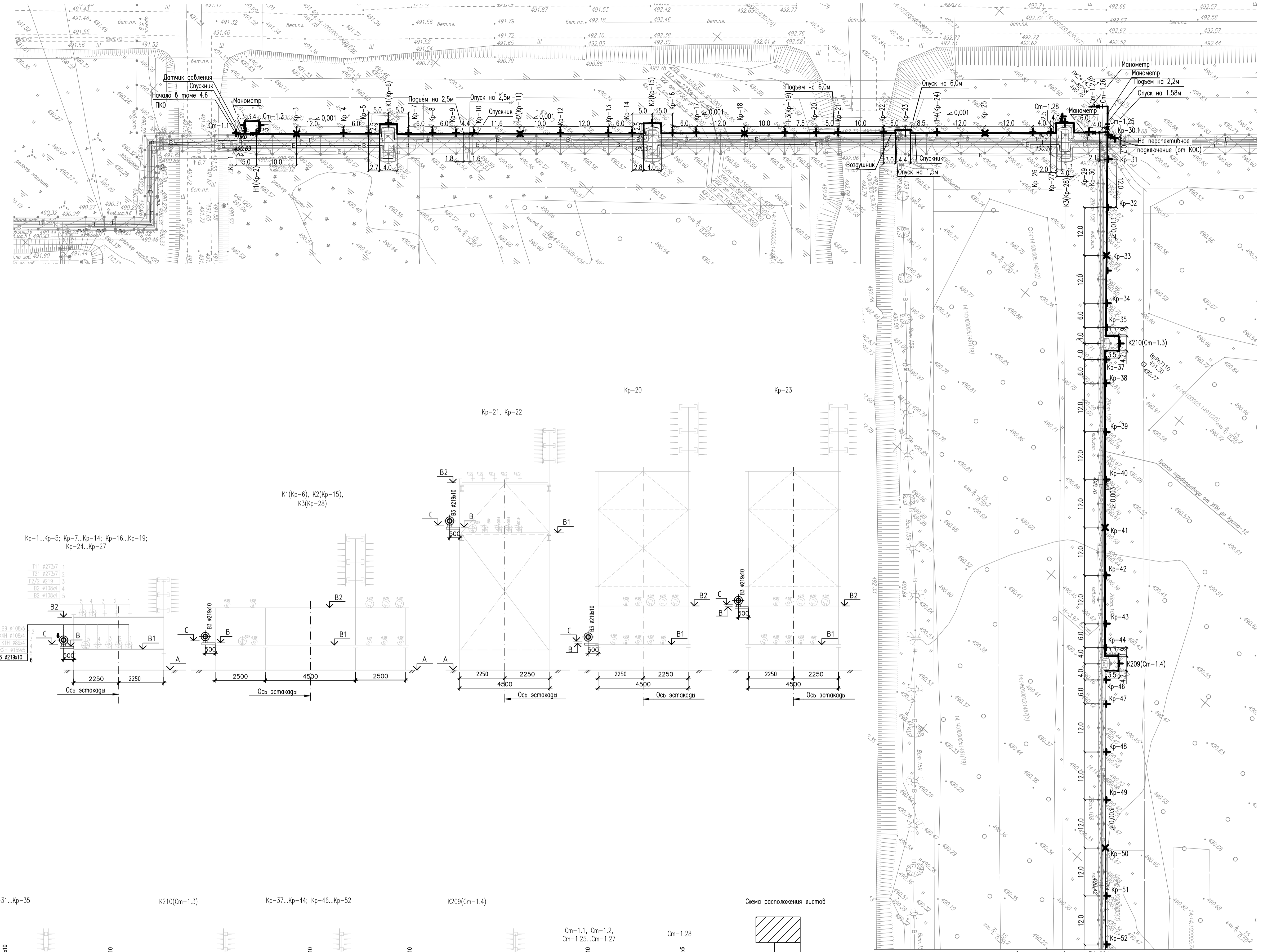


Таблица стоек						
№ Стойки	Отметка площадки/земли, А	отм. стр. констр., В	отм. суц. стр. В1	отм. суц. стр. В2	отм. верха опоры, С	номер свай по обследованиям
УПН-КП12						
Кр-1	490,640	491,640	491,640	493,140	491,740	793-794
Ст-1.1	490,600	491,600	-	-	491,700	-
Ст-1.2	490,590	491,590	-	-	491,690	-
Н1 (Кр-2)	490,700	491,645	491,700	493,200	491,745	791-792
Кр-3	490,580	491,655	491,580	493,080	491,755	787-788
Кр-4	490,560	491,667	491,560	493,060	491,767	783-784
Кр-5	490,560	491,673	491,560	493,060	491,773	781-782
К1 (Кр-6)	490,560	491,680	491,560	493,060	491,780	777-780
Кр-7	490,570	491,688	491,570	493,070	491,788	775-776
Кр-8	490,560	491,694	491,560	493,060	491,794	773-774
Кр-9	490,550	491,700	491,550	493,050	491,800	771-772
Кр-10	490,540	491,704	491,540	493,040	491,804	769-770
Н2 (Кр-11)	490,570	491,716	491,570	493,070	491,816	765-766
Кр-12	490,590	491,726	491,590	493,090	491,826	761-762
Кр-13	490,570	491,738	491,570	493,070	491,838	757-758
Кр-14	490,600	491,744	491,600	493,100	491,844	755-756
К2 (Кр-15)	490,540	491,752	491,540	493,040	491,852	751-754
Кр-16	490,590	491,759	491,590	493,090	491,859	750-751
Кр-17	490,570	491,765	491,570	493,070	491,865	748-749
Кр-18	490,580	491,777	491,580	493,080	491,877	744-745
Н3 (Кр-19)	490,590	491,787	491,590	493,090	491,887	740-741
Кр-20	490,650	491,795	491,650	493,150	491,895	736-737
Кр-21	492,150	497,800	497,800	499,300	497,900	734-735
Кр-22	492,180	497,810	497,830	499,330	497,910	732-733
Кр-23	490,800	493,210	491,800	493,300	493,310	730-731
Н4 (Кр-24)	490,600	491,710	491,600	493,100	491,810	726-727
Кр-25	490,630	491,722	491,630	493,130	491,822	722-723
Кр-26	490,620	491,734	491,620	493,120	491,834	718-719
Кр-27	490,760	491,738	491,760	493,260	491,838	716-717
К3 (Кр-28)	490,750	491,744	491,750	493,250	491,844	712-715
Кр-29	490,720	491,752	491,720	493,220	491,852	710-711
Ст-1.25	490,780	492,416	-	-	492,516	-
Ст-1.26	490,800	491,661	-	-	491,761	-
Ст-1.27	490,800	491,661	-	-	491,761	-
Ст-1.28	490,720	491,741	-	-	491,841	-
Кр-30	490,780	492,480	491,780	-	492,580	709
Кр-30.1	490,780	492,455	491,780	-	492,555	-
Кр-31	490,700	492,402	491,900	-	492,502	707
Кр-32	490,680	492,246	491,880	-	492,346	703-704
Кр-33	490,650	492,090	491,850	-	492,190	699-700
Кр-34	490,640	491,934	491,840	-	492,034	695-696
Кр-35	490,610	491,856	491,810	-	491,956	693-694
К210 (Ст-1.3)	490,600	491,761	491,800	-	491,861	691-692
Кр-37	490,680	491,738	491,880	-	491,838	689-690
Кр-38	490,720	491,720	491,920	-	491,820	687-688
Кр-39	490,760	491,684	491,960	-	491,784	683-684
Кр-40	490,700	491,648	491,900	-	491,748	579-680
Кр-41	490,590	491,612	491,790	-	491,712	675-676
Кр-42	490,390	491,576	491,590	-	491,676	671-672
Кр-43	490,420	491,540	491,620	-	491,640	667-668
Кр-44	490,470	491,522	491,670	-	491,622	665-666
К209 (Ст-1.4)	490,410	491,500	491,610	-	491,600	663-664
Кр-46	490,450	491,478	491,650	-	491,578	660-661
Кр-47	490,420	491,460	491,620	-	491,560	659-660
Кр-48	490,250	491,424	491,450	-	491,524	655-656
Кр-49	490,350	491,388	491,550	-	491,488	651-652
Кр-50	490,420	491,352	491,620	-	491,452	647-648
Кр-51	490,420	491,316	491,620	-	491,416	643-644
Кр-52	490,210	491,280	491,410	-	491,380	639-640

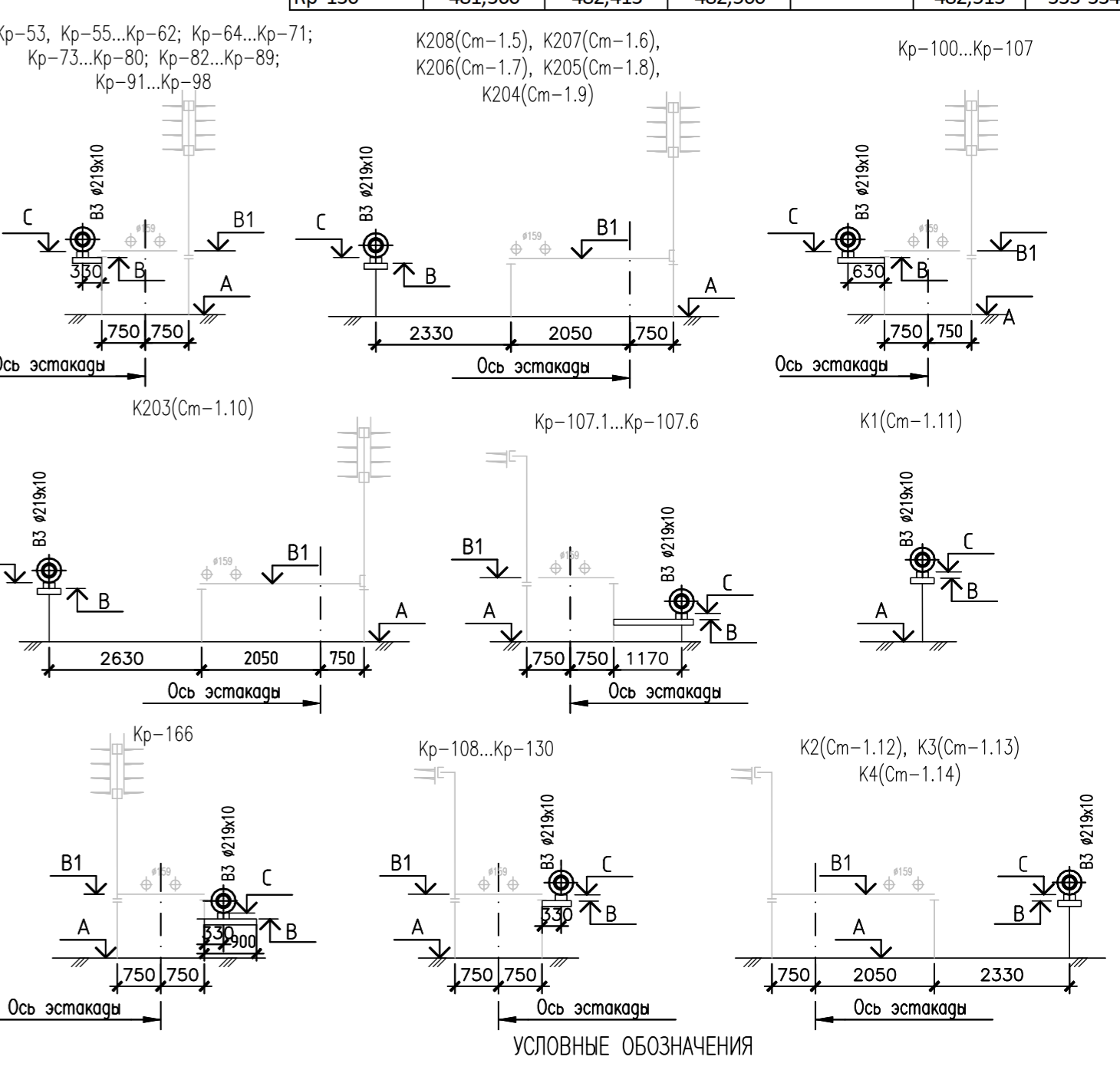
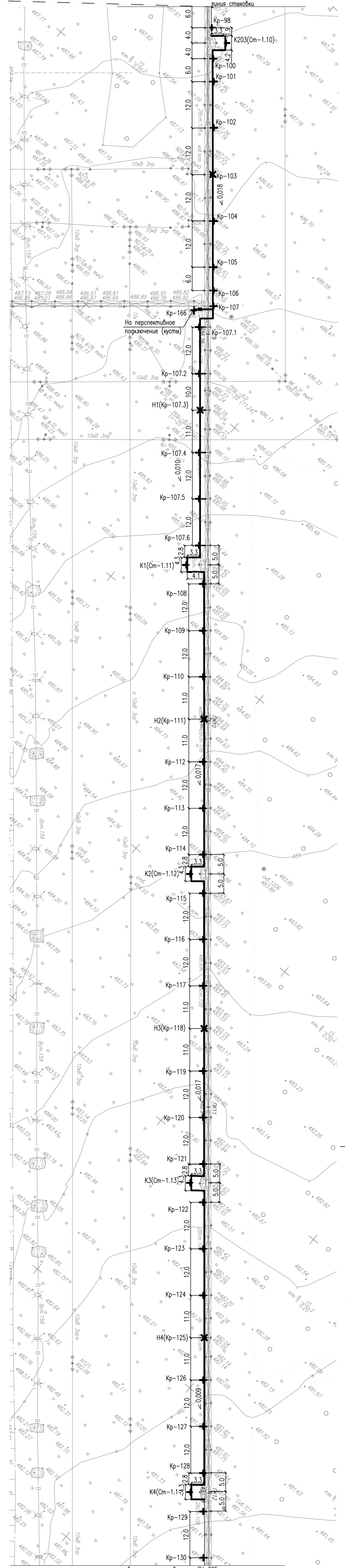
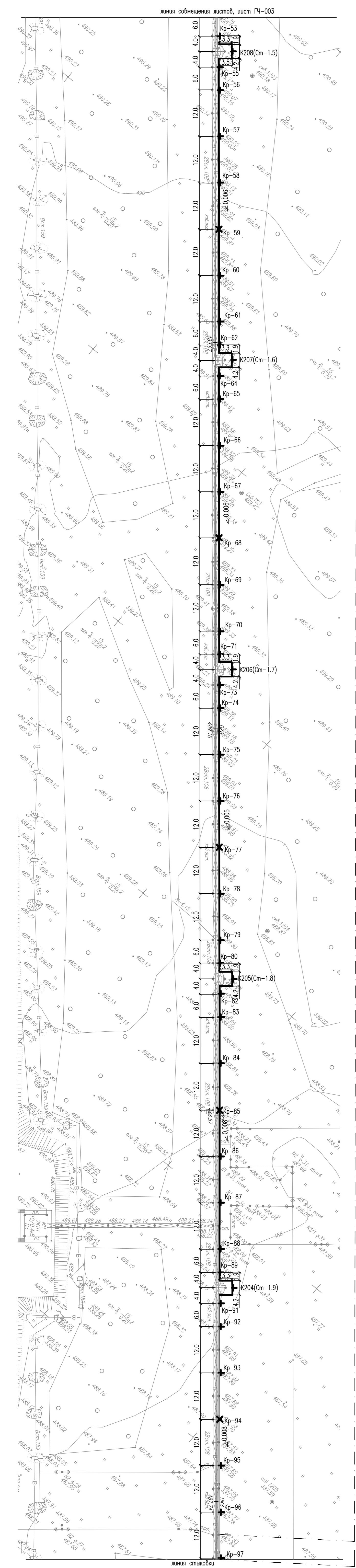
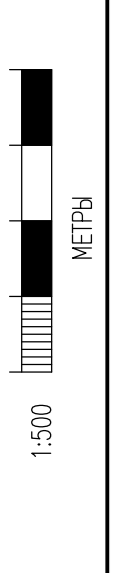


Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды
— X —	Неподвижная опора
— T —	Подвижная опора
— Z —	Задвижка

1. План трассы выполнен на основании данных инженерных изысканий фирмы АО "ДОНГИС".
2. Сечения трассы водовода отображены в направлении потока.
3. Данный лист смотреть совместно с листами ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-004 и ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-005

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-003			
2	Зам.	2285-26	07.04.26
Изм.	Колуч.	Лист	№рек. Погр.
Разраб.	Федотов		07.04.26
Обустройство Чаяндинского НКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.			
П		Лист	Листов
П			1
План трассы высоконапорного водовода ВЗ от УПН (ПКО...ЛК4+14,70) до куста КП-12. Сечения стоков			
Н.контр.	Ровенская	07.04.26	
ГИП	Ровенская	07.04.26	

Создано: 07.04.26 14:00:00
 Век: шб. ш
 Погр. и дата
 Мфк. N погр.



Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод отдачи подтоварной воды
—	Неподвижная опора
—	Подвижная опора
—	Задвижка

1. План трассы выполнен на основании данных инженерных изысканий фирмы АО "ДОНГИС"
 2. Сечения трассы водовода отображены в направлении потока.
 3. Данный лист смотреть совместно с листами ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-003 и ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-005

№ Стойки	Отметка площадки/земли, А	Таблица стоек			номер свай по обследованиям	
		отм. стр. констр., В	отм. суц. стр. констр., В1	отм. суц. стр. констр., В2		
Кр-53	490,100	491,262	491,300	-	491,362	637-638
K208(Ст-1.5)	490,090	491,240	491,290	-	491,340	635-636
Кр-55	490,220	491,196	491,420	-	491,296	633-634
Кр-56	490,110	491,160	491,310	-	491,260	631-632
Кр-57	490,040	491,088	491,240	-	491,188	627-628
Кр-58	490,070	491,016	491,270	-	491,116	623-624
Кр-59	489,900	490,944	491,100	-	491,044	619-620
Кр-60	489,740	490,872	490,940	-	490,972	615-616
Кр-61	489,640	490,800	490,840	-	490,900	611-612
Кр-62	489,660	490,764	490,860	-	490,864	609-610
K207(Ст-1.6)	489,650	490,721	490,850	-	490,821	607-608
Кр-64	489,620	490,677	490,820	-	490,777	605-606
Кр-65	489,630	490,641	490,830	-	490,741	603-604
Кр-66	489,540	490,569	490,740	-	490,669	599-600
Кр-67	489,390	490,497	490,590	-	490,597	595-596
Кр-68	489,320	490,425	490,520	-	490,525	591-592
Кр-69	489,300	490,353	490,500	-	490,453	587-588
Кр-70	489,350	490,281	490,550	-	490,381	583-584
Кр-71	489,220	490,245	490,420	-	490,345	581-582
K206(Ст-1.7)	489,260	490,201	490,460	-	490,301	579-580
Кр-73	489,280	490,165	490,480	-	490,265	577-578
Кр-74	489,240	490,135	490,440	-	490,235	575-576
Кр-75	489,120	490,075	490,320	-	490,175	571-572
Кр-76	489,080	490,015	490,280	-	490,115	567-568
Кр-77	488,860	489,955	490,060	-	490,055	563-564
Кр-78	488,820	489,895	490,020	-	489,995	559-560
Кр-79	488,800	489,835	490,000	-	489,935	555-556
Кр-80	488,760	489,805	489,960	-	489,905	553-554
K205(Ст-1.8)	488,680	489,768	489,880	-	489,868	551-552
Кр-82	488,650	489,710	489,850	-	489,810	549-550
Кр-83	488,820	489,662	490,020	-	489,762	547-548
Кр-84	488,610	489,566	489,810	-	489,666	543-544
Кр-85	488,620	489,470	489,820	-	489,570	539-540
Кр-86	488,340	489,374	489,540	-	489,474	535-536
Кр-87	488,120	489,278	489,320	-	489,378	531-532
Кр-88	488,230	489,182	489,430	-	489,282	520-521
Кр-89	488,130	489,134	489,330	-	489,234	518-519
K204(Ст-1.9)	488,190	489,075	489,390	-	489,175	516-517
Кр-91	488,140	489,017	489,340	-	489,117	514-515
Кр-92	488,040	488,969	489,240	-	489,069	512-513
Кр-93	487,900	488,873	489,100	-	488,973	508-509
Кр-94	487,640	488,777	488,840	-	488,877	504-505
Кр-95	487,540	488,681	488,740	-	488,781	500-501
Кр-96	487,780	488,585	488,980	-	488,685	496-497
Кр-97	487,740	488,489	488,940	-	488,589	492-493
Кр-98	487,620	488,441	488,820	-	488,541	490-491
K203(Ст-1.10)	487,590	488,380	488,790	-	488,480	488-489
Кр-100	487,580	488,249	488,780	-	488,349	486-487
Кр-101	487,460	488,141	488,660	-	488,241	484-485
Кр-102	487,210	487,925	488,410	-	488,025	480-481
Кр-103	487,030	487,709	488,230	-	487,809	477-476
Кр-104	486,940	487,493	488,140	-	487,593	472-473
Кр-105	486,660	487,277	487,860	-	487,377	468-469
Кр-106	486,630	487,169	487,830	-	487,269	466-467
Кр-107	486,560	487,097	487,760	-	487,197	447,000
Кр-166	486,400	487,091	487,600	-	487,191	449-448
Кр-107.1	486,280	487,004	487,480	-	487,104	445-446
Кр-107.2	486,260	486,884	487,460	-	486,984	441-442
H1(Кр-107.3)	486,210	486,784	487,410	-	486,884	437-438
Кр-107.4	486,100	486,674	487,300	-	486,774	433-434
Кр-107.5	485,660	486,554	486,860	-	486,654	429-430
Кр-107.6	485,440	486,434	486,640	-	486,534	425-426
K1(Ст-1.11)	485,370	486,351			486,451	423-424
Кр-108	485,130	486,195	486,330	-	486,295	421-422
Кр-109	484,900	485,991	486,100	-	486,091	417-418
Кр-110	484,800	485,787	486,000	-	485,887	413-414
H2(Кр-111)	484,600	485,600	485,800	-	485,700	409-410
Кр-112	484,320	485,413	485,520	-	485,513	405-406
Кр-113	484,200	485,209	485,400	-	485,309	401-402
Кр-114	484,000	485,005	485,200	-	485,105	397-398
K2(Ст-1.12)	483,880	484,864	485,080	-	484,964	395-396
Кр-115	483,870	484,723	485,070	-	484,823	393-394
Кр-116	483,590	484,519	484,790	-	484,619	389-390
Кр-117	483,420	484,315	484,620	-	484,415	385-386
H3(Кр-118)	483,210	484,111	484,410	-	484,211	381-382
Кр-119	483,150	483,924	484,350	-	484,024	377-378
Кр-120	482,880	483,720	484,080	-	483,820	373-374
Кр-121	482,720	483,516	483,920	-	483,616	369-370
K3(Ст-1.13)	482,520	483,375	483,720	-	483,475	367-368
Кр-122	482,560	483,300	483,760	-	483,400	365-366
Кр-123	482,420	483,192	483,620	-	483,292	361-362
Кр-124	482,190	483,084	483,390	-	483,184	357-358
H4(Кр-125)	482,050	482,985	483,250	-	483,085	353-354
Кр-126	482,090	482,886	483,290	-	482,986	349-350
Кр-127	481,800	482,778	483,000	-	482,878	345-346
Кр-128	481,640	482,670	482,840	-	482,770	341-342
K4(Ст-1.14)	481,810	482,596	483,010	-	482,696	339-340
Кр-129	481,570	482,521	482,770	-	482,621	337-338
Кр-130	481,360	482,413	482,560	-	482,513	333-334

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-004						
2	-	Зам.	2285-26	07.04.26	Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.	
Изм.	Колуч.	Лист	№арк.	Попр.		Дата
Разраб.	Федотов					07.04.26
План трассы высоконапорного водовода отдачи ВЗ (ПК+14,70...ПК12+16,70) до куста КП-12. Сечения стоек						
Н.контр.	Робенская	07.04.26	Формат А1			
ГИП	Робенская	07.04.26	Файл ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-004_2.dwg			

1:500
0 5 10 15 20
МЕТРЫ

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

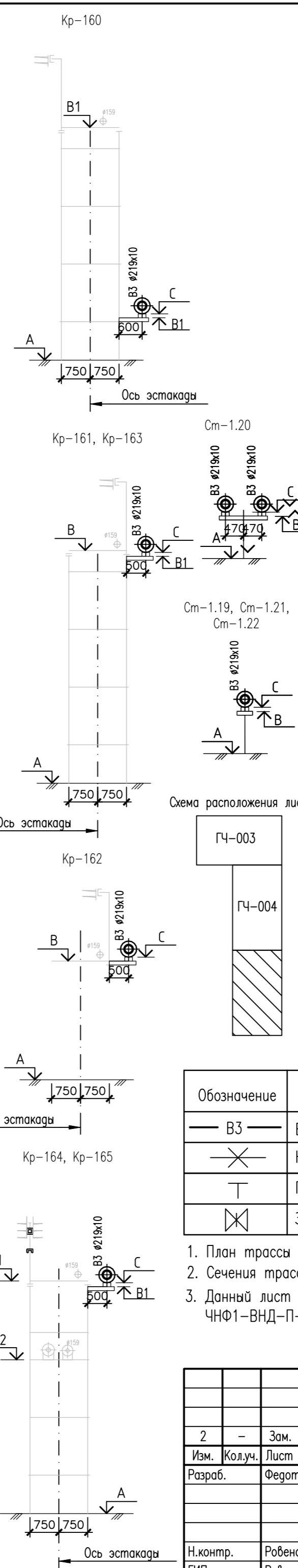
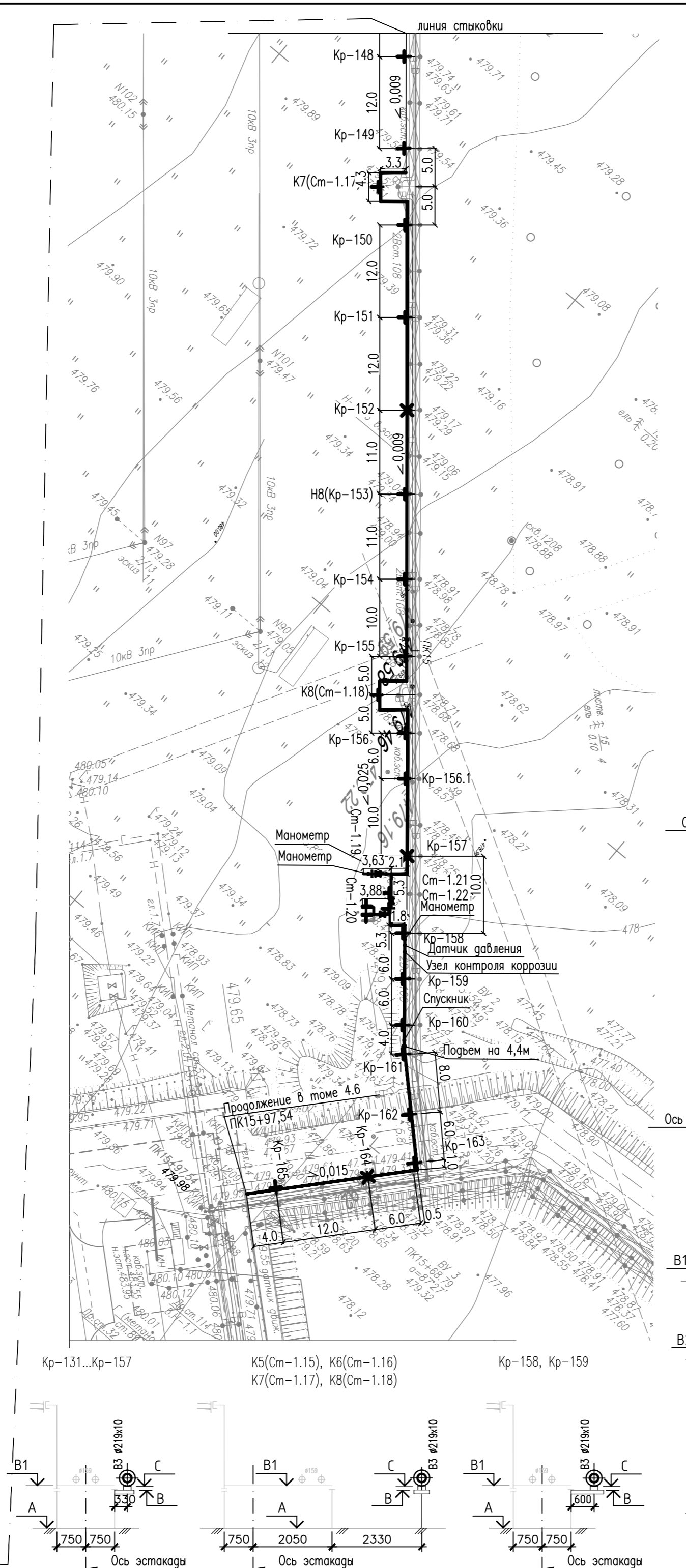
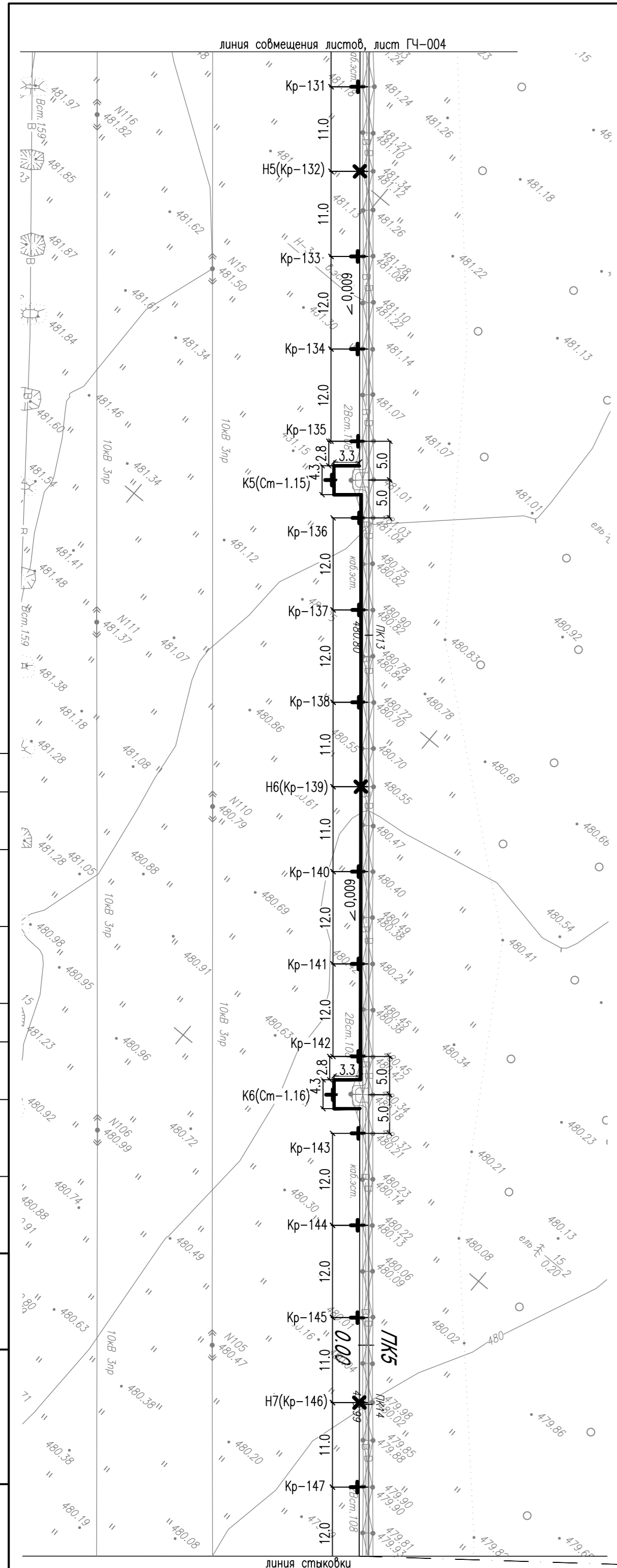


Таблица стоек

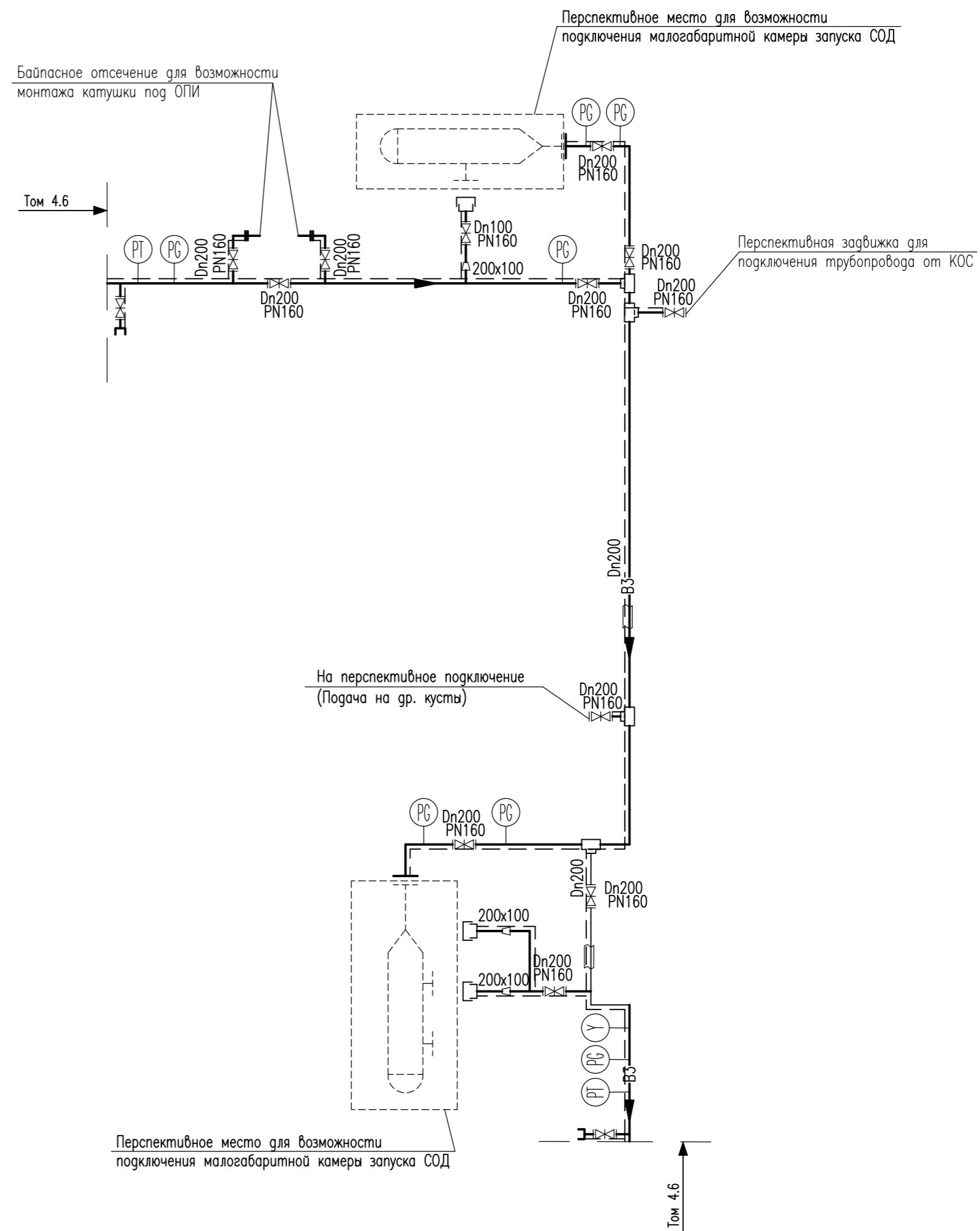
№ Стойки	Отметка площадки/земли, А	отм. стр. констр., В	отм. сущ. стр. констр., В1	отм. сущ. стр. констр., В2	отм. верха опоры, С	номер свай по обследованиям
Кр-131	481,210	482,305	482,410	-	482,405	329-330
H5(Кр-132)	481,230	482,206	482,430	-	482,306	325-326
Кр-133	481,180	482,107	482,380	-	482,207	321-322
Кр-134	481,140	481,999	482,340	-	482,099	317-318
Кр-135	481,040	481,891	482,240	-	481,991	313-314
K5(Ст-1.15)	481,010	481,816	482,210	-	481,916	311-312
Кр-136	481,040	481,741	482,240	-	481,841	309-310
Кр-137	480,860	481,633	482,060	-	481,733	305-306
Кр-138	480,710	481,525	481,910	-	481,625	301-302
H6(Кр-139)	480,550	481,426	481,750	-	481,526	297-298
Кр-140	480,400	481,327	481,600	-	481,427	293-294
Кр-141	480,330	481,219	481,530	-	481,319	289-290
Кр-142	480,440	481,111	481,640	-	481,211	285-286
K6(Ст-1.16)	480,260	481,037	481,460	-	481,137	283-284
Кр-143	480,290	480,962	481,490	-	481,062	281-282
Кр-144	480,180	480,854	481,380	-	480,954	277-278
Кр-145	480,010	480,746	481,210	-	480,846	273-274
H7(Кр-146)	480,000	480,647	481,200	-	480,747	269-270
Кр-147	479,900	480,548	481,100	-	480,648	265-266
Кр-148	479,680	480,440	480,880	-	480,540	261-262
Кр-149	479,560	480,332	480,760	-	480,432	257-258
K7(Ст-1.17)	479,560	480,257	480,760	-	480,357	255-256
Кр-150	479,470	480,183	480,670	-	480,283	253-254
Кр-151	479,340	480,075	480,540	-	480,175	249-250
Кр-152	479,230	479,967	480,430	-	480,067	245-246
H8(Кр-153)	479,140	479,868	480,340	-	479,968	241-242
Кр-154	478,940	479,769	480,140	-	479,869	237-238
Кр-155	478,820	479,679	480,020	-	479,779	233-234
K8(Ст-1.18)	478,700	479,604	479,900	-	479,704	231-232
Кр-156	478,660	479,396	479,860	-	479,496	227-228
Кр-156.1	478,570	479,246	479,770	-	479,346	225-226
Кр-157	478,270	478,996	479,470	-	479,096	223-224
Ст-1.19	478,130	478,932	-	-	479,032	-
Ст-1.20	478,300	478,929	-	-	479,029	-
Ст-1.21	478,230	478,932	-	-	479,032	-
Ст-1.22	478,230	478,930	-	-	479,030	-
Кр-158	478,000	478,925	479,200	-	479,025	219-220
Кр-159	478,110	478,919	479,310	-	479,019	217-218
Кр-160	477,880	478,913	479,080	482,930	479,013	215-216
Кр-161	477,870	483,624	482,220	-	483,724	213-214
Кр-162	479,270	483,620	-	-	483,720	-
Кр-163	479,430	483,614	483,780	-	483,714	211-212
Кр-164	479,470	483,727	483,820	481,970	483,827	203-204
Кр-165	479,810	483,907	484,160	482,310	484,007	201-202

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— B3 —	Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды
⊗	Неподвижная опора
⊤	Подвижная опора
⊗	Задвижка

1. План трассы выполнен на основании данных инженерных изысканий фирмы АО "ДОНГИС".
2. Сечения трассы водовода отображены в направлении потока.
3. Данный лист смотреть совместно с листами ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-003 и ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-004.

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-005			
2	-	Зам. 2285-26	07.04.26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Разраб.	Феготов		07.04.26
Обустройство Чайяндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.			
			Листов
			1
Н.контр.	Ровенская	07.04.26	План трассы высоконапорного водовода B3 (ПК12+16,70...ПК15+97,54) до куста КП-12. Сечения стоков
ГИП	Ровенская	07.04.26	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды
— —	Задвижка с ручным приводом
□	Быстроразъемное соединение
⊞	Тройник с решеткой
PG	Манометр
PT	Датчик давления
Y	Узел контроля скорости коррозии
— —	Вновь проектируемый, либо заменяемый трубопровод
— —	Трубопровод в тепловой изоляции с электрообогревом

ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-006					
Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.					
2	-	Зам.	2285-26	07.04.26	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Феготов			07.04.26
				Стадия	Лист
				П	1
Н.контр.	Ровенская		07.04.26	Принципиальная схема промышленной части высоконапорного водовода	
ГИП	Ровенская		07.04.26	ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	