



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Игнялинского НГКМ.
Трубопровод нефтегазосборный от кустовой
площадки №22И**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	7254-26		20.08.26
2	8384-26		30.09.26



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Игнялинского НГКМ.
Трубопровод нефтегазосборный от кустовой
площадки №22И**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Главный инженер проекта

А.М. Соснин

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	Изм.1,2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм.1,2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Трубопровод нефтегазосборный КП N22И - т.вр. КП N6И. Система сбора Игнялинского НГКМ	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Трубопровод нефтегазосборный КП N22И - т.вр. КП N6И. Схема принципиальная технологическая	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Трубопровод нефтегазосборный КП N22И - т.вр. КП N6И. Обзорный план	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Площадка узла запуска СОД. План. Разрезы	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Площадка узла т.вр. КП N22И. План. Разрезы	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Площадка узла т.вр. КП N24. План. Разрезы	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-007	Площадка узла приема СОД. План. Разрезы	Изм.2 (зам.)
ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-008	Площадка узла т.вр. КП N36. План. Разрезы	Изм.2 (нов.)

Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-С-001									
Взам. инв. №	Подпись и дата	Разраб.		Силин				30.09.26		Содержание тома 3.1				Стадия	Лист	Листов
								П						1		
		Н.контр.		Соснин				30.09.26						 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ТОСиТНиГ

С.А. Силин

Нормоконтролер

А.М. Соснин

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА. ИСКУССТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ	1-4
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-4
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	1-4
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-4
1.3.1 Топографические условия	1-4
1.3.2 Инженерно-геологические условия.....	1-5
1.3.3 Гидрогеологические условия.....	1-10
1.3.4 Климатические и метеорологические условия.....	1-11
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)	1-15
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-15
1.4.2 Заболачивание	1-16
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов.....	1-16
1.4.4 Подтопление	1-16
1.4.5 Овражная эрозия	1-17
1.4.6 Сейсмичность	1-17
1.4.7 Карстообразование и суффозия.....	1-17
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-18
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-19
1.7 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-20
1.8 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-21
1.9 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-21
1.9.1 Общие сведения.....	1-21
1.9.2 Характеристика линейного объекта, оборудования и материалов.....	1-22
1.9.3 Границы проектирования линейного объекта	1-22
1.9.4 Узлы запуска и приема СОД.....	1-23
1.9.5 Узлы подключения объектов добычи	1-26
1.9.6 Контроль скорости коррозии.....	1-27
1.9.7 Запорная арматура	1-28
1.9.8 Тепловая изоляция	1-30
1.9.9 Трасса линейного объекта	1-31
1.9.10 Оознавательные знаки	1-33
1.9.11 Прокладка трубопровода.....	1-34
1.9.12 Переход через автомобильные дороги.....	1-35
1.9.13 Переход через водные преграды	1-37
1.9.14 Переход через коммуникации.....	1-39
1.9.15 Меры безопасности на пересечениях особо опасных участков	1-41
1.9.16 Организация строительства.....	1-42
1.9.17 Контроль качества сварных соединений	1-42
1.9.18 Очистка внутренней полости трубопровода.....	1-43
1.9.19 Испытания трубопровода	1-43
1.9.20 Заземление и молниезащита	1-49
1.9.21 Проектные решения выполнения требований промышленной безопасности	1-50
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	1-53
1.11 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-54
1.12 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-54

1.13	ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1–54
1.13.1	Объекты контроля	1–54
1.13.2	Объёмы контроля	1–55
1.13.3	Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации	1–55
1.13.4	Решения по метрологическому обеспечению	1–55
1.13.4.1	Общие требования	1–55
1.13.4.2	Требования к средствам измерений, их поверке/калибровке и техническому обслуживанию	1–56
1.13.4.3	Требования к метрологическим характеристикам средств измерений	1–58
1.14	ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	1–59
1.15	ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ №22И ИГНЯЛИНСКОГО НГКМ.....	1–60
1.15.1	Общее положение	1–60
1.15.2	Исходные данные	1–60
1.15.3	Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ.....	1–64
1.15.4	Анализ результатов гидравлического расчета и выводы	1–72
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	2–4
2.5	РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2–4
2.5.1	Исходные данные	2–4
2.5.2	Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2–6
2.5.3	Расчёт срока службы промысловых трубопроводов.....	2–7
2.5.4	Проверочный расчет на прочность трубопроводов	2–8
2.6	РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2–10
2.6.1	Выборка типоразмеров труб	2–12
2.7	ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ	2–14
2.8	СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2–14
2.9	АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–15
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 о толщине стенки и сроке службы трубопровода	Б-1

1 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения

1.1 Введение

Настоящим разделом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И» - ш. ИГНФ1-ТСС.КП22.

1.2 Исходные данные

В качестве основных исходных данных при разработке настоящего раздела были использованы следующие документы:

- Задание на Проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 19 июня 2025 г;
- Приложения №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 к Заданию на Проектирование;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Уралгеопроект» в 2026 г;
- Типовые проектные решения и иная локальная нормативная документация ПАО «Газпром нефть» (Приложение А).

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

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

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

1.3.1 Топографические условия

На основании полученных инженерных изысканий (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГДИ) в административном отношении район строительства расположен в Иркутской области Катангском районе, Игнялинский ЛУ.

Объект будущего строительства расположен в 184,6 км на северо-запад от пгт. Витим, в 75,5 км на юго-восток от с. Преображенка в 87,7 км на северо-восток от с. Непа.

Аэропорт «Талакан» расположен в 95 км на юго-восток от участка строительства.

Согласно физико-географическому районированию участок строительства расположен в таёжной области Средней Сибири.

Транспортная сеть в районе строительства слабо развита. Ближайшая железнодорожная станция – Лена (г. Усть-Кут) Восточно-Сибирской железной дороги в 401,6 км на юго-запад от начала трассы трубопровода нефтегазосборного, в Усть-Куте расположен крупный речной порт «Осетрово» на реке Лене. Лена судоходна от г. Усть-Кут до устья. Ближайшие к району строительства порты и пристани – Усть-Кут, Марково, Киренск, Витим, Пеледуй, Ленск.

Через Усть-Кут проходит автомобильная дорога федерального значения А-331 "Вилюй" Тулун - Братск - Усть-Кут - Мирный – Якутск, участок до Верхнемарково имеет гравийное покрытие, далее ШЗ – автозимник, по которому можно добраться до Верхнечонского месторождения.

Технологические дороги: вдольтрассовый проезд от Талакана до Киренска ООО «Транснефть – Восток», трасса «Витим - Талаканское месторождение», ПАО "Сургутнефтегаз". От Верхнечонского НГКМ до Талаканского месторождения проходит автомобильная дорога IV категории.

Подробно топографические условия представлены в инженерных изысканиях (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГДИ).

1.3.2 Инженерно-геологические условия

На основании полученных инженерных изысканий (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ) на участке строительства приняты следующие инженерно-геологические условия:

На участке трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И

Сводный геолого-литологический разрез, следующий (сверху - вниз):

Четвертичная система (Q)

Голоценовые почвенно-растительные отложения (solQIV)

1. Почва (мох). Широко развит на участке изысканий. Но момент проведения изысканий находилась в мерзлом и талом состояниях. Мощность слоя 0,1-0,3 м. Почва выделена в слой № 1м (сезонномерзлая).

Техногенные голоценовые отложения (tQIV)

2. Техногенный грунт. По визуальным признакам представлен суглинком щебенистым твердомерзлым нельдистым массивной криотекстуры, иногда с включением песка мелкого. На период проведения изыскания находился в сезонномерзлом состоянии. Вскрыт локально. Мощность слоя 0,3-1,8 м. Техногенный грунт выделен в слой № 10м.

Биогенные голоценовые отложения (bQIV)

3. Торф темно-коричневый среднеразложившийся пластичномерзлый атакситовой криотекстуры сильнольдистый. Вскрыт локально. Мощность слоя 0,1-0,5 м. Слой выделен в ИГЭ-12м-1.

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

4. Суглинок коричневый, темно-коричневый, серый тяжелый пылеватый пластично-мерзлый слабольдистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры, при оттаивании мягкопластичный. Широко развит на участке изысканий. Залегаet с глубин 0,1-7,5 м. Залегаet до глубин 0,5-8,1 м. Мощность слоя 0,2-5,2 м. Слой выделен в ИГЭ – 320м-2.

5. Суглинок бурый, серый тяжелый пылеватый твердый. Вскрыт локально. Залегаet с глубин 0,7-1,5 м. Залегаet до глубин 2,0-4,5 м. Мощность слоя 0,5-4,0 м. Слой выделен в ИГЭ – 310-2.

6. Суглинок бурый, серый тяжелый пылеватый полутвердый. Локально развит на участке изысканий. Залегаet с глубин 1,4 м. Залегаet до глубин 4,2 м. Мощность слоя 2,8 м. Слой выделен в ИГЭ – 320-2.

7. Суглинок бурый, серый тяжелый пылеватый тугопластичный. Локально развит на участке изысканий. Залегаet с глубин 0,5-2,5 м. Залегаet до глубин 1,9-5,0 м. Мощность слоя 0,1-4,5 м. Слой выделен в ИГЭ – 330-2.

8. Суглинок бурый, серый тяжелый пылеватый мягкопластичный. Широко развит на участке изысканий. Залегаet с глубин 0,2-2,2 м. Залегаet до глубин 1,8-7,0 м. Мощность слоя 0,4-5,0 м. Слой выделен в ИГЭ – 340-2.

9. Супесь желтовато-коричневая песчанистая пластичная. Локально развита на участке изысканий. Залегаet с глубин 0,9-6,5 м. Залегаet до глубин 1,7-7,7 м. Мощность слоя 0,5-5,6 м. Слой выделен в ИГЭ – 420-2.

10. Песок мелкий светло-коричневый, желтовато-коричневый влажный средней плотности. Локально развит на участке изысканий. Залегаet с глубин 0,8-2,3 м. Залегаet до глубин 2,0-4,3 м. Мощность слоя 0,5-2,4 м. Слой выделен в ИГЭ – 5422-2.

11. Песок мелкий светло-коричневый, желтовато-коричневый водонасыщенный средней плотности. Вскрыт локально. Залегаet с глубин 3,4 м. Залегаet до глубин 6,1 м. Мощность слоя 2,7 м. Слой выделен в ИГЭ – 5423-2.

Отложения угутской свиты нижнего отдела юрской системы (Jluk)

12. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый низкой прочности средней плотности среднепористый сильноветреный размягчаемый морозный. Локально развит на участке изысканий. Залегаet с глубин 0,5-9,5 м. Залегаet до глубин 1,3-10,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,5-6,0 м. Слой выделен в ИГЭ – 106ам-4.

13. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый низкой прочности средней плотности среднепористый сильновыветрелый размягчаемый. Широко развит на участке изысканий. Залегает с глубин 0,8-8,1 м. Залегает до глубин 2,3-11,6 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,8-8,2 м. Слой выделен в ИГЭ – 106а-4.

14. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый пониженной прочности плотный среднепористый средневыветрелый размягчаемый. Широко развит на участке изысканий. Залегает с глубин 6,0-11,6 м. Залегает до глубин 10,0-17,0 м. Вскрытая мощность слоя 0,5-8,7 м. Слой выделен в ИГЭ – 106-4.

Отложения среднего-верхнего отдела кембрийской системы (Ст2–3)

15. Доломит серый, темно-серый средней прочности плотный среднепористый средневыветрелый неразмываемый. Локально развит на участке изысканий. Залегает с глубин 2,3-4,7 м. Залегает до глубин 10,0-17,0 м. Вскрытая мощность слоя 5,3-13,4 м. Слой выделен в ИГЭ – 133-4.

16. Доломит серый, темно-серый малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмываемый. Локально развит на участке изысканий. Залегает с глубин 2,8-4,3 м. Залегает до глубин 10,0 м. Вскрытая мощность слоя 5,7-7,2 м. Слой выделен в ИГЭ – 135-4.

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов выделено 14 ИГЭ.

В период проведения полевых работ грунтовые воды вскрыты повсеместно на глубинах 1,0-14,0 м, установившейся уровень зафиксирован на глубинах 2,0-9,0 м.

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

На участке площадки узла т.вр. КП №22И

Сводный геолого-литологический разрез, следующий (сверху - вниз):

Четвертичная система (Q)

Голоценовые почвенно-растительные отложения (solQIV)

1. Почва (мох). Широко развит на участке изысканий. Но момент проведения изысканий находилась в мерзлом и талом состояниях. Мощность слоя 0,1 м. Почва выделена в слой № 1м (сезонномерзлая).

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

2. Суглинок коричневый, темно-коричневый, серый тяжелый пылеватый пластично-мерзлый слабодистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры, при оттаивании мягкопластичный. Залегаёт с глубин 0,1 м. Залегаёт до глубин 0,8-2,2 м. Мощность слоя 0,7-2,1 м. Слой выделен в ИГЭ – 320м-2.

3. Суглинок бурый, серый тяжелый пылеватый мягкопластичный. Залегаёт с глубин 0,8-2,2 м. Залегаёт до глубин 3,8-5,7 м. Мощность слоя 2,6-4,7 м. Слой выделен в ИГЭ – 340-2.

Отложения угутской свиты нижнего отдела юрской системы (Jluk)

4. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый низкой прочности средней плотности среднепористый сильновыветрелый размягчаемый. Залегаёт с глубин 3,8-5,7 м. Залегаёт до глубин 11,6-12,3 м. Мощность слоя 6,6-8,5 м. Слой выделен в ИГЭ – 106а-4.

5. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый пониженной прочности плотный среднепористый средневыветрелый размягчаемый. Залегаёт с глубин 11,6-12,3 м. Залегаёт до глубин 17,0 м. Вскрытая мощность слоя 4,7-5,4 м. Слой выделен в ИГЭ – 106-4.

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов выделено 4 ИГЭ.

В период проведения полевых работ грунтовые воды вскрыты повсеместно на глубинах 6,0 м, установившейся уровень зафиксирован на глубинах 3,0-4,0 м.

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

На участке площадки узла т.вр. КП №24

Сводный геолого-литологический разрез, следующий (сверху - вниз):

Четвертичная система (Q)

Голоценовые почвенно-растительные отложения (solQIV)

1. Почва (мох). Широко развит на участке изысканий. Но момент проведения изысканий находилась в мерзлом и талом состояниях. Мощность слоя 0,1 м. Почва выделена в слой № 1м (сезонномерзлая).

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

2. Суглинок коричневый, темно-коричневый, серый тяжелый пылеватый пластично-мерзлый слабодистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры, при оттаивании мягкопластичный. Залегаёт с глубин 0,1 м. Залегаёт до глубин 1,0-2,0 м. Мощность слоя 0,9-1,9 м. Слой выделен в ИГЭ – 320м-2.

3. Суглинок бурый, серый тяжелый пылеватый мягкопластичный. Широко развит на участке изысканий. Залегают с глубин 1,0-2,0 м. Залегают до глубин 3,3-4,5 м. Мощность слоя 1,8-2,5 м. Слой выделен в ИГЭ – 340-2.

Отложения угутской свиты нижнего отдела юрской системы (Juk)

4. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый низкой прочности средней плотности среднепористый сильновыветрелый размягчаемый. Залегают с глубин 3,3-4,5 м. Залегают до глубин 7,9-8,9 м. Мощность слоя 3,4-5,3 м. Слой выделен в ИГЭ – 106а-4.

5. Алевролит серый, желтовато-коричневый, красновато-коричневый, голубовато-серый пониженной прочности плотный среднепористый средневыветрелый размягчаемый. Залегают с глубин 7,9-8,9 м. Залегают до глубин 17,0 м. Вскрытая мощность слоя 8,1-9,1 м. Слой выделен в ИГЭ – 106-4.

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов выделено 4 ИГЭ.

В период проведения полевых работ грунтовые воды вскрыты повсеместно на глубинах 8,0-14,5 м, установившейся уровень зафиксирован на глубинах 4,0-5,0 м.

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

На участке площадки узла приема СОД

Сводный геолого-литологический разрез, следующий (сверху - вниз):

Четвертичная система (Q)

Техногенные голоценовые отложения (tQIV)

1. Техногенный грунт. По визуальным признакам представлен суглинком щебенистым твердомерзлым нельдистым массивной криотекстуры, иногда с включением песка мелкого. На период проведения изыскания находился в сезонномерзлом состоянии. Вскрыт локально. Мощность слоя 1,5-1,8 м. Техногенный грунт выделен в слой № 10м.

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

2. Суглинок коричневый, темно-коричневый, серый тяжелый пылеватый пластично-мерзлый слабодистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры, при оттаивании мягкопластичный. Залегают с глубин 1,5-1,8 м. Залегают до глубин 2,4-3,6 м. Мощность слоя 0,8-1,8 м. Слой выделен в ИГЭ – 320м-2.

Отложения среднего-верхнего отдела кембрийской системы (Ст2-3)

3. Доломит серый, темно-серый средней прочности плотный среднепористый средневыветрелый неразмягчаемый. Залегаёт с глубин 2,4-3,6 м. Залегаёт до глубин 17,0 м. Вскрытая мощность слоя 13,4-14,6 м. Слой выделен в ИГЭ – 133-4.

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов выделено 2 ИГЭ.

В период проведения полевых работ грунтовые воды вскрыты локально на глубинах 9,0 м, установившейся уровень зафиксирован на глубинах 3,0-4,0 м.

1.3.3 Гидрогеологические условия

На основании полученных инженерных изысканий (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГМИ) в геоморфологическом отношении участок работ расположен на левобережной части бассейна реки Лены, в верхней левобережной части водосборной площади реки Чона.

Проектируемая трасса трубопровода пересекает 1 ручей б/н. Ручей б/н – правый приток р. Хува, которая, в свою очередь, является левым притоком р. Чона.

Водная система ручья б/н: ручей б/н → Хува → Чона → Виллой → Лена → Море Лаптевых.

Ручей б/н относится к категории малых рек. Параметры пересекаемой водной преграды представлены в таблицах 1.1 ...1.6

Таблица 1.1 – Максимальные расходы воды весеннего половодья в расчетных створах, м³/с

№	Водоток/ понижение рельефа	ПК	Обеспеченность, %				
			1	2	3	5	10
1	ручей б/н	ПК61+05.76; ПК61+36.07	0,80	0,74	0,67	0,61	0,52

Максимальные расходы дождевых паводков для пересекаемого водотока представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2– Максимальные расходы воды дождевых паводков в расчетном створе, м³/с

№	Водоток/ понижение рельефа	ПК	Обеспеченность, %				
			1	2	3	5	10
1	ручей б/н	ПК61+05.76; ПК61+36.07	0,64	0,55	0,51	0,45	0,36

Принятые максимальные расходы для пересекаемого водотока представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Принятые максимальные расходы в расчетном створе, м³/с

№	Водоток/ понижение рельефа	ПК	Обеспеченность, %				
			1	2	3	5	10
1	ручей б/н	ПК61+05.76; ПК61+36.07	0,80	0,74	0,67	0,61	0,52

Максимальные уровни для пересекаемого водотока представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчетные максимальные уровни воды, мБС 77 г.

№	Наименование	ПК	Обеспеченность, %					ГВ на момент изыскания, мБС 77 г.
			1	2	3	5	10	
1	ручей б/н	ПК61+05.76; ПК61+36.07	440,36	440,36	440,35	440,34	440,32	440,00 (дно)

Прогноз глубинных деформаций пересекаемых ручьев б/н представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Прогноз глубинных деформаций

№	Наименование	ПК	Величина предельного размыва дна, м	Минимальная отметка дна, мБС 77 г.		ГВ на момент изыскания, мБС 77 г.
				на момент изысканий	отметка размыва	
1	ручей б/н	ПК61+05.76; ПК61+36.07	0,14	440,00 (дно)	439,86	440,00 (дно)

На ручье б/н отмечено, что береговые склоны задернованы и закреплены корневой системой растений, имеют устойчивое положение в плане. Плановых деформаций не происходит.

Таблица 1.6 – Зона затопления (влияние) проектируемых объектов максимальными уровнями воды пересекаемого водотока

№	Наименование	ПК	ГВВ 1 %, мБС 77 г.	Зона затопления (влияние)	Величина затопления (м)
1	ручей б/н	ПК61+05.76; ПК61+36.07	440,36	ПК61+3,44 - ПК61+15,03; ПК61+26,77 - ПК61+39,52	11,59/12,75

Подробные сведения о гидрогеологических условиях района строительства представлены в инженерные изысканиях (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГМИ).

1.3.4 Климатические и метеорологические условия

На основании полученных инженерных изысканий (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГМИ) участок строительства находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня. Суровые климатические условия района определяют повсеместное распространение многолетней мерзлоты мощностью до 80 м с наличием спорадических таликов.

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

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

Согласно схеме дорожно-климатического районирования (СП 34.13330.2021, приложение Б), участок строительства расположен в I дорожно-климатической зоне, подзоне 3.

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

Климатическая характеристика района работ представлена по данным многолетних наблюдений Росгидромета по ближайшей к участку работ метеостанции Преображенка, расположенной в 81 км на северо-запад от проектируемого объекта. Для отдельных характеристик использованы данные, опубликованные в СП 131.13330.2025.

Таблица 1.7 Основные климатические характеристики района изысканий (СП 131.13330.2025)

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ХОЛОДНОГО ПЕРИОДА ГОДА	
<i>Преображенка</i>	
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98, °C	-54
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92, °C	-52
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98, °C	-52
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92, °C	-49
Температура воздуха обеспеченностью 0.94, °C	-37
Абсолютная минимальная температура воздуха, °C	-59
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °C	11,7
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 0 , сут.	203
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 , °C	-17,7
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 , сут.	255
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 , °C	-13,3
Продолжительность, сут, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 10 , сут.	269
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10 , °C	-12,2
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	77
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	76
Количество осадков за ноябрь-март, мм	86
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	3,2
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$, м/с	2,1
КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛОГО ПЕРИОДА ГОДА	
<i>Преображенка</i>	

Барометрическое давление, гПа	980
Температура воздуха обеспеченностью 0,95, °С	21
Температура воздуха обеспеченностью 0,98, °С	25
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	37
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	14,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	70
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	50
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	271
Суточный максимум осадков обеспеченностью 1%, мм	68
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0

Таблица 1.8 – Нормативные значения снеговых, ветровых и гололедных нагрузок

Характеристика	Значение и единица измерения	Номер района	Примечание
Нормативное значение ветрового давления и скорости ветра на уровне 10 м над поверхностью земли (возможное 1 раз в 50 лет)	СП 20.13330.2016		
	0,17 кПа 19,88 м/с	Ia	Таблица 11.1 и карта 2 приложения Е
	ПУЭ-7, глава 2.5		
	500 Па; 29 м/с	II	Таблица 2.5.1, карта 2.5.1
Нормативная толщина стенки гололёда на уровне 10 м от поверхности земли (возможное 1 раз в 5 лет)	СП 20.13330.2016		
	5 мм	II	Таблица 12.1 и карта 3 приложения Е
	ПУЭ-7, глава 2.5		
	15 мм	II	Таблица 2.5.3, карта 2.5.2
Нормативное значение веса снегового покрова (возможное 1 раз в 50 лет)	СП 20.13330.2016		
	1,5 кПа	III	Таблица 10.1 и карта 1 приложения Е

Согласно ПУЭ-7, (гл. 2.5, рис. 2.5.4) участок строительства относится к районам с умеренной пляской проводов (частота повторяемости пляски 1 раз в 5 лет и менее).

Согласно ПУЭ-7 (гл. 2.5, рис. 2.5.3) участок строительства расположен в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 20 до 40 ч.

В таблице 1.9 приведены опасные гидрометеорологические явления, согласно приложению, Б СП 482.1325800.2020. Данные предоставлены ФГБУ «Иркутское УГМС».

Таблица 1.9 – Число случаев с опасными метеорологическими явлениями (ОЯ), отмеченными за период 1993-2022 гг. по данным метеорологической станции Преображенка

Название ОЯ	Характеристика (определение) ОЯ	Критерий ОЯ	Число случаев
Очень сильный ветер	Сильный штормовой ветер разрушительной силы	Средняя скорость ветра не менее 20 м/с или максимальная скорость ветра (порыв) не менее 25 м/с	0

Название ОЯ	Характеристика (определение) ОЯ	Критерий ОЯ	Число случаев
Шквал	Резкое кратковременное усиление ветра в течение не менее 1 минуты	Максимальная скорость ветра (порыв) 25 м/с и более	0
Смерч	Сильный маломасштабный атмосферный вихрь диаметром до 1000 м, в котором воздух вращается со скоростью до 100 м/с	Независимо от скорости ветра	0
Сильный ливень	Сильный дождь или ливневый дождь	Количество жидких осадков не менее 30,0 мм за период времени не более 12 ч	(наблюдения не предусмотрены на метеорологической станции)
Очень сильный дождь (мокрый снег, дождь со снегом)	Значительные жидкие (дождь, ливневый дождь) или смешанные (мокрый снег, дождь со снегом) осадки	Количество осадков не менее 50 мм за период не более 12 ч	1
Очень сильный снег	Значительные твердые осадки (снег, ливневый снег и др.)	Количество осадков не менее 20 мм за период не более 12 ч	0
Продолжительные сильные дожди	Дождь почти непрерывный (с перерывами не более 1 ч) в течение нескольких суток	Количество осадков не менее 100 мм за период более 12 ч, но менее 48 ч	0
Крупный град	Крупные частички льда (градины), выпадающие из кучево-дождевых облаков	Средний диаметр самых крупных градин не менее 20 мм	0
Сильная метель	Общая или низовая метель при сильном ветре, вызывающая значительное ухудшение метеорологической дальности видимости	Общая или низовая метель при средней скорости ветра не менее 15 м/с и видимости менее 500 м	0
Сильная пыльная (песчаная) буря	Перенос больших количеств пыли или песка при сильном ветре, вызывающий значительное ухудшение метеорологической дальности видимости	Средняя скорость ветра не менее 15 м/с при метеорологической дальности видимости не более 500 м продолжительностью не менее 12 ч	0
Сильный туман	Сильное помутнение воздуха за счёт скопления взвешенных мельчайших частиц воды (пыли, продуктов горения), вызывающее ухудшение метеорологической дальности видимости	Видимость при тумане не более 50 м продолжительностью не менее 12 ч	0

Название ОЯ	Характеристика (определение) ОЯ	Критерий ОЯ	Число случаев
Сильное гололедно-изморозевое отложение на проводах	Сильное отложение льда (стекловидного, кристаллического, снеговидного (на проводах гололёдного станка	Диаметр отложения на проводах гололедного станка не менее 20 мм для гололеда, не менее 35 мм для сложного отложения или мокрого снега, не менее 50 мм для зернистой или кристаллической изморози	(наблюдения не предусмотрены на метеорологической станции)
Сильная жара	В период с мая по август высокая максимальная температура воздуха в течение продолжительного времени	Максимальная температура воздуха +35°C и выше в течение не менее 5 дней	0
Сильный мороз	В период с ноября по март низкая минимальная температура воздуха в течение продолжительного времени	Минимальная температура воздуха: в Катангском районе минус 55°C и ниже в течение не менее 3-х суток	0

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

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

Подробно климатические и метеорологические сведения района строительства представлены в инженерных изысканиях (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГМИ).

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

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

На основании полученных ИИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ) в геокриологическом отношении участок строительства расположен в области не сплошного распространения ММГ (многолетнемерзлых грунтов) (рисунок Б.9 СП 115.13330.2016). Согласно таблице 4.2 СП 493.1325800.2020 тип распространения ММГ и талых грунтов на участке изысканий – редкостровное. Тип залегания ММГ - не сливающийся и сливающийся. Не исключается встреча талых и мерзлых грунтов в межскважинном пространстве. Встреченные морозные и многолетнемерзлые грунты, характеризуются как высокотемпературные со среднегодовой температурой грунтов – от минус 0,1°C до минус 0,4°C. Среднегодовая температура талых грунтов на

глубине нулевых годовых амплитуд – 0,6-2,1°C. Глубина нулевых годовых колебаний температуры достигает 10,0 м.

По субъективному мнению ООО «Уралгеопроект», наиболее предпочтительным при строительном освоении территории является II принцип строительства, предполагающий использование многолетнемерзлых грунтов основания в оттаянном или оттаивающем состоянии.

1.4.2 Заболачивание

На основании полученных ИИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ) по трассе проектируемого трубопровода участки болот и заболоченные участки не обнаружены.

1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов

На основании ИГИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ) на участке строительства по степени пучинистости грунты слоя сезонного промерзания согласно ГОСТ 25100-2020 относятся к непучинистым – сильнопучинистым. Сведения представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – сводная таблица оценки степени пучинистости грунтов

№ ИГЭ	Степень пучинистости $e_{\text{п}}$, д.е.	Разновидность грунтов по ГОСТ 25100-2020
12м-1	0,091-0,099	Сильнопучинистый
320м-2	0,047-0,070	Среднепучинистый-Сильнопучинистый
310-2	0,015-0,026	Слабопучинистый
320-2	0,036-0,045	Среднепучинистый
330-2	0,032-0,043	Слабопучинистый-Среднепучинистый
340-2	0,045-0,062	Среднепучинистый
420-2	0,021-0,029	Слабопучинистый
5422-2	0,005-0,009	Непучинистый
5423-2	0,008-0,009	Непучинистый

Протокол определения степени пучинистости приведен в приложении Е (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ).

1.4.4 Подтопление

На основании полученных ИИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ) под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод в водообильные периоды года до дневной поверхности.

В ходе оттаивания деятельного слоя (июнь-сентябрь месяц) на участках с развитием многолетнемерзлых грунтов ожидается повсеместное появление надмерзлотных вод и верховодки на таликовых участках.

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

– в подтопленном состоянии в природных условиях, тип участка I-A-2, сезонно ежегодно подтапливаемые (развит с установившемся уровнем грунтовых вод четвертичных отложений и с появившемся уровнем грунтовых вод юрских и кембрийских отложений от 3,0 м до 9,0 м);

– потенциально подтопляемые в результате экстремальных природных ситуаций (в многоводные годы, при катастрофических паводках), тип участка II-A2 (развит на участке развития таликов, на которых грунтовые воды вскрыты не были и с появившемся уровнем грунтовых вод юрских и кембрийских отложений свыше 9,0 м).

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

1.4.5 Овражная эрозия

На основании полученных ИИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ) оврагообразование и возникновение промоин возможно в весенний период при оттаивании деятельного слоя в условиях отсутствия вертикальной фильтрации талых вод при интенсивном поверхностном стоке. Активизация эрозионных процессов возможна при сведении растительности, механических нарушениях поверхности. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 эрозионные процессы оцениваются как умеренно опасные.

1.4.6 Сейсмичность

На основании полученных ИИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ) район строительства относится к асейсмической области, т.е. области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями. Сейсмичность района строительства согласно карте ОСР-2015-B (СП 14.13330.2018) - 5 баллов.

Согласно СП 115.13330.2016 (таблица 5.1) категория опасности землетрясений на исследуемой территории по интенсивности баллов относится к умеренно опасной (менее шести баллов).

1.4.7 Карстообразование и суффозия

На основании полученных ИИ (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ) согласно СП 11-105-97 часть II (таблица 5.1) в районе строительства установлена V (относительно устойчивая) категория устойчивости относительно карстовых провалов.

Согласно таблице 6.16 СП 22.13330.2016 район строительства относится к неопасной категории в карстово-суффозионном отношении.

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

Исходя из геолого-литологического строения и физико-механических свойств грунтов, на участке строительства выделено 14 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

Четвертичная система (Q)

Биогенные голоценовые отложения (bQIV)

ИГЭ – 12м-1. Торф среднеразложившийся пластичномерзлый атакситовой криотекстуры сильнольдистый.

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

ИГЭ – 320м-2. Суглинок тяжелый пылеватый пластичномерзлый слабльдистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры, при оттаивании мягкопластичный.

ИГЭ – 310-2. Суглинок тяжелый пылеватый твердый.

ИГЭ – 320-2. Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый.

ИГЭ – 330-2. Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный.

ИГЭ – 340-2. Суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный.

ИГЭ – 420-2. Супесь песчанистая пластичная.

ИГЭ – 5422-2. Песок мелкий влажный средней плотности.

ИГЭ – 5423-2. Песок мелкий водонасыщенный средней плотности.

Отложения угутской свиты нижнего отдела юрской системы (Jluk)

ИГЭ-106ам-4. Алевролит низкой прочности средней плотности среднепористый сильноветреный размягчаемый морозный.

ИГЭ-106а-4. Алевролит низкой прочности средней плотности среднепористый сильноветреный размягчаемый.

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

Отложения среднего-верхнего отдела кембрийской системы (Ст2–3)

ИГЭ-133-4. Доломит средней прочности плотный среднепористый средневетреный неразмягчаемый.

ИГЭ-135-4. Доломит малопрочный плотный среднепористый средневетреный неразмягчаемый.

Нормативные и расчётные показатели свойств мерзлых грунтов, талых дисперсных, талых и морозных скальных (полускальных) грунтов приведены в инженерных изысканиях (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ).

Распространение выделенных ИГЭ и слоев показано на инженерно-геологических разрезах трассы трубопровода, представленных в инженерных изысканиях (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ). Продольный профиль проектируемого трубопровода с прокладкой в выделенных грунтах представлено в Томе 2 «Проект полосы отвода».

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

На основании инженерных изысканий (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ) на участке строительства присутствует 3 водоносных горизонта, имеющих, как показывают результаты химических анализов и буровых работ, тесную гидродинамическую связь:

- горизонт грунтовых вод, приуроченный к делювиально-элювиальным позднелейстоцен-голоценовым отложениям;
- горизонт грунтовых вод, приуроченный к юрским отложениям;
- горизонт грунтовых вод, приуроченный к кембрийским отложениям.

Горизонт грунтовых вод, приуроченный к делювиально-элювиальным позднелейстоцен-голоценовым отложениям вскрыт скважинами №№ К22-НП31, К22-НП53 на глубинах 6,0-6,5 м. Установившейся уровень зафиксирован на глубинах 4,0-4,1 м. Воды имеют напор от 1,9 до 2,5 м.

Горизонт грунтовых вод, приуроченный к юрским отложениям вскрыт скважинами №№ К22-НП1 - К22-НП3, К22-НП5, К22-НП12, К22-НП16, К22-НП17, К22-НП22 - К22-НП24, К22-НП27, К22-НП28, К22-НП34, К22-НП38, К22-НП40 - К22-НП42, К22-НП47, К22-УЗА1 - К22-УЗА8 на глубинах 3,7-14,5 м. Установившейся уровень зафиксирован на глубинах 2,6-9,0 м. Воды имеют напор 0,1-9,5 м.

Горизонт грунтовых вод, приуроченный к кембрийским отложениям вскрыт скважинами №№ К22-НП54, К22-НП58, К22-УЗА11, К22-УЗА12 на глубинах 5,0-9,0 м. Установившейся уровень зафиксирован на глубинах 2,0-6,0 м. Воды имеют напор 3,0-4,0 м.

По химическому составу грунтовые воды весьма пресные (с минерализацией 155,1-255,74 мг/л) преимущественно гидрокарбонатная, кальциево-магниевая и хлоридно-гидрокарбонатная, кальциево-магниевая с рН 6,22-6,70, с содержанием агрессивной углекислоты 2,2-6,2 мг/л. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) жидкая среда для бетонов марок W4 является неагрессивной-слабоагрессивной, для бетонов других марок - является неагрессивной. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.4) жидкая среда неагрессивна на портландцемент и сульфатостойкие цементы. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) жидкая среда неагрессивна на арматуру железобетонных конструкций. По степени агрессивности на металлические

конструкции пресные природные воды согласно СП 28.13330.2017 (таблица Х.3) среднеагрессивные по водородному показателю и по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов.

Уровни грунтовых вод на момент проведения полевых работ – меженные.

Коэффициент фильтрации по справочным данным (Таблица 11 "Рекомендации по определению гидрогеологических параметров грунтов методом откачки воды из скважин") составляет для песков мелких 1,0-5,0 м/сут, супесей - 0,1-1,0 м/сут, талых суглинков – 0,001- 0,5 м/сут.

Подробные сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта представлены в инженерных изысканиях (ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ).

1.7 Сведения о категории и классе линейного объекта

В настоящем проекте предусматривается линейный объект «Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И. Проектируемый трубопровод является промышленным, категория и класс линейного объекта приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Транспортируемый продукт – нефтегазоводяная смесь (скважинная продукция), категория продукта – 2, принятая по таблице 1 ГОСТ Р 55990-2014.

Проектируемый трубопровод относится к II классу, категории Н, в соответствии с требованиями п. 7.1.2 и таблицы 3 ГОСТ Р 55990-2014 соответственно.

Категории отдельных участков проектируемого трубопровода:

- Участки трубопровода на территории распространения ММГ – С;
- Переход водных преград, включая участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности - С;
- Пересечения с коммуникациями, включая 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации (ВЛ, кабели и трубопроводы) – С;
- Переход автомобильной дороги IV кат., включая участки протяженностью не менее 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна в обе стороны – В.
- Трубопроводы на площадке узла запуска СОД, площадке узла т.вр. КП №22И, площадке узла т.вр. КП №24, площадке узла т.вр. КП №36 и площадке узла приема СОД, включая участки 250 м, примыкающие к ним – С.

Границы категорий по трассе проектируемого трубопровода представлены на профилях в Томе 2 Раздел 2 «Проект полосы отвода».

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

Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И, предназначен для транспортирования скважинной продукции (нефтегазоводяная смесь). Сооружения, обеспечивающие ввод проектируемого объекта в эксплуатацию, предусмотрены в смежных проектах.

Технические характеристики линейного объекта:

- номинальный диаметр – 200 мм;
- рабочее давление – не более 5,0 МПа.

Пропускная способность трубопровода принята в соответствии прогнозных показателей добычи нефти, жидкости и газа, на основании приложения к Заданию на Проектирование. Максимальный объем транспорта составляет:

- нефть 998,628 т/сут (10.2029 г);
- газ 201911 ст. м³/сут (10.2029 г).

Гидравлический расчет с определением номинального диаметра проектируемого трубопровода с учетом параметров стенки, профиля прокладки, скоростей и режима течения потока, давления, температуры и плотности, включая компонентный состав скважинной продукции, представлен в п. 1.15 настоящего раздела.

В соответствии с Заданием на Проектирование режим работы проектируемых сооружений – непрерывный, круглосуточный, круглогодичный (расчетное время работы 8400 ч/год), срок службы проектируемых сооружений – 20 лет после ввода в эксплуатацию.

1.9 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

1.9.1 Общие сведения

В проекте предусмотрено проектирование линейного объекта:

- Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И.

В состав проектируемого трубопровода входят следующие сопутствующие сооружения, предназначенные для запуска и приема средств очистки и диагностики, и перспективного подключения объектов добычи Игнялинского НГКМ к системе сбора (проектируемому трубопроводу):

- Площадка узла запуска СОД;
- Площадка узла т.вр. КП №22И;
- Площадка узла т.вр. КП №24;

- Площадка узла т.вр. КП №36;
- Площадка узла приема СОД.

1.9.2 Характеристика линейного объекта, оборудования и материалов

В настоящем проекте предусматривается линейный объект «Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И» со следующими техническими характеристиками:

- назначение – сбор скважинной продукции;
- транспортируемая среда – нефтегазоводяная смесь;
- классификация трубопровода – промысловый;
- номинальный диаметр – 200 мм;
- расчетное давление – 6,3 МПа (до клапана-отсекателя), 4,0 МПа (после клапана-отсекателя);
- протяженность линейного объекта – 11060,17 м;
- способы прокладки – подземный и надземный (на площадках узла запуска и приема СОД, т.вр. КП №22И, т.вр. КП №24, т.вр. КП №36).

Характеристика оборудования представлена в п. 1.9.4 настоящего раздела.

Характеристики материалов для труб, соединительных деталей трубопроводов и трубопроводной арматуры отражены в Разделе 2.

1.9.3 Границы проектирования линейного объекта

Началом проектирования трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И является «Площадка узла запуска СОД», расположенная в начале трассы проектируемого трубопровода (до ПК0+00.00).

На площадке узла запуска СОД границей проектирования является первая фланцевая пара запорной арматуры, разделяющая участки технологических и промысловых трубопроводов, ограниченные приварными сферическими заглушками.

На площадке узла т.вр. КП №22И, площадке узла т.вр. КП №24 и площадке узла т.вр. КП №36 границей проектирования являются точки подключения трубопроводов нефтегазосборных от перспективных объектов добычи, ограниченные приварными сферическими заглушками.

Окончанием проектирования трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И является «Площадка узла приема СОД», расположенная в конце трассы проектируемого трубопровода (после ПК110+44.33).

На площадке узла приема СОД границей проектирования является точка перспективного подключения, ограниченная приварной сферической заглушкой, и точка подключения проектируемого трубопровода (т.вр. КП №6И) в трубопровод смежного проекта.

Границы проектирования отражены на схеме принципиальной технологической, представленной на листе ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

1.9.4 Узлы запуска и приема СОД

Проектом предусмотрены технические решения для возможности проведения регламентных технологических операций по очистке от отложений внутренней полости и диагностике проектируемого трубопровода. Для этого в составе линейного объекта предусматриваются узлы запуска и приема средств очистки и диагностики, расположенные на площадке узла запуска СОД и площадке узла приема СОД соответственно.

Узлы запуска и приема СОД предусмотрены надземного исполнения с тепловой изоляцией, их технические решения представлены в п. 1.9.8, 1.9.11 настоящего раздела.

Запуск и прием СОД обеспечиваются с помощью стационарных камер, в которые заправляется и извлекается снаряд.

В режиме запуска диагностического или очистного снаряда, предусмотрен перевод скважинной продукции на вход камеры запуска для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме эксплуатации скважинная продукция проходит по байпасному трубопроводу, минуя узел запуска СОД.

В режиме приема диагностического или очистного снаряда, предусмотрен перевод скважинной продукции на вход камеры приема, с дальнейшей подачей в основной трубопровод. При обычном режиме эксплуатации скважинная продукция проходит по байпасному трубопроводу, минуя узел приема СОД.

Камеры запуска и приема СОД предусмотрены на номинальный диаметр 200 мм и расчетное давление 8,0 МПа. Расчетное давление камер запуска и приема СОД принято 8,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ТТТ-01.02.04-03 "Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". В период строительства проектом допускается применение камер запуска и приема СОД на расчетное давление 6,3 МПа.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение камер запуска и приема СОД соответствует требованиям ТТТ-01.02.04-03. Климатическое исполнение соответствует по ГОСТ 15150-69 - УХЛ с категорией размещения 1 (на открытом воздухе). На основании полученных инженерных изысканий, сейсмическая активность района строительства составляет 5

баллов, камеры запуска и приема СОД предусмотрены не сейсмостойкого исполнения в соответствии с требованием п. 4.1.6 ТТТ-01.02.04-3. Расчетный срок службы оборудования составляет не менее 20 лет с учетом скорости коррозии до 0,1 мм/год. Тип затвора – байонетный. Материальное исполнение камер соответствует материалному исполнению проектируемого трубопровода.

Камеры запуска и приема СОД не являются самостоятельными сосудами, работающими под давлением, и не подпадают под действие «Правил промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (Приказ № 536 от 15.12.2020 г.), а являются частью промыслового трубопровода. Данное требование должно быть указано в паспорте камер запуска и приема СОД.

Байонетный затвор камер запуска и приема СОД является конструктивным решением, достаточным для выполнения требований п. 1003 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом № 534 от 15 декабря 2020 года.

Для возможности запасовки и извлечения диагностического снаряда, в комплекте поставки предусмотрены лоток и лебедка с тяговым механизмом. Перемещение диагностического снаряда для выполнения регламентных работ предусмотрено оборудованием – краноманипулятором, подрядной организацией, выполняющей внутритрубный инспекционный контроль, либо из состава материально-технических ресурсов Заказчика.

С целью исключения разлива скважинной продукции на проектируемых сооружениях в период открытия затворов камер запуска и приема СОД, в комплекте поставки предусматривается инвентарный металлический поддон. Объем поддона определяет разработчик конструкторской документации.

В соответствие с требованиями п.10.2.16 СП 284.1325800.2016 для исключения попадания средств очистки и диагностики в ответвление номинальным диаметром 0,3 и более от номинального диаметра основного трубопровода, предусмотрен тройник с решеткой заводского изготовления.

На площадках узлов запуска и приема СОД проектом предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка скважинной продукции, минуя камеры запуска и приема СОД;
- запуск очистного или диагностического устройства;
- контроль запуска и приема СОД;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах:
 - а) заполнение скважинной продукцией камеры во время запуска СОД;
 - б) отведение скважинной продукции из камеры во время приема СОД;
 - в) отключение камер запуска и приема СОД от промыслового трубопровода;

г) опорожнение камер и всех примыкающих надземных участков;

д) подача инертного газа во внутреннюю полость камер.

Контроль запуска и приема СОД обеспечивается механическими индикаторами-флажками, предусмотренными в составе камер.

Обустройство узлов запуска и приема СОД выполнено в соответствии требованиям ТТР-01.02.04-13 по типовым схемам.

Дренаж камер запуска и приема СОД и всех примыкающих участков, ограниченных запорной арматурой, предусмотрено в передвижную технику с емкостями, в соответствии требованиям таблицы 16 ТТР-01.02.04-13. Для обеспечения подключения дренажного рукава проектом предусмотрены быстроразъемные соединения.

Опорожнение участков и перепуск скважинной продукции для проектируемого трубопровода на узлах запуска и приема СОД обеспечивается врезкой вантузов с наличием быстроразъемных соединений для подключения трубопроводных рукавов. Врезка вантузов выполнена через тройник без решетки, ответвление которого менее 0,3 номинального диаметра основного трубопровода, вертикально в верхнюю образующую трубопровода для исключения водного застоя в тупиковой зоне и эффективного стравливания газовой шапки в период начала регламентных работ.

Установка камер запуска и приема СОД, лебедок с тяговым механизмом и лотка предусмотрена на фундаментные основания – строительные конструкции, подробно технические решения описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

Ограждения для узлов запуска и приема СОД проектом не предусматриваются на основании их расположения вблизи площадных объектов, для которых предусматривается комплекс инженерно-технических средств охраны.

Конструктивные решения камер запуска и приема СОД, включая их трубопроводную обвязку, представлены на листах ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-004 и ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-007 соответственно.

Схема принципиальная технологическая узлов запуска и приема СОД представлена на листе ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Технические решения по автоматизации технологического процесса перекачки и аварийной защите будут разработаны и представлены в смежном проекте обустройства объекта добычи. В настоящем проекте предусмотрена закладная конструкция, для перспективной установки датчика давления.

Проектом предусмотрена возможность местного контроля давления:

– участок обвязки камер запуска и приема СОД – манометром из комплекта поставки оборудования;

– участки трубопровода нефтегазосборного.

Технические решения по местному контролю давления представлены в п.1.13 настоящего раздела.

На площадке узла приема СОД предусмотрен узел контроля за скоростью коррозии для проектируемого трубопровода, подробно технические решения представлены п. 1.9.6 настоящего раздела.

УКК должен быть запроектирован в соответствии с требованиями ТТР-01.02.04-02.

1.9.5 Узлы подключения объектов добычи

Проектом предусмотрены технические решения для подключения перспективных объектов добычи к системе сбора Игнялинского НГКМ (трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И). Для этого в составе линейного объекта предусматриваются узлы подключения, расположенные на площадке узла т.вр. КП №22И, площадке узла т.вр. КП №24 и площадке узла т.вр. КП №36.

Узлы подключения выполнены на основании Задания на Проектирование. Обустройство узлов подключения выполнено в соответствии требованиям ТТР-01.02.04-13 по типовым схемам узлов запорной арматуры.

Узлы подключения предусмотрены надземного исполнения с тепловой изоляцией, их технические решения представлены в п. 1.9.8, 1.9.11 настоящего раздела.

Опорожнение участков и перепуск скважинной продукции для проектируемого трубопровода на узлах запуска и приема СОД обеспечивается врезкой вантузов с наличием быстроразъемных соединений для подключения трубопроводных рукавов. Врезка вантузов выполнена через тройник без решетки, ответвление которого менее 0,3 номинального диаметра основного трубопровода, вертикально в верхнюю образующую трубопровода для исключения водного застоя в тупиковой зоне и эффективного стравливания газовой шапки в период начала регламентных работ.

На узлах подключения предусмотрены узлы местного контроля давления, на участках разделенные запорной арматурой. Технические решения по местному контролю давления представлены в п.1.13 настоящего раздела.

В соответствие с требованиями п.10.2.16 СП 284.1325800.2016 для исключения попадания средств очистки и диагностики в ответвление номинальным диаметром 0,3 и более от номинального диаметра основного трубопровода, предусмотрен тройник с решеткой заводского изготовления.

С целью исключения несанкционированного доступа к узлам подключения проектом предусмотрено ограждения высотой не менее 2,2 м в соответствии требованиям ТТР-01.02.04-

13. Подробно технические решения ограждения описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

На узлах подключения предусмотрены узлы контроля за скоростью коррозии для трубопроводов подключения перспективных объектов добычи, подробно технические решения представлены п. 1.9.6 настоящего раздела.

УКК должен быть выполнен в соответствии с требованиями ТТР-01.02.04-02.

Конструктивные решения узлов подключения перспективных объектов добычи, включая трубопроводную обвязку, представлены на листах ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-005, 006.

1.9.6 Контроль скорости коррозии

Для предупреждения преждевременной коррозии проектируемого трубопровода, предусмотрена подача ингибитора коррозии на объектах добычи, подключенных к системе сбора Игнялинского НГКМ (трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И). Оборудование и технические решения по дозировке ингибитора коррозии предусматриваются в смежных проектах обустройства объекта добычи.

Контроль коррозионной активности, возникающей в проектируемом трубопроводе предусмотрена за счет узла контроля за скоростью коррозии. Узел контроля коррозии (далее УКК) предназначена для замера скорости коррозии и отбора проб для анализа транспортируемой продукции. УКК представляет собой узел, позволяющий вводить металлический элемент во внутреннюю полость трубопровода с транспортируемой средой. Металлический элемент (ОСК цилиндрического типа в соответствии с нормативными требованиями Компании) – образец-свидетель, должен быть изготовлен из стали марки Ст2 или Ст20, либо из их аналогов (согласно требованиям п.5 Приложения2 (Гравиметрический метод) М-01.02.04-03 версия 4). УКК позволяет:

- определить скорость коррозии металла труб;
- производить мониторинг процесса коррозии;
- снизить уровень риска возникновения аварийной ситуации по причине коррозионных разрушений;
- повысить уровень безопасной эксплуатации трубопроводов;
- оптимизировать программы технического обслуживания трубопроводов;
- оценивать влияние на коррозию возможных изменений эксплуатационных режимов и нарушений технологических процессов транспорта жидкостей;
- оптимизировать антикоррозионные мероприятия (в т.ч. оценивать эффективность ингибиторной защиты).

Для оценки эффективности ингибиторной защиты трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И и трубопроводов от перспективных объектов добычи, в настоящем проекте предусмотрена установка УКК:

- на площадке узла т.вр. КП №22И – контроль скорости коррозии для трубопровода смежного проекта перспективного объекта добычи;
- на площадке узла т.вр. КП №24 – контроль скорости коррозии для трубопровода смежного проекта перспективного объекта добычи;
- на площадке узла т.вр. КП №36 – контроль скорости коррозии для трубопровода смежного проекта перспективного объекта добычи;
- на площадке узла приема СОД – контроль скорости коррозии для проектируемого трубопровода.

На основании полученных данных о скорости коррозии лабораторным или промышленным методом производится корректировка удельной подачи ингибитора коррозии на объектах добычи.

В проекте принят УКК надземного исполнения, с размещением в местах, где не предусмотрено прохождение СОД. Установка УКК выполнена не менее 10DN после и 5DN до местных сопротивлений для потока (задвижки, тройники, отводы и переходы).

Изготовление и поставка УКК производится по опросному листу, где конструкция и материальное исполнение соответствует требованиям ТТР-01.02.04-02 «Типовые технические решения. Обустройство узлов контроля коррозии».

1.9.7 Запорная арматура

Запорная арматура, применяемая в проекте, соответствует требованиям ТТТ-01.02.03 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура». Конструкция запорной арматуры – полнопроходная, обеспечивает возможность прохождения средств очистки и диагностики.

Размещении трубопроводной арматуры на линейной части проектируемого трубопровода соответствует требованиям п. 9.2 ГОСТ Р 55990-2014. Охранная арматура, отключающая работу трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И, предусматривается в смежных проектах обустройства объектов добычи.

В соответствии с требованиями таблицы 15 ТТР-01.02.04-13 применяемая в проекте запорная арматура – задвижки клиновые, выбранные в зависимости от назначения проектируемого трубопровода (транспортируемый продукт, скорость потока и т.п.). Способ управления –

ручной, способ присоединения – фланцевый. Вся запорная арматура имеет заводское испытание на прочность и герметичность, имеет комплектные ответные фланцы с заводской разделкой кромок и комплектуются прокладками и крепежными изделиями.

Установка запорной арматуры в проекте предусмотрена надземная, без устройства фундаментного основания на основании п. 9.2.4 ГОСТ Р 55990-2014 и проверочного прочностного расчета ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-РР-001. Размещение трубопроводной арматуры предусмотрено в местах, доступных для удобного и безопасного обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,6 м от уровня земляного полотна. В случае превышения для удобства обслуживания предусмотрены следующие мероприятия:

- нестационарная площадка обслуживания высотой не менее 400 мм, с габаритами не менее 900х700 мм, предусмотренная в настоящем проекте;
- поворот запорной арматуры относительно оси установки;
- нестационарная площадка обслуживания из материально-технических ресурсов службы эксплуатации трубопроводов (или аналогичной) Заказчика.

Конструкция запорной арматуры на проектируемом трубопроводе обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требованиям ГОСТ 9544-2015, климатического исполнения УХЛ согласно ГОСТ 15150-69 с категорией размещения 1 (на открытом воздухе). На основании полученных инженерных изысканий сейсмическая активность района строительства составляет 5 баллов, трубопроводная арматура предусмотрена не сейсмостойкого исполнения в соответствии с требованием п. 4.1.6 ТТТ-01.02-03.

Номинальный диаметр трубопроводной арматуры соответствует номинальному диаметру участка трубопровода, на котором предусматривается установка.

Номинальное давление трубопроводной арматуры соответствует расчетному давлению участка трубопровода, на котором предусматривается установка. В проекте предусмотрено расчетное давление 6,3 и 4,0 МПа. Границей расчетного давления является вторая фланцевая пара клапана-отсекателя по ходу движения транспортируемого продукта.

Клапан-отсекатель предусмотрен механического типа с ручным дублером, предназначен для моментального и автоматического перекрытия потока скважинной продукции в случае превышения расчетного давления 4,0 МПа. Расчетное давление после клапана-отсекателя соответствует требованию п. 11.2 ГОСТ Р 55990-2014 по давлению настройки перекрытия потока. Требования к клапану-отсекателю аналогичны задвижкам клиновым, применяемым в проекте.

Материальное исполнение трубопроводной арматуры, фланцев, прокладок и крепежных изделий, применяемых в проекте, представлено в Разделе 2.

Расположение трубопроводной арматуры, применяемой в проекте, представлено на схеме принципиальной технологической - лист ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

1.9.8 Тепловая изоляция

Для проектируемого трубопровода предусмотрены технические решения, исключающие замерзание скважинной продукции в случае останова перекачки (объектов добычи, разгерметизации трубопровода, регламентные работы, плановое техническое обслуживание и др.). Данное техническое решение принято для исключения застывания нефти в транспортируемом продукте, происходящее при температуре от минус 50°C до минус 41,2°C, с учетом температуры наиболее холодной пятидневки района строительства, которая составляет минус 49°C на основании полученных материалов инженерных изысканий.

В проекте предусмотрена тепловая изоляция надземных участков проектируемого трубопровода, подземные участки предусмотрены без тепловой изоляции.

Тепловая изоляция соответствует требованиям СП 61.13330.2012. В соответствии с требованиями п. 4.4 СП 61.13330.2012 для поверхностей с положительной температурой, тепловая изоляция предусмотрена следующей конструкции: теплоизоляционный слой, покровной слой и элементы крепления.

В соответствии с требованиями таблицы 8 ТТР-01.02-01 и п. 17.20 Задания на проектирования в качестве теплоизоляционного материала предусмотрены негорючие материалы с применением матов минераловатных прошивных марки 125, соответствующих требованиям ГОСТ 21880-2022 толщиной не менее 50 мм. В качестве покровного слоя предусмотрена сталь тонколистовая, оцинкованная, в соответствии с требованиями ГОСТ 14918-2020 толщиной не менее 0,5 мм. В качестве элементов закрепления минеральной ваты предусмотрены бандаж из ленты алюминиевой марки в соответствии с требованиями ГОСТ 13726-2023 и пряжка бандажная в соответствии с требованиями ТУ 36.16.22-64-92 (или аналог). В качестве элементов закрепления покровного слоя предусмотрены винты самонарезающие, соответствующие требованиям ГОСТ 10621-80.

Тепловая изоляция запорной арматуры предусмотрена конструкцией, аналогичной трубопроводу.

Монтаж тепловой изоляции трубопроводов осуществляется после нанесения антикоррозионного покрытия труб и соединительных деталей, испытания на прочность и герметичность, и после устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Участки проектируемого трубопровода с теплоизоляцией представлены на схеме принципиальной технологической – лист ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Электрообогрев для проектируемого трубопровода не предусмотрен.

1.9.9 Трасса линейного объекта

Проектируемый линейный объект выполняет требования п. 7.2 ГОСТ Р 55990-2014, определяющего минимальные расстояния от населенных пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей.

В соответствии с требованием п. 8.1 ГОСТ Р 55990-2014 выбор трассы линейного объекта был произведен Заказчиком на основе вариантной оценки технической и экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов, учитывая расположения объектов добычи и возможности подключения линейного объекта к системе сбора Игнялинского НГКМ.

Для трассы проектируемого трубопровода предусмотрен отвод земель. Проектные решения по отводу земель и размещения линейного объекта на местности определены в Томе 2 «Проект полосы отвода».

Проектом предусмотрены горизонтальные и вертикальные повороты трассы отводами радиусом 5DN на участках прохождения средств очистки и диагностики, либо упругим изгибом, определённым в Разделе 2.

Применение компенсаторов на проектируемом трубопроводе не требуется. На основании выполненного расчета (ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-РР-001) на прочность и устойчивость, температурные расширения будут компенсироваться за счёт горизонтальных и вертикальных поворотов трассы и жесткого заземления проектируемого трубопровода в земляном полотне.

Ведомость углов поворота трассы проектируемого трубопровода приведена в таблице 1.11 в соответствии полученным инженерным изысканиям (ИГДИ).

Таблица 1.11 – Ведомость углов поворота трассы проектируемого трубопровода

Обозначение точки	Пикетажное значение	Направление угла поворота		Координаты точки		Длина линии, м	Дирекцион- ный угол, °
		лево градусы, мин, сек	право градусы, мин, сек	Х, м	У, м		
Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И							
Н.тр.	0+0.00	-	0°00'	1221652,88	4422221,85	64,96	326°08'
ВУ1	0+65.93	-	35°00'	1221707,66	4422185,18	165,74	1°08'
ВУ2	2+33.61	-	90°00'	1221875,20	4422188,64	10033,02	91°08'
ВУ3	102+67.63	-	45°00'	1221675,76	4432220,62	68,83	136°08'
ВУ4	103+36.72	45°00'	-	1221625,98	4432268,53	186,37	91°08'
ВУ5	105+23.54	90°00'	-	1221622,40	4432455,26	156,73	1°08'
ВУ6	106+80.54	-	30°00'	1221779,36	4432458,44	6,41	31°08'
Ств7	106+87.04	0°04'	-	1221784,92	4432461,79	214,59	31°04'
ВУ8	109+1.96	90°00'	-	1221969,05	4432572,55	146,68	301°04'
ВУ9	110+49.16	90°00'	-	1222044,90	4432446,47	10,83	211°04'
К.тр.	110+60.17	0°00'	-	1222035,50	4432440,75	0	-

1.9.10 Опознавательные знаки

Трасса проектируемого трубопровода обозначается опознавательными знаками (со щитами – указателями) – знаками закрепления трассы высотой 1,5-2 м от поверхности земли в соответствии с п.955 приказа №534 Ростехнадзора от 15.12.2020 г:

- В пределах прямой видимости каждые 1000 м;
- На углах поворота трассы трубопровода;
- На пересечениях с коммуникациями;
- На границе водоохранной зоны;
- На концах защитных футляров при пересечении автомобильных дорог.

Установка опознавательных знаков выполняется на расстоянии 1 м от оси трубопровода с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта. Установка знака на пересечении коммуникации выполняется со смещением фундамента, относительно оси пересекаемой коммуникации во избежание ее повреждения.

На опознавательных знаках указан размер охранной зоны и минимальная глубина до верхней образующей, а также указана следующая информация:

- владелец коммуникации;
- наименование и назначение трубопровода;
- диаметр, протяженность и рабочее давление;
- пикет установки знака по трассе трубопровода;
- местоположение оси трубопровода от основания опознавательного знака;
- охранный зона трубопровода;
- номера телефонов эксплуатирующей организации.

На переходе проектируемого трубопровода через автомобильную дорогу предусмотрена установка дорожных знаков: «Осторожно Нефтепровод», «Остановка запрещена», выполняемая на расстояние 100 м от оси автомобильной дороги, с каждой стороны справа по ходу движения механизированной колонны. Дорожные знаки соответствуют требованиям ГОСТ Р 52290-2004.

Ширина охранной зоны промышленного нефтепровода составляет 25 метров от оси трубопровода в каждую сторону в соответствии с ТТР-01.02.04-13 и не противоречит требованиям п. 7.3 СП 284.1325800.2016.

1.9.11 Прокладка трубопровода

Прокладка проектируемого трубопровода предусмотрена подземная, с заглублением не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода (или балластирующего устройства).

На этапе начала строительства, при раскрытии траншеи, предусмотрена расчистка полосы строительства от леса и кустарников с нарушением корневой системы. За полосой строительства предусмотрено сохранение корневой системы и почвенно-растительного слоя в пределах полосы отвода.

При подземной прокладке для защиты изоляции проектируемого трубопровода перед укладкой и засыпкой, предусматривается подсыпка и присыпка трубопровода слоем 0,1 и 0,2 м соответственно из мягкого минерального непучинистого грунта естественной влажности с размерами фракций не более 50 мм в поперечнике (песок средней крупности). При наличии крупных валунов предусматривается их удаление из траншеи до прокладки трубопровода. На этапе подсыпки и присыпки предусмотрено трамбование и уплотнение. Оставшийся объем для закрытия траншеи предусмотрен местным грунтом из отвала траншеи.

Технические решения по прокладке проектируемого трубопровода в сложных инженерно-геологических условиях представлены в п. 1.14 настоящего раздела.

На этапе завершения строительства, при закрытии траншеи, предусмотрено формирование валика в соответствии с п. 8.9.13 СП 86.13330.2022, учитывающий осадку грунта при естественном уплотнении. Высота валика обратной засыпки должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины засыпки мерзлым грунтом. Валик должен выравниваться и уплотняться.

Технические решения по прокладке проектируемого трубопровода на пересечение искусственных и естественных преград отражены в п. 1.9.12, 1.9.13, 1.9.14 настоящего раздела.

Технические решения по прокладке проектируемого трубопровода в сложных инженерно-геологических условиях представлены в п. 1.14 настоящего раздела.

В местах перспективного подключения объектов добычи Игнялинского НГКМ (площадка узла т.вр. КП №22И, площадка узла т.вр. КП №24, площадка узла т.вр. КП №36), включая узлы запуска и приема средств очистки и диагностики (площадка узла запуска СОД, площадка узла приема СОД) предусмотрена надземная прокладка. Высота снежного покрова на основании инженерно-гидрометеорологических изысканий (далее ИГМИ, ш. ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГМИ) составляет 0,78. Высота надземной прокладки трубопровода принята выше высоты снежного покрова и составляет 0,8 м, что не противоречит требованиям п. 9.5.2 ГОСТ Р 55990-2014. Надземный трубопровод прокладывается на несгораемых строительных конструкциях.

При надземной прокладке промышленного трубопровода на строительных конструкциях применяются опоры, соответствующих требованиям ОСТ 36-146-88. Для трубопроводов номинальным диаметром более 50 мм применяются корпусные хомутовые опоры. В случае превышения допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88, применяются опоры по специально-разработанным рабочим чертежам - усиленного типа.

В случае высокой просадки подземных трубопроводов, с целью снижения вертикальных нагрузок на опоры надземных участков, будут применены регулируемые оголовники домкратного типа с диапазоном регулировки до 200 мм. Регулируемые оголовники устанавливаются на строительные конструкции, под опоры трубопроводов, где регулировка высотного положения производится на основании геодезических данных по деформационным маркам. Изготовление и поставка регулируемых оголовников предусмотрена в заводском исполнении в соответствии опросного листа, изготовление деформационных марок предусмотрено по месту строительства по рабочим чертежам.

Строительные конструкции для опор трубопроводов предусмотрены на свайном основании, подробно технические решения описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

1.9.12 Переход через автомобильные дороги

На основании полученных инженерных геодезических изысканий (ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГДИ) по трассе проектируемого трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И пересечения с автомобильными дорогами представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

Пикетажное значение	Наименование дороги	Угол пересечения	Категория дороги	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Владелец, адрес, телефон, факс
1	2	2	3	4	5	6
105+95.52	а/д "УПН - КП 6И"	89°17'	IV	П	12,70	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27

Технические решения при пересечении проектируемого трубопровода с автомобильной дорогой «УПН - КП 6И» выполнено и соответствует требованиям государственных стандартов без технических условий. Владелец пересекаемой автомобильной дороги и проектируемого трубопровода в данном проекте является ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Переход через автомобильную дорогу принят подземным, открытым (траншейным) способом, с заглублением не менее 1,4 м от верха дорожного покрытия и не менее 0,5 м от водоотводного сооружения до верха защитного футляра в соответствии с требованиями п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Угол пересечения проектируемого трубопровода с автомобильной дорогой принят близким к 90° и соответствует требованиям п. 10.3.2. ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с требованиями п.891 приказа Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г. и п. 10.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 прокладка проектируемого трубопровода на переходе автомобильной дороги предусмотрена с защитным футляром, предназначенного для восприятия внешних нагрузок и предохраняющего от выброса транспортируемого продукта.

Согласно п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014 концы защитного футляра предусмотрены с выводом на расстояние не менее чем на 5 м от бровки земляного полотна и на 2 м от подошвы насыпи автомобильной дороги. Диаметр защитного футляра принят не менее чем на 200 мм больше номинального диаметра проектируемого трубопровода. Прокладка трубопровода в защитном футляре осуществляется на опорно-центрирующих устройствах – спейсерах, изготовленных из диэлектрического материала. Герметизация пространства между трубопроводом и защитным футляром предусмотрена манжетами. Защита манжеты от сползания и повреждения при засыпке траншеи предусмотрена за счет защитного укрытия манжеты.

На этапе строительства проектируемого трубопровода на переходе через автомобильную дорогу строительно-монтажная организация предусматривает выполнение одного из следующих условий (на усмотрение Заказчика):

1. Сооружение временного объезда для беспрепятственного и безаварийного прохода механизированной колонны через автомобильную дорогу. Конструкция объезда и расстановка временных знаков правил дорожного движения должна соответствовать требованиям СП 37.13330.2012. После завершения строительства временный объезд подлежит демонтажу с восстановлением дорожного покрытия. Устройство и демонтаж временных сооружений выполняется силами Подрядчика по строительству;

2. Выполнение перехода автомобильной дороги открытым способом в кратчайшие сроки, в период отсутствия прохода механизированной колонны, без устройства и демонтажа временных сооружений.

После завершения строительно-монтажных работ, в месте перехода, по трассе проектируемого трубопровода и на автомобильной дороге устанавливаются опознавательные знаки. Конструктивные решения опознавательных знаков представлены п. 1.9.10 настоящего раздела.

Категория участка трубопровода на переходе автомобильной дороги представлена в п. 1.7 настоящего раздела.

1.9.13 Переход через водные преграды

На основании полученных инженерных геодезических изысканий (ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГДИ) по трассе проектируемого трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И пересечения с водными преградами представлены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Ведомость пересечений с водными преградами

Наименование водотока	ПК	Характеристика русла и поймы					Расчетные данные			Примечание, географические координаты
		Половодье (паводок)					Горизонты высоких вод (ГВВ), м обеспеченностью			
		Ширина зеркала воды при ГВВ, м			Скорость при ГВВ1%, м/с		1%	2%	10%	
		1%	2%	10%	по-верх.	дон-ная				
Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И										
ручей	61+05.76	11,59	11,59	3,13	0,63	0,38	440,36	440,36	440,32	59.7705 с.ш. 109.2036 в.д.
ручей	61+36.07	12,75	12,75	8,83	0,63	0,38	440,36	440,36	440,32	59.7705 с.ш. 109.2041 в.д.

Переходы через водные преграды выполняются открытым (траншейным) способом, без применения защитных футляров.

Заглубление проектируемого трубопровода на переходах через водные преграды выполняется с учетом возможных деформаций русла на не менее 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва (на период не менее 25 лет) и не менее 1,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода.

Согласно п. 10.1.12 ГОСТ Р 55990-2014 предусматривается балластировка, исключая всплытие проектируемого трубопровода. Материальное исполнение и шаг установки пригрузов представлены в Разделе 2. Количество и пикет установки пригрузов представлен на профиле проектируемого трубопровода в Томе 2 «Проект полосы отвода».

В проекте предусмотрены технические решения по укреплению полосы строительства на ПК61+02.55-ПК61+08.70, ПК61+28.46-ПК61+40.66 (см. чертеж ИГНФ1-ТСС.КП22-П-

ППО.00.00-ГЧ-023) для защиты полосы строительства от эрозии и проектируемого трубопровода, исключаяющие риск разгерметизации и останова технологического процесса перекачки.

Укрепительные мероприятия полосы строительства предусмотрены для предотвращения размыва. На основании расчета оценки условий равновесия поверхности склона предусматриваются трехмерные георешетки, соответствующие ГОСТ Р 56708-2016. Георешетка принята типа GW200n 1030 с размером ячейки 202x244 мм, размер модуля георешетки – 6,15x2,44 м, высота ячеек - 152 мм. Плотность материала георешетки – 950 кг/м³.

Укреплению подлежит вся нарушаемая при строительстве полоса (по раскрытию траншеи с запасом не менее 0,5 м в каждую сторону от оси трубопровода) с выводом за пределы ГВВ. Перед началом укрепительных работ выполняется подготовка поверхности откосов (планировка, уборка крупных посторонних предметов).

Укладка георешеток производится на нетканый геотекстильный материал, соответствующего ГОСТ Р 56419-2015. Плотность геотекстиля – 350 г/м². Соседние полотна геотекстильного материала укладываются параллельно с нахлестом 0,2 м и закрепляются скобами-анкерами.

Анкеры для закрепления георешеток и геотекстиля приняты толщиной не менее 8 мм, высотой не менее 800 мм из арматурной стали, соответствующие ГОСТ Р 57357-2016.

На участках укрепления, после закрепления анкерами, ячейки георешеток заполняются в полном объеме щебнем. Поверх щебня на участках вне границ ГВВ на оставшиеся 1/3 высоты ячейки георешетки насыпается почвенно-растительный слой, который берется с полосы отвода. Щебень принят фракции 20-70 мм по ГОСТ 8267-93 с техническими характеристиками: по дробимости не менее М400, по морозостойкости не менее F150, по II группе лещадности. Размягченность не менее 0,8.

Принятый размер фракции щебня выполняет требование таблицы С.1 Приложения С СП 100.133300.2016 при допускаемых не размывающих средних скоростях потока воды.

В соответствии с п.5.23 СП 39.13330.2012 толщина крепления из каменной (щебня) наброски принята с учетом возможного частичного выноса мелких частиц из нее при волновом воздействии течения, подвижки крупных камней (щебня), но не менее $3d_{s,85}$, где $d_{s,85}$ – диаметр щебня, масса которого вместе с массой более мелких фракций составляет 85% массы все щебенистой наброски крепления. Следовательно, принятая высота ячеек георешеток, которая составляет 152 мм, удовлетворяет требованию п.5.23 СП 39.13330.2012 с учетом максимального размера фракции щебня.

В завершении укрепительных работ производится посев многолетних трав, соответствующих требованиям ГОСТ Р 52235-2005.

После завершения строительно-монтажных работ, в месте перехода, по трассе проектируемого трубопровода, на границах водоохранных зон устанавливаются опознавательные знаки. Конструктивные решения опознавательных знаков представлены п. 1.9.10 настоящего раздела.

Категория участка трубопровода на переходе водных преград представлена в п.1.7 настоящего раздела.

1.9.14 Переход через коммуникации

На основании полученных инженерных геодезических изысканий (ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГДИ) по трассе проектируемого трубопровода нефтегазосборного КП №22И – т.вр. КП №6И пересечения с надземными и подземными коммуникациями представлены в таблицах 1.14, 1.15 соответственно.

Технические решения при пересечении проектируемого трубопровода с надземными и подземными коммуникациями выполнены и соответствуют требованиям государственных стандартов без технических условий. Владелец пересекаемых коммуникаций и проектируемого трубопровода в данном проекте является ООО «Газпромнефть-Заполярье». Пресечение на ПК106+12.15 согласовано владельцем коммуникации.

Таблица 1.14 – Ведомость пересечений с надземными коммуникациями

Пикетажное значение	Угол пересечения, град.	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых проводов, шт	Расстояние от оси трассы до левой опоры пересекаемой линии	Расстояние от оси трассы до правой опоры пересекаемой линии	Тип опор	Высота нижнего провода по трассе, м	Примечание
								Адрес владельца
1	2	3	4	5	6	7	8	9
105+35.1 7	89°37'	ВЛ 10 кВ стр.	3	26,14	16,69		6,6	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 3452) 53-90-27
105+48.9 7	89°48'	ВЛ 10 кВ стр.	3	12,39	116,90		6,9	

Наименьшее расстояние от ВЛ на ПК105+35.17 и ПК105+48.98 до проектируемого трубопровода в соответствии с таблицей 2.5.40 ПУЭ (седьмое издание) в местах пересечения, от

заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до ближайшей точки трубопровода составляет не менее 5 м.

Угол пересечения с ВЛ до 35 кВ не нормируется на основании п.2.5.287 ПУЭ (седьмое издание).

Охранная зона ВЛ 10 кВ составляет 10 м по обе стороны от крайних проводов в соответствии с Постановлением правительства от 24 февраля 2009 года №160. В пределах охранной зоны ВЛ, после завершения строительно-монтажных работ, по трассе проектируемого трубопровода, устанавливаются опознавательные знаки. Конструктивные решения опознавательных знаков представлены п. 1.9.10 настоящего раздела.

Таблица 1.15 – Ведомость пересечений с подземными коммуникациями

Пикетажное значение	Наименование коммуникации	Владелец коммуникаций	Материал	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
106+06.39	нефтепр.	ООО «Газпром-нефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27	Ст.	100	1,50	86°53'	-
106+12.15	каб.связи	ООО "Тундра Телеком" 620026, Свердловская область, г Екатеринбург, ул Куйбышева, стр. 44а, офис 1009		100	0,70	89°56'	-

В соответствии с требованием п. 9.3.10 ГОСТ Р 55990-2014 пересечение проектируемого трубопровода с подземными коммуникациями выполнено под углом не менее 60°.

Пересечение подземных коммуникаций выполняется открытым (траншейным) способом. Земляные работы в местах пересечений и 2 м в каждую сторону выполняются вручную, без применения землеройной.

Пересечение подземных коммуникаций на ПК106+06.39 выполнено выше профиля соответственно. Укладка проектируемого трубопровода осуществляется с бровки. Защитный футляр в месте пересечения не предусматриваются.

Пересечение подземной коммуникации на ПК106+12.15 выполнено ниже ее профиля. Укладка проектируемого трубопровода осуществляется методом протаскивания. Защитный футляр в месте пересечения не предусматриваются.

Пересечение проектируемого трубопровода с подземными коммуникациями выполнено с обеспечением в свету не менее 0,35 м между ними в соответствии с требованием п.9.3.9 ГОСТ Р 55990-2014.

На этапе строительства проектируемого трубопровода на переходе через коммуникации, предусмотрено сооружение временных переездов для беспрепятственного и безаварийного прохода землеройной и трубоукладочной техники через подземные коммуникации в пределах полосы строительства проектируемого трубопровода. Временные переезды обеспечивают защиту подземных коммуникаций от возможных механических повреждений и распределяют нагрузку от веса строительной техники на них. Конструкция временных переездов выполняется из насыпи мягкого минерального привозного грунта, с укладкой плит, соответствующих требованиям ГОСТ П 5660-2015 и закреплением их между собой в соответствии с требованиями Серии 3.503.1-91, учитывающих температурное сжатие и расширение. После завершения строительства временные переезды подлежат демонтажу. Устройство и демонтаж временных сооружений выполняется силами Подрядчика по строительству.

После завершения строительно-монтажных работ, в местах пресечений подземных коммуникаций, по трассе проектируемого трубопровода, устанавливаются опознавательные знаки. Конструктивные решения опознавательных знаков представлены п. 1.9.10 настоящего раздела.

Категория участка трубопровода на переходе через коммуникации представлена в п.1.7 настоящего раздела.

1.9.15 Меры безопасности на пересечениях особо опасных участков

В соответствии с п.890 приказа №534 Ростехнадзора от 15.12.2020 г. особо опасными участками определены пересечения с автомобильными дорогами, водными преградами и коммуникациями (ВЛ, кабели и трубопроводы). Для обеспечения снижения риска аварий на проектируемом трубопроводе предусмотрены следующие мероприятия:

- материальное исполнение, соответствующее категории и классу трубопроводов;
- антикоррозионное покрытие трубопроводов;
- применение защитного футляра на пересечении с автомобильной дорогой;
- проведение предпусковой приборной диагностики сварных соединений;
- контроль сварных соединений трубопровода в объеме 100% методом РК;

– дублирующий контроль методом УЗК для сварных соединений в объеме 25% на особо опасных участках.

1.9.16 Организация строительства

Строительство проектируемого трубопровода выполняется строительно-монтажной организацией на основании рабочей документации. Технологические решения рабочей документации соответствуют проектной документации. Организация строительства осуществляется в соответствии плана производства работ (ППР), разрабатываемого строительно-монтажной организацией. ППР должен быть согласован с Заказчиком, в котором должны отражаться следующие мероприятия (касающихся технологических решений):

- земляные работы (разработка и закрытие траншей);
- сварка трубопровода и контроль качества;
- выполнение антикоррозионных и теплоизоляционных работ;
- укладка трубопровода;
- переходы через естественные и искусственные преграды;
- очистка полости и испытания;
- другие мероприятия.

Проект организации строительства представлен в Томе 5 «Проект организации строительства».

1.9.17 Контроль качества сварных соединений

В соответствии с п. 14.2.8 ГОСТ Р 55990-2014 100% сварных соединений должны быть проконтролированы физическими методами.

В соответствии с таблицей 25 ТТР-01.02.04-13, контроль сварных соединений выполнить методом цифровой радиографии (РК). В случае применения автоматической сварки, РК может быть заменен на метод ультразвукового контроля в качестве основного метода (при согласовании с Заказчиком).

Не подверженные испытаниям (гарантийные) сварные соединения подлежат 100% РК и 100% УЗК.

Сварные соединения, в которых по результатам контроля обнаружены недопустимые дефекты, подлежат удалению или ремонту с последующим повторным проведением контроля качества сварного соединения

На основании требования п. 890 приказа N534 от 15.12.2020 г. для участков проектируемого трубопровода на особо опасных участках (автомобильные дороги, водные преграды и

технологические коммуникации) предусмотрена предпусковая внутритрубной приборной диагностики, либо внутритрубная приборная диагностика в составе всего трубопровода. Приборная диагностика осуществляется средствами, имеющиеся в наличии у строительно-монтажной организации.

В соответствии с таблицей 25 ТТР-01.02.04-13 дополнительный объем контроля сварных соединений должен составлять не менее 25% методом ультразвукового контроля (УЗК) на особо опасных участках (автомобильные дороги, технологические коммуникации). Дублирующий контроль проводится на наиболее худших по внешнему виду кольцевых сварных соединениях и для уточнения результатов радиографического контроля. Дублирующий контроль должен проводиться периодически, по мере выполнения сварочных работ и проведения основного (радиографического) контроля.

1.9.18 Очистка внутренней полости трубопровода

После проведения строительно-монтажных работ проектируемый трубопровод подвергается очистке полости промывкой при гидравлическом способе испытаний или продувкой воздухом при пневматическом способе испытаний.

Технология и средства очистки предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с Заказчиком.

Очистка полости проводится в соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014, раздела 12 ВСН 005-89, ВСН 011-88, разделом 23 СП 284.1325800.2016 и СП 411.1325800.2018.

Очистка полости трубопровода производится непосредственно в процессе сварочно-монтажных работ (далее СМР), а после их завершения – продувкой сжатым воздухом и пропуском поролоновых поршней. По завершению СМР на участке провести калибровку трубопровода скребком-калибром с калибровочным диском на 85% от номинального диаметра трубопровода.

1.9.19 Испытания трубопровода

В соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014, промышленный трубопровод подвергается испытаниям на прочность и герметичность, проводимые гидравлическим или пневматическим способами в зависимости от температуры окружающего воздуха и участков трубопровода, где не предусмотрены пневматические испытания.

В соответствии с п. 906 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 пневматические испытания вновь построенных трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа не разрешаются.

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

Порядок гидравлических/пневматических испытаний должен соответствовать требованиям п. 13 ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 011-88.

Технологию испытаний трубопровода предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с Заказчиком

Проверка на прочность проводится с давлением, превышающим максимальное рабочее, в зависимости от категории участка проектируемого трубопровода. Для промыслового трубопровода максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению. Границы участков с принятой категорией испытания указаны на профиле трассы в томе 2 «Раздел 2. Проект полосы отвода».

При температуре окружающей среды во время гидравлических испытаний ниже 0°C необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания и осушку полости. Допускается проводить гидравлические испытания подогретой водой или жидкостями с пониженной температурой замерзания. Допускается к использованию подземные воды, имеющие пониженную температуру замерзания. Если необходимо, в воду добавляют ингибиторы коррозии. Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ.

Проверку на герметичность промыслового трубопровода в целом или его участка производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы и сварных соединений, но не менее 12 ч. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

В соответствии с п. 106 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 при пневматических испытаниях в качестве газообразных рабочих сред применяется воздух или инертный газ.

Для проектируемого трубопровода технические решения по определению категории участков трубопровода, объем контроля сварных соединений физическими методами, испытания на прочность и герметичность представлены в таблице 1.16.

Вся запорно-регулирующая арматура и технические устройства, входящие в состав трубопровода на этапе проведения испытания, перед испытанием должны пройти обслуживание, предмонтажную подготовку и ревизию в соответствии с руководством по эксплуатации Изготовителя, а также проверку на герметичность в присутствии представителей ЦТОиРТ с составлением акта.

При наполнении трубопроводов водой запорная арматура должна быть открыта на 100%. Запорная арматура отборов давления должна быть открыта на 100%. Участок трубопровода, подвергаемый гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность, ограничивается приварными сферическими днищами, все патрубки должны быть заглушены резьбовыми заглушками. Запрещается использование запорной арматуры в качестве ограничительного элемента при гидравлическом испытании.

Для проектируемого трубопровода при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопровода после испытаний должны быть установлены опасные зоны согласно таблице N2 приложения N7 приказа N534 от 15.12.2020 г. и обозначены на местности предупредительными знаками до начала испытаний/удалении жидкости. При проведении испытаний должны быть предусмотрены места для безопасного удаления жидкости из трубопровода и ее утилизации. Сведения об опасных зонах при гидравлических испытаниях приведены в таблице 1.16.

Таблица 1.16 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100-300	100	600

Для проектируемого трубопровода при пневматических испытаниях и удалении воздуха из трубопровода после испытаний должны быть установлены опасные зоны согласно таблице N1 приложения N7 приказа N534 от 15.12.2020 г. и обозначены на местности предупредительными знаками до начала испытаний/удалении воздуха. При проведении испытаний должны быть предусмотрены места для безопасного удаления воздуха из трубопровода. Сведения об опасных зонах при пневматических испытаниях приведены в таблице 1.17.

Таблица 1.17 – Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов

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

В соответствии с требованиями таблицы 21 ГОСТ Р 55990-2014 временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров следует предварительно подвергнуть гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125% от испытательного давления испытываемых трубопроводов.

По завершении строительства, испытаний на прочность и проверки на герметичность проектируемого трубопровода предусмотрено осуществление комплексного опробования - заполнение трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов. Заполнение и комплексное опробование учитывается в плане производства строительных работ.

Таблица 1.18 - Категории участков трубопровода, объем контроля сварных соединений физическими методами и испытания

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами	Этапы испытания на прочность	Давление испытания, МПа		
					На прочность		На герметичность
					При гидравл.	При пневм.	
Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И	6,3	Н	100% РК*	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода	1,1хРраб=6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч		Рраб=6,3 –с выдержкой в теч. 12 ч
Участок трубопровода на территории распространения ММГ	6,3	С	100% РК*	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода	1,1хРраб=6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч		Рраб=6,3 –с выдержкой в теч. 12 ч
Переход водных преград, включая участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	6,3	С	100% РК* + 25%** УЗК	1 этап – после укладки и засыпки	1,25хРраб=7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 6 ч	1,25хРраб=7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Рраб=6,3 –с выдержкой в теч. 12 ч
				2 этап – одновременно с испытанием трубопровода	1,1хРраб=6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч		
Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации (ВЛ, кабели и трубопроводы)	6,3	С	100% РК* + 25%** УЗК	1 этап – после укладки и засыпки	1,25хРраб=7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 6 ч	Не применяется	Рраб=6,3 –с выдержкой в теч. 12 ч
				2 этап – одновременно с испытанием трубопровода	1,1хРраб=6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч		
Переход автомобильной дороги IV кат., включая участки протяженностью не менее 25 м от подшвы насыпи или бровки выемки земляного полотна в обе стороны	6,3	В	100% РК* + 25%** УЗК	1 этап – после укладки и засыпки	1,5хРраб=9,45 – в верхней точке с выдержкой в теч. 6 ч	1,25хРраб=7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Рраб=6,3 –с выдержкой в теч. 12 ч
				2 этап – одновременно с испытанием трубопровода	1,1хРраб=6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч		

Трубопроводы: - на площадке узла за- пуска СОД; - на площадке узла т.вр. КП №22И; - на площадке узла т.вр. КП №24; - на площадке узла т.вр. КП №36; - на площадке узла при- ема СОД (до клапана-от- секателя); - участки 250 м, примыка- ющие к ним.	6,3	С	100% РК*	1 этап – после крепления на опо- рах, укладки и за- сыпки	1,25хР _{раб} =7,88 – в верхней точке с вы- держкой в теч. 6 ч	Не применяется	Р _{раб} =6,3 –с вы- держкой в теч. 12 ч
				2 этап – одновре- менно с испыта- нием трубопровода	1,1хР _{раб} =6,93 – в верхней точке с вы- держкой в теч. 12 ч		
Трубопроводы: - на площадке узла при- ема СОД (после кла- пана-отсекателя)	4,0	С	100% РК*	1 этап – после крепления на опо- рах, укладки и за- сыпки	1,25хР _{раб} =5,0 – в верхней точке с вы- держкой в теч. 6 ч	Не применяется	Р _{раб} =4,0 –с вы- держкой в теч. 12 ч
				2 этап – одновре- менно с испыта- нием трубопровода	1,1хР _{раб} =4,4 – в верхней точке с выдерж- кой в теч. 12 ч		
Примечания 1. Величины испытательных давлений приняты по таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014; 2. Для испытаний наибольшее рабочее давление принято равным расчетному; 3. * В случае применения при строительстве автоматической сварки, РК может быть заменен на УЗК в качестве основного метода кон- троля, с учетом технико-экономической эффективности, в соответствии с таблицей 25 ТТР-01.02.04-13; 4. ** Дополнительный объем контроля сварных соединений должен составлять не менее 25% на основании требования таблицы 25 ТТР- 01.02.04-13 на особо опасных участках (автомобильные дороги, коммуникации). Дублирующий контроль проводится на наиболее худших по внешнему виду кольцевых сварных соединениях и для уточнения результатов радиографического контроля. Дублирующий контроль должен проводиться периодически, по мере выполнения сварочных работ и проведения основного (радиографического) контроля. 5. В соответствии с требованиями таблицы 21 ГОСТ Р 55990-2014 участки трубопроводов категории Н и смежные с ними участки катего- рии С допускается испытывать на прочность совместно в один этап в течение 12 ч с параметрами испытаний (испытательная среда, давле- ние), соответствующими первому этапу для категории С, при условии, что толщины стенок участков категории Н соответствуют требова- ниям, предъявляемым к категории С.							

1.9.20 Заземление и молниезащита

Для защиты от поражения электрическим током принято защитное заземление и система уравнивания потенциалов.

Система уравнивания потенциалов соединяет между собой:

- металлические трубы коммуникаций, входящих в сооружение;
- металлические части ограждений площадок узлов т.вр. КП N 22И, КП N 24 и КП N36;
- заземляющее устройство защиты от статического электричества;
- все одновременно доступные прикосновению сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций.

Наружное заземляющее устройство предусматривается из горизонтальных заземлителей. Горизонтальные заземлители выполнены из черной стальной полосы 5х40 мм, уложены на глубину не менее 0,5 м от поверхности земли.

В качестве естественных заземлителей используются металлические сваи ограждений площадок узлов т.вр. КП №22И, КП №24 и КП N36.

Сопротивление заземляющего устройства не более 4 Ом.

По устройству молниезащиты согласно РД 34.21.122-87 сооружения относятся ко II категории – наружные взрывоопасные установки с зоной класса В-1г (зона 2).

Сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, защищаются от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации.

Для защиты сооружений от прямых ударов молнии в соответствии с требованиями п. 2.15, 6 РД 34.21.122-87 металлические корпуса всего оборудования и аппаратов при толщине металла 4 мм и более присоединяются к заземляющему устройству.

Для защиты сооружений и наружных площадок от вторичных проявлений молнии металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединяются к заземляющему устройству электроустановок.

Для защиты от заноса высоких потенциалов металлические коммуникации (надземные и подземные) при вводе в сооружение присоединяются к заземляющему устройству, а на ближайшей к вводу опоре коммуникации - к ее фундаменту.

Защита от статического электричества обеспечивается за счет надежного соединения стальных конструкций и трубопроводов, представляющих собой непрерывную электрическую цепь, с заземляющим устройством.

Технологические трубопроводы и аппараты представляют на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, что достигается затяжкой болтов фланцев. В соответствии с РД

39-22-113-78 фланцевые соединения трубопроводов и аппаратов не требуют дополнительных мер по созданию непрерывной электрической цепи. Устройство металлических перемычек на запорной арматуре не предусматривается.

1.9.21 Проектные решения выполнения требований промышленной безопасности

Проектом предусмотрены мероприятия, обеспечивающие выполнение требований промышленной безопасности:

1. Материальное исполнение оборудования, труб, соединительных деталей и трубопроводной арматуры выбрано с учетом сведений, полученных в инженерных изысканиях, физико-химических свойств транспортируемой среды, расчетного давления и срока эксплуатации проектируемого линейного объекта;

2. Присвоений категорий участкам проектируемого трубопровода, требующие выполнения определенных условий по прочности, объему неразрушающего контроля и значению испытательного давления;

3. Технологические решения в проектной документации разработаны на основании инженерных изысканий в соответствии с государственными стандартами (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 г. №534 «Федеральные нормы и правила в нефтяной и газовой промышленности», ГОСТ Р 55990-2014, СП 284.1325800.2016 и другие), Задания на Проектирование и дополнительными требованиями Заказчика, отраженных в ТТР-01.02.04-13, не противоречащие государственным стандартам;

4. Подземная прокладка и дополнительные мероприятия по балластировке обеспечивают сохранение устойчивости трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации;

5. Техническими решениями предусмотрены мероприятия, обеспечивающие устойчивость и прочность линейного объекта на участке прокладки в сложных инженерно-геологических условиях;

6. Надземная прокладка на опорах исключает провисания и превышения проектных перемещения трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации;

7. Технические решения (тепловая изоляция) обеспечивают перекачку при достижении отрицательных температур окружающей среды и исключают застывание транспортируемого продукта;

8. Технические решения обеспечивают контроль коррозионной активности внутренней полости проектируемого трубопровода и защиту от почвенной и атмосферной коррозии;

9. Проектируемые сооружения в линейной части имеют защитное ограждение с барьером безопасности из колючей проволоки;

10. Пересечения искусственных и естественных преград выполнено в соответствии с государственными стандартами. Для пересечения автомобильной дороги предусмотрен защитный футляр в соответствии с нормативной документацией;

11. Трасса проектируемого трубопровода на всем протяжении подземной прокладки обозначена опознавательными знаками;

12. Для всех сварных соединений предусмотрен визуально-измерительный контроль с физическим методом контроля в объеме не менее 100%;

13. Для особо опасных пересечений (автомобильные дороги, водные преграды и коммуникации) предусмотрена дополнительная предпусковая приборная диагностика в объеме не менее 25%;

14. Перед вводом в эксплуатацию линейного объекта, все участки проектируемого трубопровода проходят испытания на прочность и герметичность;

15. Строительство проектируемого трубопровода осуществляется по плану производства работ (ППР), разрабатываемого строительно-монтажной организацией, на основе рабочей документации;

16. Рабочая документация для строительства проектируемого трубопровода содержит технологические решения, принятые в проектной документации;

17. Эксплуатация будет осуществляться в соответствии технологического регламента, Технологический регламент по эксплуатации линейного объекта и сооружений будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно - техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации;

18. При эксплуатации исключается остывание трубопровода под рабочим давлением ниже температуры для гарантированной ударной вязкости на образцах KCV при минус 40°C;

19. При эксплуатации исключается пуск трубопровода на полное значение рабочего давления при температурах трубопровода ниже температуры для гарантированной ударной вязкости на образцах KCV при минус 40°C;

20. Надземные участки трубопроводов на всем протяжении представляют электрическую цепь и электрически присоединены к заземляющим устройствам.

21. Применение в проекте оборудования и трубопроводной арматуры, соответствующего климатического и сейсмического исполнения;

22. Применение трубопроводной арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;

Все технологическое оборудование и материалы, используемое для линейного объекта, поставляется в соответствии с техническими требованиями и должны соответствовать действующим требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории Российской Федерации.

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

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

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

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

Характеристика основных технологических сооружений проектируемого линейного объекта по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.19 .

Таблица 1.19 - Характеристика проектируемых технологических сооружений линейного объекта

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И						
Площадка узла запуска СОД	ЛВЖ, Газ легкий	АН	В-1г	ПА-ТЗ	Зона 1, 2	Зона 1, 2

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Площадка узла т.вр. КП №22И	ЛВЖ, Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 2	Зона 2
Площадка узла т.вр. КП №24	ЛВЖ, Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 2	Зона 2
Площадка узла т.вр. КП №36	ЛВЖ, Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 2	Зона 2
Площадка узла прима СОД	ЛВЖ Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2

Примечания

1. Размеры взрывоопасных зон принимаются согласно Приложению №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- Зона 0 – R=1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы;
- Зона 1 - R=1,5 м от зоны 0 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 0);
- Зона 2 - R= 2 м от зоны 1 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 1).

2. Для быстроразъемных соединений, затворов камер запуска и приема СОД и воздушников (зона 1 – 3 м, зона 2 – 5 м), для фланцев трубопроводной арматуры (зона 2- 3 м).

1.10 Перечень мероприятий по энергосбережению

В проекте не предусмотрены источники потребления электроэнергии (такие как электроприводы трубопроводной арматуры, КИПиА (датчики давления), обогрев трубопровода, освещение и др.).

Работа проектируемого линейного объекта осуществляется за счет объектов добычи, подключённых к системе сбора. Технические решения по энергосбережению описаны в смежных проектах на обустройство объектов добычи.

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

Потребность в основных количествах, оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемый в процессе строительства представлено в Томе 5 «Раздел 5. Проект организации строительства».

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

Сведения о расчетной численности и профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числу рабочих мест и их оснащенности представлены в Томе 3.3 «Часть 3. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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

Согласно Заданию на Проектирование п. 22 приведены стандартные (типовые) требования к автоматизации нижнего, верхнего и среднего уровня. Данным проектом автоматизация не предусматривается, предусматриваются только местные приборы (отражены на ФСА, чертеж ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.02.00-001). Описание решений по КИП приведено в текстовой части (ПЗ) данного раздела.

1.13.1 Объекты контроля

Объектом, предусматривающим оснащение местными приборами, является Трубопровод нефтегазосборный КП №22И – т.вр. КП №6И Игнялинского НГКМ.

Ниже приведен перечень технологического оборудования и установок, подлежащих оснащению местными приборами в рамках данного проекта:

- Площадка узла запуска СОД;
- Площадка узла т.вр. КП №22И;
- Площадка узла т.вр. КП №24;
- Площадка узла т.вр. КП №36;

– Площадка узла приема СОД.

1.13.2 Объёмы контроля

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.02.00-001, Том 3.2.

Проектом предусматривается следующий объём контроля:

– местный контроль давления на узлах СОД КП22-КЗ-001, СОД КП22-КП-001 до/после ЗКЛ;

– местный контроль давления на узлах т.вр. КП №22И, т.вр. КП №24, т.вр. КП №36 до/после ЗКЛ.

1.13.3 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации

В проекте использованы контрольно-измерительные приборы, серийно изготавливаемые промышленностью. Выбор приборов контроля и управления произведен с учетом технологического процесса, свойств контролируемой среды.

Предусмотрены местные показывающие манометры, оборудованные разделителями сред и/или трехходовыми вентильными сборками.

Степень защиты приборов, размещаемых на открытых площадках, предусматривается не ниже IP65.

Все приборы, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение ХЛ 1 по условиям окружающей среды.

Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

1.13.4 Решения по метрологическому обеспечению

1.13.4.1 Общие требования

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Перечень измерений, относящихся к сферам государственного регулирования обеспечения единства измерений, указанных в Федеральном законе № 102-ФЗ с указанием обязательных метрологических требований к измерениям, в том числе показателей точности измерений, устанавливается Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин». Наименования единиц величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, их обозначения, правила написания, а также правила их применения устанавливаются Правительством Российской Федерации.

1.13.4.2 Требования к средствам измерений, их поверке/калибровке и техническому обслуживанию

Все применяемые средства измерений (СИ) должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ с описанием типа к ним.

Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие сведения о поверке, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Поверка средств измерений проводится в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными методами поверки.

Результаты поверки средств измерений подтверждаются сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки, причем остаточный срок действия свидетельств о поверке СИ должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения пусконаладочных работ (ПНР).

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений, в добровольном порядке могут подвергаться поверке или калибровке.

Все СИ должны иметь заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ. Место, способ и форма нанесения номера должны обеспечивать возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средства измерения.

СИ и оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения и иметь действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям ТР ТС 012/2011.

Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Все СИ должны иметь разрешительную и эксплуатационную документацию на русском языке.

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- сертификат (свидетельство) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- сертификат соответствия (декларация) ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (для СИ, применяемых во взрывоопасных зонах);
- сведения о результатах поверки СИ, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и свидетельство о поверке СИ, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки с остаточным сроком действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки ПНР;
- методика поверки;
- заводской паспорт, руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке и техническому обслуживанию на русском языке.

При необходимости, в комплект поставки СИ должны быть включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование и программное обеспечение для конфигурации и настройки.

Все СИ должны быть настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования. Шкалы показывающих приборов должны соответствовать диапазону измерений первичных преобразователей.

Манометры должны быть выбраны с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

Все СИ должны соответствовать климатическим условиям эксплуатации оборудования с учетом абсолютного минимума и максимума температур.

Во время эксплуатации СИ должна поддерживаться температура не ниже минимально допустимой рабочей. СИ должны обеспечивать работоспособность в указанном температурной диапозоне, либо должны быть обеспечены термочехлами/термошкафами с электрообогревом.

Монтаж СИ должен обеспечивать возможность периодического осмотра, технического обслуживания СИ. Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

1.13.4.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений

Нормы погрешности измерений технологических параметров должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти.

Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом локальных нормативных документов, отраслевых методических и руководящих документов, локальных нормативных документов Заказчика.

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации должны быть учтены все требования к условиям применения и способам установки, в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанным в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

Рекомендуемые значения погрешностей СИ приведены ниже.

Манометры:

- класс точности должен быть не более 1,5 для технического использования, не более 0,6 для сферы государственного регулирования;

- рабочий диапазон измерения манометра должен быть в пределах 2/3 шкалы.

При выборе средств измерений необходимо руководствоваться требованиями документов ОСК-15.05.01.01 «Методический документ. Концепция промышленной автоматизации БРД. Группа компаний ГПН», М-15.05.02.01.01-01 «Методический документ. Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД». Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

Типы применяемых СИ должны быть выбраны в соответствии с КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД» ПАО «Газпром нефть» и быть согласованы с Заказчиком и АО «Гипровостокнефть».

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

К сложным инженерно-геологическим условиям при проектировании отнесено:

- прокладка в пучинистых грунтах;
- прокладка в многолетнемерзлых грунтах.

На основании ИИ на участке строительства несвязные дисперсные грунты и грунтовые воды не вскрыты.

Скальные грунты, болота и заболоченные участки при строительстве проектируемого трубопровода отсутствуют на основании полученных инженерных изысканий.

При прокладке трубопровода в пучинистых грунтах предусмотрено углубление траншеи с выемкой пучинистого грунта и подсыпкой слоем 0,6 м мягкого минерального непучинистого грунта естественной влажности с размерами фракций не более 50 мм в поперечнике (песок средней крупности). После укладки трубопровода в проектное положение производится присыпка трубы слоем 0,2 м для защиты гидроизоляции, далее обратная засыпка грунтом из отвала до проектных отметок с устройством валика.

При прокладке трубопровода на участке распространения ММГ предусмотрен II принцип, предполагающий использование их основания в оттаянном или оттаивающем состоянии при строительстве. Устойчивость трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации подтверждается проверочным расчетом ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-РР-001.

На стадии строительства и эксплуатации должна быть создана комплексная система геотехнического мониторинга, обеспечивающая постоянный контроль как за техническим состоянием трубопроводов, так и за экологической обстановкой. Также организация, эксплуатирующая трубопровод, обязана вести мониторинг за состоянием многолетнемерзлых грунтов, особенно на участках контакта ММГ с талыми породами. В период эксплуатации трубопровода необходимо проводить ежемесячный осмотр его трассы на предмет обнаружения всплывания подземных участков, разрушения валика обратной засыпки подземного трубопровода. При обнаружении подобных участков необходимо незамедлительно принять меры к ликвидации этих нарушений.

1.15 Гидравлический расчет нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ

1.15.1 Общее положение

В разделе представлено гидравлическое исследование нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И системы сбора Игнялинского НГКМ.

Данное исследование проведено с целью:

- определение оптимального диаметра нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И системы сбора Игнялинского НГКМ;
- определения скоростей движения потоков в нефтегазосборных трубопроводах;
- определения режимов течения потоков в нефтегазосборных трубопроводах.

Компьютерное моделирование включает в себя расчеты и выводы результатов расчетов таких важных переменных, как давление, температура, плотность и других параметров газа по мере движения его по трассе.

1.15.2 Исходные данные

Для выполнения гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И были использованы следующие исходные данные:

- добыча газа, жидкости, нефти по кустам Игнялинского НГКМ приняты в соответствии с присланным документом «Профиль по кустам (+резервные) +Ф2.2_»;
- давление и температура на выходе с Кустов Игнялинского НГКМ приняты в соответствии с присланным документом «Туст_Руст_Рзаб+Ф2.2»;
- прокладка нефтегазосборных трубопроводов подземная без теплоизоляции;
- средняя месячная температура почвы по расчетным периодам представлена в таблице 1.20;
- температуры воздуха для расчетных периодов представлены в таблице 1.21;
- абсолютная шероховатость трубопроводов 0,1 мм;
- схема сбора проектируемых кустов Игнялинского НГКМ – лучевая и представлена на рисунке 1.1;
- принадлежность кустов Игнялинского НГКМ к блокам И1+И2 и И4 приведена в таблице 1.22;
- компонентный мольный состав нефти и попутного нефтяного газа для Блоков И1+И2, И4 приняты в соответствии с присланным документом «Исходные данные для формирования основных технических решений по проекту «Чона нефть» по Игнялинскому ЛУ» приведены в таблицах 1.23 - 1.24;

– физико-химические характеристики нефти Игнялинского НГКМ представлены в таблице 1.25.

– давление на входе БМУПН составляет 13,5 атм (изб).

Таблица 1.20 - Средняя месячная температура почвы для расчетных периодов.

Глубина, м	08.2026	04.2028	07.2028	01.2029	10.2029	01.2030	01.2032	10.2032
0,8	+13,4	-2,1	+12,3	-2,3	+4,1	-2,3	-2,3	+4,1

Таблица 1.21 – Температура воздуха для расчетных периодов.

08.2026	04.2028	07.2028	01.2029	10.2029	01.2030	01.2032	10.2032
+34,9	-39,8	36,0	-59,4	-38,0	-59,4	-59,4	-38

Таблица 1.22- Принадлежность кустов Игнялинского НГКМ к блокам

Наименование	Блок
Куст 2И	И4
Куст 27И	И4
Куст 6И	И4
Куст 6-1И	И4
Куст 8И-1	И4
Куст 8И-2	И4
Куст 37И	И4
Куст 22И	И4



Таблица 1.23- Компонентный состав сепарированной нефти Игнялинского НГКМ.
Блок И4.

Компонент	Сепарированная нефть, Т= 20 °С; Р=1 атм	
	моль %	масс%
CO2	0.0002	0.000
N2	0.0025	0.000
CH4	0.2972	0.023
C2H6	0.5295	0.077
C3H8	1.0361	0.222
i-C4H10	0.4937	0.139
n-C4H10	1.6226	0.458
i-C5H12	1.3163	0.461
n-C5H12	1.8649	0.653
C6	5.2857	2.156
C7	6.275	2.925
C8	8.702	4.520
C9	7.5912	4.459
C10	7.2852	4.739
C11	6.1308	4.375
C12	5.0515	3.948
C13+	46.5156	70.843
Суммарно	100	100

Таблица 1.24- Компонентный состав ПНГ Игнялинского НГКМ.

Компонент	ПНГ (после ступенчатой сепарации) % мольн
H2S	0.000
CO2	0.007
N2	2.900
He	0.000
H2	0.000
CH4	68.393
C2H6	16.711
C3H8	8.036
i-C4H10	0.975
n-C4H10	1.857
i-C5H12	0.399
C5H12	0.405
C6H14	0.166
C7H16	0.082
C8H18	0.044
C9H20	0.015
C10H22	0.006
C11H24	0.002
C12H26	0.001
C13H28	0.000
O2	0.000

Компонент	ПНГ (после ступенчатой сепарации) % мольн
Всего	100.000
Молекулярный вес	22,89
Плотность ПНГ при ст.усл.	0,956
Относительная плотность ПНГ	0,789

Таблица 1.25– Физико-химические характеристики нефти Игнялинского НГКМ

Параметры	Размерность	Блок И4
Плотность при 20 ⁰ С	кг/м ³	818,5
Плотность при 50 ⁰ С	кг/м ³	813,0
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С	мм ² /с	7,73
Вязкость кинематическая при 50 ⁰ С	мм ² /с	7,34
Температура плавление парафинов	⁰ С	54,0
Температура застывания	⁰ С	минус 41,2
Содержание общей серы	% масс.	0.27
Содержание смол	% масс.	3.52
Содержание мех.примесей	% масс.	0.07
Содержание асфальтенов	% масс.	0.14
Содержание парафинов	% масс.	2.09
Температура плавление парафинов	⁰ С	54
Обводненность	% масс	7 – 98
Газовый фактор	м ³ /т	210 – 450

1.15.3 Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ

Гидравлический расчет выполнен на следующие периоды:

- 08.2026 г. – период ввода Куста 22И;
- 04.2028 г;
- 01.2029 г;
- 10.2029 г – максимальный период добычи нефти и газа для Куста 22И;
- 01.2030 г – максимальный период добычи нефти нижней ветки от Куст 22И с учетом перспективных кустов 17И, 18И, 21И, 23И, 24, 36;
- 01.2032 г – максимальный период добычи газа нижней ветки от Куста 22И с учетом перспективных кустов 17И, 18И, 21И, 23И, 24, 36;
- 10.2032 г – максимальный период добычи жидкости для нижней ветки от Куста 22И с учетом перспективных кустов 17И, 18И, 21И, 23И, 24, 36.

Результаты гидравлического расчета приведены в таблицах 1.26 - 1.32.

Таблица 1.26 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 08.2026 г.

Наименование трубопровода	Диа- метр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидко- сти в раб. усло- виях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст_37 - граница куста 37И	219х6	53	не работает									
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	не работает									
	219х6	3689	не работает									
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	25,390	25,389	6,4	6,4	2,00	пробковый	42203	242,4	199,1	43,3
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	25,478	25,389	6,4	6,4	1,69	пробковый	20369	103,1	82,0	21,0
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	25,389	25,304	6,4	6,4	2,86	пробковый	62572	345,8	281,4	64,3
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	25,304	25,300	6,4	6,4	1,86	пробковый	62572	346,9	282,6	64,3
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	25,300	25,268	6,4	6,5	1,86	пробковый	62572	346,9	282,6	64,3
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	25,268	24,535	6,5	6,8	1,92	волновой	62572	347,6	283,3	64,3
	273х8	263	24,535	24,431	6,8	6,9	1,93	пробковый	62572	358,5	294,3	64,2
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	24,948	24,865	7,2	7,4	4,64	дисперсный	67241	558,6	494,7	63,9
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	24,865	24,431	7,4	7,4	4,72	пробковый	67241	561,3	497,4	63,8
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4104	24,431	17,614	7,2	5,9	4,76	дисперсный	129813	930,9	802,8	128,1
Куст 17И	не работает											
Куст 18И	не работает											
Куст 21И	не работает											
Куст 23И	не работает											
Куст_22И - граница куста КП22И	219х6	53	33,230	33,230	2,7	7,3	0,13	расслоенный	4024	15,0	10,4	4,5
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	33,230	33,198	7,3	8,4	0,13	расслоенный	4024	15,4	10,9	4,5
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	33,198	32,052	8,4	13,3	0,14	расслоенный	4024	15,5	11,0	4,5
Куст 24	не работает											
т.вр. 8.2 - т.вр.8	219х6	5726	32,052	30,955	13,3	13,4	0,14	расслоенный	4024	16,5	12,0	4,5
Куст_6 - граница куста КП6	159х6	53	31,031	30,955	4,7	5,3	3,19	дисперсный	28896	193,9	165,4	28,5
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2645	30,955	29,560	6,1	11,1	0,60	расслоенный	5267	34,0	28,7	5,3
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2653	30,955	29,688	6,1	7,8	0,70	расслоенный	27653	178,4	150,7	27,7
Куст_6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	38,504	38,343	6,6	6,9	3,38	пробковый	52149	205,5	151,3	54,2
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	38,343	29,560	6,9	6,4	4,34	пробковый	52149	206,6	152,5	54,2
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	29,560	24,761	7,1	9,8	0,84	пробковый	14462	83,4	68,7	14,7
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	29,560	24,618	7,1	7,0	1,81	пробковый	70607	407,0	335,5	71,6
Куст_2И - граница Куста 2И	159х6	53	33,679	33,295	4,1	4,2	11,23	дисперсный	56978	676,3	633,8	42,6
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	33,295	24,618	4,2	0,5	15,39	дисперсный	56978	685,7	643,3	42,5
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	24,618	17,591	4,9	2,7	11,64	дисперсный	142047	1545,8	1419,5	126,3
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	17,591	13,532	4,3	3,1	9,45	дисперсный	271860	3466,6	3217,3	249,3
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

Таблица 1.27 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 04.2028 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидко- сти в раб. усло- виях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст 37 - граница куста 37И	219х6	53	28,422	28,401	5,4	4,6	1,87	дисперсный	37036	227,6	189,3	38,3
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	28,401	25,937	4,6	2,4	2,02	дисперсный	37036	226,5	188,2	38,3
	219х6	3689	25,937	23,538	2,4	0,7	2,21	волновой	37036	245,0	206,9	38,1
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	23,600	23,599	3,5	3,5	1,47	волновой	23082	177,9	155,5	22,3
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	23,665	23,599	3,5	3,4	1,74	дисперсный	14901	105,8	91,4	14,4
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	23,599	23,557	3,5	3,5	2,35	дисперсный	37983	283,9	247,1	36,8
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	23,557	23,554	3,5	3,5	1,52	волновой	37983	284,4	247,6	36,8
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	23,554	23,538	3,5	3,2	1,52	волновой	37983	284,4	247,6	36,8
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	23,538	22,460	2,1	1,6	3,09	волновой	75019	552,1	477,4	74,7
	273х8	263	22,460	22,294	1,6	1,5	3,12	дисперсный	75019	577,4	502,9	74,5
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	22,477	22,452	8,0	7,1	3,03	волновой	28474	368,2	344,5	23,7
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	22,452	22,294	7,1	6,8	3,05	пробковый	28474	366,6	342,8	23,8
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4107	22,294	16,608	3,2	0,6	4,67	дисперсный	103494	947,1	848,5	98,5
Куст 17И	не работает											
Куст 18И	не работает											
Куст 21И	не работает											
Куст 23И	не работает											
Куст_22И - граница куста 22И	219х6	53	32,800	32,792	5,4	4,0	0,91	волновой	24646	110,8	83,7	27,1
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	32,792	32,739	4,0	3,8	0,91	волновой	24646	109,9	82,8	27,1
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	32,739	31,279	3,8	0,6	0,93	волновой	24646	109,9	82,8	27,1
Куст 24	не работает											
т.вр. 8.2 - т.вр.8	219х6	5726	31,279	29,479	0,6	-1,2	0,97	пробковый	24646	112,5	85,5	27,0
Куст_6 - граница куста КП6	159х6	53	29,547	29,479	4,3	3,5	2,68	дисперсный	27632	164,3	136,6	27,6
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2654	29,479	26,951	1,6	-2,1	0,05	расслоенный	484	2,6	2,1	0,5
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2654	29,479	27,991	1,6	0,6	1,08	волновой	51794	279,1	225,0	54,1
Куст_6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	33,012	32,904	5,1	4,5	3,01	пробковый	36550	183,9	147,6	36,2
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	32,904	26,951	4,5	2,8	3,64	дисперсный	36550	183,8	147,6	36,3
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	26,951	22,076	1,5	-1,6	1,05	пробковый	17766	105,7	87,6	18,1
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	26,951	21,980	1,5	-0,5	1,90	пробковый	71062	422,7	350,5	72,2
Куст_2И - граница Куста 2И	159х6	53	25,443	25,285	4,3	3,5	7,97	дисперсный	30087	486,1	464,8	21,4
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	25,285	21,980	3,5	1,5	9,18	дисперсный	30087	487,0	465,6	21,4
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	21,980	16,595	0,1	-1,8	8,47	дисперсный	118915	1195,5	1084,5	111,0
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	16,595	13,508	-0,7	-2,0	7,32	дисперсный	222408	2845,5	2639,5	206,0
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

Таблица 1.28 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 01.2029 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст_37 - граница куста 37И	219х6	53	28,076	28,065	7,1	5,5	1,41	волновой	24020	172,6	149,0	23,6
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	28,065	26,313	5,5	2,5	1,48	волновой	24020	170,8	147,2	23,6
	219х6	3689	26,313	24,717	2,5	0,5	1,56	волновой	24020	179,3	155,7	23,5
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	24,820	24,819	4,0	4,0	1,86	дисперсный	32115	225,4	194,2	31,2
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	24,919	24,819	4,0	3,9	2,05	дисперсный	19435	124,8	106,0	18,9
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	24,819	24,748	4,0	3,9	2,90	дисперсный	51550	350,7	300,7	50,0
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	24,748	24,744	3,9	3,9	1,88	дисперсный	51550	351,6	301,6	50,0
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	24,744	24,717	3,9	3,7	1,88	дисперсный	51550	351,7	301,7	50,0
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	24,717	23,590	2,8	2,3	3,03	волновой	75570	541,1	467,7	73,5
	273х8	263	23,590	23,416	2,3	2,2	3,05	дисперсный	75570	565,8	492,5	73,3
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	23,679	23,640	8,4	7,5	3,23	дисперсный	39400	392,6	357,5	35,1
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	23,640	23,416	7,5	7,3	3,26	пробковый	39400	391,0	355,9	35,1
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4104	23,416	17,065	4,0	1,5	4,86	дисперсный	114970	962,6	854,1	108,5
Куст 17И	не работает											
Куст 18И	не работает											
Куст 21И	не работает											
Куст 23И	не работает											
Куст_22И - граница куста 22И	219х6	53	32,820	32,814	5,5	3,3	0,81	волновой	21018	99,5	76,6	22,9
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	32,814	32,768	3,3	3,0	0,81	волновой	21018	98,1	75,2	22,9
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	32,768	31,458	3,0	-0,2	0,83	волновой	21018	98,1	75,2	22,9
Куст 24	не работает											
т.вр. 8.2 - т.вр.8	219х6	5726	31,458	30,178	-0,2	-1,5	0,85	волновой	21018	100,0	77,2	22,9
Куст_6 - граница куста КП6	159х6	53	30,244	30,178	4,4	3,3	2,37	пробковый	27791	145,3	117,2	28,1
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2645	30,178	28,683	1,5	1,7	0,82	расслоенный	41487	211,1	167,8	43,3
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2645	30,178	28,492	1,5	-1,0	0,64	расслоенный	7321	37,3	29,6	7,6
Куст_6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	37,111	36,956	5,1	4,6	3,19	пробковый	47777	194,8	147,3	47,5
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	36,956	28,492	4,6	3,0	4,07	пробковый	47777	194,9	147,4	47,5
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	28,492	23,104	2,2	-0,8	1,18	пробковый	22397	118,6	96,0	22,6
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	28,492	23,192	2,2	1,3	1,78	пробковый	74188	392,9	317,9	75,0
Куст_2И - граница Куста 2И	159х6	53	27,100	26,919	5,4	4,4	7,77	дисперсный	35074	473,7	446,7	27,0
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	26,919	23,104	4,4	2,7	9,08	дисперсный	35074	474,2	447,2	27,1
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	23,104	17,031	1,5	-0,4	8,53	дисперсный	131660	1175,1	1051,4	123,7
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	17,031	13,512	0,5	-0,8	7,68	дисперсный	246629	2905,3	2677,0	228,3
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

Таблица 1.29 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 10.2029 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст_37 - граница куста 37И	219х6	53	31,207	31,194	7,1	6,2	1,43	волновой	27128	174,6	148,1	26,5
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	31,194	29,264	6,2	5,2	1,52	волновой	27128	173,6	147,1	26,5
	219х6	3689	29,264	27,480	5,2	4,5	1,62	волновой	27128	184,3	157,9	26,4
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	27,600	27,599	3,8	3,8	1,61	пробковый	34749	195,3	161,4	33,9
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	27,737	27,599	3,8	3,8	2,02	пробковый	24844	122,8	98,5	24,2
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	27,599	27,516	3,8	3,8	2,64	пробковый	59593	318,7	260,6	58,2
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	27,516	27,512	3,8	3,8	1,71	пробковый	59593	319,6	261,5	58,1
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	27,512	27,480	3,8	3,8	1,71	пробковый	59593	319,7	261,5	58,1
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	27,480	26,154	4,0	3,8	2,90	волновой	86721	515,6	431,1	84,5
	273х8	263	26,154	25,947	3,8	3,7	2,92	дисперсный	86721	541,3	457,0	84,3
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	26,256	26,209	8,4	7,9	2,97	дисперсный	46127	359,9	318,0	41,9
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	26,209	25,947	7,9	7,8	3,00	пробковый	46127	359,4	317,5	41,9
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4104	25,947	18,677	5,2	3,5	4,64	дисперсный	132848	907,5	781,2	126,2
Куст 17И	не работает											
Куст 18И	не работает											
Куст 21И									19403	63,89	42,0	21,9
Куст 23И									11401	34,6	21,6	13,0
Куст_22И - граница куста 22И	219х6	53	39,070	39,050	5,5	4,8	1,47	пробковый	49652	178,9	123,3	55,7
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	39,050	38,927	4,8	4,8	1,48	пробковый	49652	178,2	122,6	55,6
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	38,927	32,700	4,3	3,3	2,75	пробковый	80457	284,5	194,1	90,3
Куст 24	не работает											
т.вр. 8.2 - т.вр.8	159х6	5726	32,700	31,377	3,3	3,8	0,65	расслоенный	9167	38,0	27,8	10,2
т.вр. 8.2 - т.вр.8 (лупинг)*	325х8	5726	32,700	31,372	3,3	3,2	1,14	волновой	71290	295,3	216,0	79,2
Куст_6 - граница куста КП6	159х6	53	31,467	31,373	4,4	3,8	2,55	пробковый	35453	155,7	119,4	36,3
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2645	31,372	29,471	3,5	3,3	1,08	пробковый	28338	123,0	92,3	30,7
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2645	31,372	29,476	3,5	3,2	1,49	пробковый	87572	380,1	285,2	94,9
Куст_6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	40,461	40,267	5,1	4,8	3,02	пробковый	58658	184,2	126,0	58,2
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	40,267	29,473	4,8	4,0	4,00	пробковый	58658	184,7	126,4	58,2
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	29,471	22,410	3,6	2,4	2,08	пробковый	43761	194,9	149,1	45,8
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	29,471	22,417	3,6	2,3	2,79	пробковый	130807	582,7	445,8	136,9
Куст_2И - граница Куста 2И	159х6	53	27,345	27,125	5,4	4,8	7,95	дисперсный	40683	483,2	450,1	33,1
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	27,125	22,411	4,8	3,0	9,67	дисперсный	40683	485,7	452,5	33,1
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	22,410	18,699	2,6	1,9	3,83	дисперсный	80925	598,5	518,2	80,3
т.вр. 10 - т. вр. 7 (лупинг)*	325х8	1965	22,410	18,700	2,6	1,8	4,40	дисперсный	134326	993,4	860,1	133,3
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	18,677	13,495	2,5	1,2	9,12	дисперсный	348098	3156,3	2820,2	336,1
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

Таблица 1.30 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 01.2030 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст_37 - граница куста 37И	219х6	53	29,422	29,407	7,4	6,1	1,58	волновой	28832	192,3	164,2	28,0
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	29,407	27,326	6,1	3,5	1,67	волновой	28832	190,8	162,7	28,1
	219х6	3689	27,326	25,373	3,5	1,4	1,78	волновой	28832	202,3	174,4	28,0
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	25,500	25,499	4,0	4,0	1,64	пробковый	34382	198,1	164,7	33,5
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	25,651	25,499	4,0	4,0	2,10	пробковый	25665	127,3	102,4	25,0
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	25,499	25,411	4,0	4,0	2,70	пробковый	60046	326,1	267,7	58,4
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	25,411	25,407	4,0	4,0	1,75	пробковый	60046	327,2	268,8	58,4
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	25,407	25,373	4,0	3,8	1,75	пробковый	60046	327,2	268,8	58,4
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	25,373	23,922	3,1	2,7	3,08	волновой	88878	544,0	457,7	86,3
	273х8	263	23,922	23,694	2,7	2,6	3,11	дисперсный	88878	575,3	489,2	86,0
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	24,017	23,966	9,0	8,2	3,10	дисперсный	45608	376,4	335,2	41,1
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	23,966	23,694	8,2	8,1	3,13	пробковый	45608	375,5	334,4	41,2
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4104	23,694	16,105	4,6	2,3	5,16	дисперсный	134487	958,8	831,5	127,2
Куст 17И	не работает											
Куст 18И	не работает											
Куст 21И									19158	48,0	25,8	22,1
Куст 23И									39841	92,9	46,5	46,4
Куст_22И - граница куста 22И	219х6	53	46,930	46,916	5,7	4,5	1,06	пробковый	40548	129,1	83,4	45,7
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	46,916	46,605	4,3	4,2	2,48	пробковый	99547	298,3	185,2	113,1
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	46,605	38,973	4,2	2,2	2,88	пробковый	99547	299,9	186,9	113,0
Куст 24	не работает											
т.вр. 8.2 - т.вр.8	219х6	5726	38,973	30,275	2,2	0,2	3,61	пробковый	99547	348,7	237,0	111,7
Куст_6 - граница куста КП6	159х6	53	30,384	30,275	4,4	3,6	2,71	пробковый	38419	165,7	126,3	39,4
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2645	30,275	27,904	1,4	1,1	2,15	пробковый	122510	536,6	403,8	132,8
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2645	30,275	27,965	1,4	-0,4	1,18	пробковый	15456	67,7	50,9	16,7
Куст_6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	39,377	39,176	5,1	4,7	2,94	пробковый	60292	179,3	119,6	59,7
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	39,176	27,904	4,7	3,6	3,95	пробковый	60292	179,7	120,0	59,7
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	27,904	20,211	2,0	1,1	2,50	пробковый	49375	222,9	171,1	51,8
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	27,904	20,142	2,0	0,1	3,37	пробковый	148883	672,1	515,9	156,2
Куст_2И - граница Куста 2И	159х6	53	25,304	25,076	5,8	5,0	8,35	дисперсный	39732	507,6	475,6	32,0
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	25,076	20,142	5,0	3,0	10,43	дисперсный	39732	509,8	477,8	32,0
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	20,142	16,108	1,0	-0,2	4,60	дисперсный	89487	692,3	603,1	89,2
т.вр. 10 - т. вр. 7 (лупинг)*	325х8	1965	20,142	16,103	1,0	-0,1	5,29	дисперсный	148502	1148,9	1000,8	148,1
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	16,103	13,550	0,9	-0,1	4,57	дисперсный	186238	1840,4	1660,2	180,1
т. вр. 7 - БМУПН (лупинг)*	426х8	2854	16,103	13,550	0,9	-0,1	4,57	дисперсный	186238	1840,4	1660,2	180,1
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

Таблица 1.31 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 01.2032 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст_37 - граница куста 37И	219х6	53	31,199	31,180	8,4	7,5	1,23	пробковый	35917	150,1	114,1	35,9
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	31,180	28,439	7,5	5,3	1,33	пробковый	35917	149,3	113,4	35,9
	219х6	3689	28,439	25,874	5,3	3,5	1,44	волновой	35917	160,7	124,9	35,8
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	25,930	25,929	4,5	4,5	0,86	пробковый	34058	104,6	70,6	34,0
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	25,989	25,929	4,5	4,5	1,05	пробковый	26923	64,2	37,5	26,7
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	25,929	25,890	4,5	4,5	1,40	пробковый	60981	168,9	108,3	60,7
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	25,890	25,889	4,5	4,5	0,91	пробковый	60981	169,1	108,4	60,7
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	25,889	25,874	4,5	4,3	0,91	пробковый	60981	169,1	108,4	60,7
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	25,874	24,485	4,0	3,7	1,93	волновой	96897	343,3	247,0	96,3
	273х8	263	24,485	24,278	3,7	3,7	1,94	пробковый	96897	359,5	263,4	96,2
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	24,516	24,458	9,6	8,9	2,19	пробковый	43672	266,2	226,5	39,6
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	24,458	24,278	8,9	8,8	2,21	пробковый	43672	265,8	226,1	39,6
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4107	24,278	15,855	5,4	3,9	3,42	пробковый	140569	626,8	490,8	136,0
Куст 17И	не работает											
Куст 18И									10893	37,7	25,5	12,2
Куст 21И									96072	594,0	510,0	84,0
Куст 23И									16670	61,0	42,5	18,5
Куст_22И - граница куста 22И	219х6	53	42,740	42,735	5,7	3,5	0,68	волновой	20974	83,3	60,4	22,9
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	42,735	41,697	5,4	5,2	6,56	дисперсный	144609	774,4	636,0	138,4
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	41,697	39,149	5,2	2,5	1,75	волновой	36700	201,5	166,4	35,1
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2 (лупинг)*	325х8	5100	41,697	39,143	5,2	3,7	2,32	волновой	107908	592,3	489,2	103,1
Куст 24									17570	64,0	44,3	19,7
т.вр. 8.2 - т.вр.8.	219х6	5726	39,143	36,217	3,6	1,5	2,03	волновой	41212	229,4	189,4	40,0
т.вр. 8.2 - т.вр.8 (лупинг)*	325х8	5726	39,143	36,211	3,6	2,3	2,69	волновой	120966	673,3	555,9	117,4
Куст_6 - граница куста КП6	159х6	53	36,289	36,211	4,4	3,8	1,63	пробковый	37613	99,5	60,7	38,8
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2645	36,211	32,569	2,5	0,8	2,29	дисперсный	23646	126,8	103,7	23,1
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2645	36,211	32,545	2,5	1,8	3,89	дисперсный	176146	944,5	772,2	172,2
Куст_6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	41,332	41,183	5,3	5,0	2,55	пробковый	73136	155,7	82,7	73,0
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	41,183	32,545	5,0	4,3	3,02	пробковый	73136	155,9	82,8	73,0
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	32,545	21,542	2,6	0,2	5,72	пробковый	204075	1032,2	833,1	199,1
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	32,545	21,581	2,6	0,9	4,31	пробковый	68853	348,3	281,1	67,2
Куст_2И - граница Куста 2И	159х6	53	26,424	26,206	6,5	5,8	6,58	дисперсный	41035	399,9	365,1	34,8
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	26,206	21,542	5,8	4,5	8,03	дисперсный	41035	401,6	366,8	34,8
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	21,542	15,914	1,0	-0,4	6,92	дисперсный	118023	958,8	847,9	110,9
т.вр. 10 - т. вр. 7 (лупинг)*	325х8	1965	21,542	15,866	1,0	-0,4	7,97	дисперсный	195939	1591,8	1407,6	184,2
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	21,171	13,526	1,5	0,0	10,72	дисперсный	454532	3300,1	2869,9	430,2
т. вр. 7 - БМУПН (лупинг)*	426х8	2838	21,171	13,526	1,5	0,0	10,72	дисперсный	454532	3300,1	2869,9	430,2
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

Таблица 1.32 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И Игнялинского НГКМ. Расчетный период 10.2032 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление,		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный рас- ход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Куст_ 37 - граница куста 37И	219х6	53	30,466	30,449	8,4	7,8	1,02	пробковый	35008	123,4	88,3	35,1
граница Куста 37И - т.вр.5	219х6	3460	30,449	27,614	7,8	6,9	1,10	пробковый	35008	123,0	87,9	35,1
	219х6	3689	27,614	25,022	6,9	6,1	1,20	расслоенный	35008	133,4	98,5	35,0
куст 8И-1 - АГЗУ-2	219х6	2	25,070	25,070	4,5	4,5	0,78	пробковый	34053	94,5	60,6	33,9
куст 8И-2 - АГЗУ-2	159х6	121	25,120	25,070	4,5	4,5	0,94	пробковый	26912	57,1	30,5	26,6
АГЗУ-2 - 10	219х6	78	25,070	25,036	4,5	4,5	1,25	пробковый	60965	151,7	91,1	60,5
10 - выход с Куста 8И	273х8	11	25,036	25,034	4,5	4,5	0,81	пробковый	60965	151,8	91,3	60,5
Выход с Куста 8И - т.вр. 5	273х8	84	25,034	25,022	4,5	4,4	0,81	пробковый	60965	151,8	91,3	60,5
т.вр 5 - т.вр.6	273х8	1596	25,022	24,126	5,0	4,9	1,64	волновой	95974	296,5	201,0	95,4
	273х8	263	24,126	24,005	4,9	4,9	1,64	пробковый	95974	305,3	209,9	95,3
Куст_27И - граница Куста 27И	219х6	53	24,228	24,175	9,6	9,1	1,97	пробковый	43433	238,1	198,3	39,8
граница куста 27И - к т.вр.6.	219х6	239	24,175	24,005	9,1	9,1	1,98	пробковый	43433	238,0	198,2	39,8
т.вр.6. - т.вр.7	325х8	4104	24,005	16,816	6,3	5,4	2,75	пробковый	139407	543,4	408,2	135,3
Куст 17И									69555	469,6	412,7	56,9
Куст 18И									9291	32,7	22,3	10,4
Куст 21И									35708,4	139,5	104,4	35,2
Куст 23И									13869	51,9	36,6	15,3
Куст_ 22И - граница куста 22И	219х6	53	43,670	43,666	9,4	7,6	0,59	волновой	17760	72,9	53,5	19,3
граница куста 22И - т.вр. 8.1	219х6	234	43,666	42,598	4,5	4,3	6,50	дисперсный	146184	767,4	629,7	137,7
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2	219х6	5100	42,598	39,958	4,3	3,8	1,76	волновой	37109	199,8	164,9	34,9
т.вр. 8.1 - т.вр.8.2 (лупинг)*	325х8	5100	42,598	39,964	4,3	3,7	2,32	волновой	109075	587,2	484,7	102,5
Куст 24									12949	48,8	34,4	14,4
т.вр. 8.2 - т.вр.8.	219х6	5726	39,958	37,017	3,8	3,4	2,02	волновой	40432	225,7	187,3	38,4
т.вр. 8.2 - т.вр.8 (лупинг)*	325х8	5726	39,958	37,023	3,8	3,3	2,65	волновой	118701	662,7	550,0	112,7
Куст_ 6 - граница куста КП6	159х6	53	37,088	37,017	4,4	4,0	1,45	пробковый	37107	88,9	50,7	38,2
т.вр 8 - к т.вр.9	159х6	2645	37,017	33,355	3,5	3,0	2,26	дисперсный	23256	124,4	102,1	22,3
т.вр 8 - к т.вр.9 (лупинг)*	325х8	2645	37,017	33,359	3,5	2,8	3,81	дисперсный	172984	925,4	759,3	166,1
Куст_ 6-1 - граница Куста КП6-1	159х6	53	41,223	41,094	5,3	5,1	2,34	пробковый	72012	142,5	70,9	71,6
граница Куста КП6-1 - т.вр.9.	159х6	2286	41,094	33,355	5,1	4,8	2,69	пробковый	72012	142,7	71,1	71,6
т.вр.9 - т.вр.10	219х6	4937	33,355	22,443	3,5	1,6	5,44	пробковый	200557	996,9	803,9	193,0
т.вр.9 - т.вр.10 (лупинг)*	325х8	4937	33,355	22,463	3,5	1,8	4,09	пробковый	67695	336,5	271,3	65,1
Куст_ 2И - граница Куста 2И	159х6	53	27,236	27,022	6,5	6,0	5,98	дисперсный	42265	363,5	326,8	36,7
граница Куста 2И - т.вр.10.	159х6	1050	27,022	22,443	6,0	5,0	7,22	дисперсный	42265	365,4	328,8	36,7
т.вр. 10 - т. вр. 7	273х8	1965	22,443	16,830	2,2	1,1	6,45	дисперсный	117026	905,9	796,9	109,0
т.вр. 10 - т. вр. 7 (лупинг)*	325х8	1965	22,443	16,818	2,2	1,1	7,38	дисперсный	193491	1497,8	1317,6	180,2
т. вр. 7 - БМУПН	426х8	2838	16,816	13,511	2,6	1,9	5,13	дисперсный	224962	1977,1	1767,5	209,6
т. вр. 7 - БМУПН (лупинг)*	426х8	2838	16,816	13,511	2,6	1,9	5,13	дисперсный	224962	1977,1	1767,5	209,6
Примечание: * - значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.												

1.15.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

По результатам гидравлического расчета:

1. **На период 08.2026 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупинга: от т.вр. 9 до точки вр. 10 DN300 длиной 4937 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И до точки врезки в Куст 6И составляет 3,947 МПа (изб) (33,23 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 3,144 МПа (изб) (31,031 атм .изб) и от Куста 6И-1 составляет 3,901 МПа (изб) (38,504 атм .изб), которое не превышает расчетное давление 4,0 МПа (изб);
2. **На период 04.2028 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупингов: от т.вр. 8. до точки вр. 9 DN300 длиной 2645 м; от т.вр.9 до т.вр. 10 DN300 длиной 4937 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И Куст 6И составляет 3,323 МПа (изб) (32,8 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 2,994 МПа (изб) (29,55 атм .изб) и от Куста 6И-1 составляет 3,345 МПа (изб) (33,01 атм .изб), что не превышает расчетное давление которое составляет 4,0 МПа (изб);
3. **На период 01.2029 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупингов: от т.вр.8 до т.вр. 9 диаметром DN300 длиной 2645 м; и от т.вр. 9 до точки вр. 10 DN300 длиной 4937 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И составляет 3,587 МПа (изб) (32,82 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 3,065 МПа (изб) (30,244 атм. изб) и от Куста 6И-1 составляет 3,76 МПа (изб) (37,111 атм .изб), которое не превышает расчетное давление 4,0 МПа (изб);
4. **На период 10.2029 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупингов: от т. вр. 8.2 до т.вр. 8 N300 длиной 5726 м, от т.вр.8 до т.вр. 9 диаметром DN300 длиной 2645 м; от т.вр. 9 до точки вр. 10 DN300 длиной 4937 м и от т.вр. 10 до точки вр. 7 DN350 длиной 1965 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И до точки врезки в Куст 6И составляет 3,959 МПа (изб) (39,07 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 3,188 МПа (изб) (31,47 атм .изб) и от Куста 6И-1 составляет 4,1 МПа (изб) (40,46 атм. изб). Рабочее давление на Кусте 6И-1 превышает расчетное давление, которое составляет 4,0 МПа (изб); Для

обеспечения расчетного давления от куста 6И-1 необходим ввод лупинга от т. вр. 7 до БМУПН DN400 длиной 2838 м;

6. **На период 01.2030 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупингов: от т.вр. 8. до точки вр. 9 DN300 длиной 2645 м; от т.вр.9 до т.вр. 10 DN300 длиной 4937 м и от т.вр. 7 до БМУПН DN400 длиной 2854 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И Куст 6И составляет 4,331 МПа (изб) (46,93 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 3,079 МПа (изб) (30,384 атм .изб) и от Куста 6И-1 составляет 3,99 МПа (изб) (39,377 атм .изб), которое не превышает расчетное давление 4,0 МПа (изб);

7. **На период 01.2032 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупингов: от т.вр 8.1 до т.вр. 8.2 диаметром DN300 длиной 5100 м; от т.вр. 8.2 до т. вр. 8 диаметром DN300 длиной 5726 м; от т.вр. 8. до точки вр. 9 DN300 длиной 2645 м; от т.вр.9 до т.вр. 10 DN300 длиной 4937 м; от т.вр.10 до т.вр. 7 DN300 длиной 1965 м и от т.вр. 7 до БМУПН DN400 длиной 2838 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И Куст 6И составляет 4,331 МПа (изб) (42,74 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 3,677 МПа (изб) (36,29 атм .изб) и от Куста 6И-1 составляет 4,188 МПа (изб) (41,33 атм .изб), Рабочее давление на Кусте 6И-1 превышает расчетное давление которое составляет 4,0 МПа (изб); Для обеспечения расчетного давления от куста 6И-1 необходим лупинг от границы Куста 6И-1 до т. вр. 9 DN150 длиной 2286 м;

8. **На период 10.2032 г:** Для обеспечения расчетного давления не более 4,0 МПа (изб) от Кустов 6И и 6И-1 необходим ввод лупингов: от т.вр 8.1 до т.вр. 8.2 диаметром DN300 длиной 5100 м; от т.вр. 8.2 до т. вр. 8 диаметром DN300 длиной 5726 м; от т.вр. 8. до точки вр. 9 DN300 длиной 2645 м; от т.вр.9 до т.вр. 10 DN300 длиной 4937 м; от т.вр.10 до т.вр. 7 DN300 длиной 1965 м и от т.вр. 7 до БМУПН DN400 длиной 2838 м. При этом **максимальное рабочее давление на нижней ветке от Куста 22И Куст 6И составляет 4,425 МПа (изб) (43,67 атм .изб), что не превышает расчетное давление для данного участка, которое составляет 6,3 МПа (изб);** максимальное рабочее давление от Куста 6И составляет 3,758 МПа (изб) (37,09 атм .изб) и от Куста 6И-1 составляет 4,177 МПа (изб) (41,22 атм .изб), Рабочее давление на Кусте 6И-1 превышает расчетное давление которое составляет 4,0 МПа (изб); Для обеспечения расчетного давления от куста 6И-1 необходим лупинг от границы Куста 6И-1 до т. вр. 9 DN150 длиной 2286 м;

9. Значения диаметров лупингов будет уточняться при дальнейшем проектировании.

Диаметр нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки №22И до точки врезки в кустовую площадку №6И - DN200.

Режимы течения и скорости потоков в проектируемых трубопроводах указаны в таблицах результатов расчетов 1.26 - 1.32.

По результатам гидравлического расчета температура потока в трубопроводах не достигает температуры застывания нефти, которая составляет минус 41,2 °С, также отсутствуют ограничения по температурному режиму на входе БМУПН, что говорит о целесообразности отсутствия теплоизоляции подземных участков трубопроводов.

Подача ингибитора гидратообразования в нефтегазосборный коллектор от куста скважин №22И не требуется в виду высокой минерализации воды.

Физико-химические свойства воды Игнялинского НГКМ представлены в таблице 1.33.

Таблица 1.33 - Физико-химические свойства воды Игнялинского НГКМ.

Показатели	Результаты измерений		
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	%-экв/дм ³
Натрий	43405	1887,995	38,935
Калий	1824,96	48,5	0,965
Кальций	52890,18	2639,23	54,8
Магний	3103,545	255,31	5,3
Хлорид-ион	225225	6353,315	99,665
Сульфат-ион	847,525	17,66	0,275
Гидрокарбонат-ион	239,93	3,93	0,06
Карбонат-ион	< 8.1	-	-
Общая минерализация, г/дм ³	327,5		
Водородный показатель (рН), ед.рН	7,125		
Удельная электропроводимость, mS/cm	231		
Плотность, г/см ³	1,2183		

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И».

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 59 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 37 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

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

- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (pH), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год.

Учитывая параметры рабочих сред, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при **назначенном** сроке службы трубопровода **15 лет (согласно Приложения Б)** принята равной **1,5 мм.**

Расчётная температура трубопроводов 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 следующие трубы:

- для сооружения трубопроводов DN50÷DN100 – трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для сооружения трубопроводов DN150÷DN200 – трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 класса прочности K52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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, твердость);

- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $C_{\text{экв}}$ 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 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;

- на образцах KCV не менее 59,0 Дж/см² при температуре минус 60 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 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.

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности класса прочности не ниже K52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

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

Для соединения трубопроводов с давлением до 6,3 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. Е-Ф) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением до 6,3 МПа применить спирально-навитые прокладки тип В по ГОСТ Р 52376-2005.

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 необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 24,5 Дж/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

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

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами 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
Промысловые трубопроводы от кустовой площадки №22И						
200	Н	Нефтегазосборный трубопровод от отсекающей задвижки на выходе с территории КП22И до точки врезки	6,3	-1,6...+13,4	—	0,000028 – 0,000038

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
200	В	Участок нефтегазосборного трубопровода от КП22И до т. вр. на пересечение с автомобильной дорогой, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	6,3	-1,6...+13,4	—	0,000028 – 0,000038
50	С	Участки нефтегазосборного трубопровода с повышенной категорией: 1. Узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним. 2. Водная преграда по 10% ГВВ. 3. трубопровод по территории распространения ММГ. 4. Пересечения с коммуникациями (нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсаторпроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.	6,3	-1,6...+13,4	—	0,000028 – 0,000038
100						
200						
50			4,0	-1,6...+13,4	—	0,000028 – 0,000038
150						
200						

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 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510

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),

P – рабочее давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

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

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

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

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

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

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

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

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

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промышленных трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промышленных трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d ,	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм			
D , мм	Категория					t_y	t_u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Принятая
Промысловые трубопроводы от кустовой площадки №22И									
57	С	4,0	0,767	225,55	241,91	0,58	0,54	3,00	6
57	С	6,3	0,767	225,55	241,91	0,92	0,85	3,00	6

Трубопровод		P, МПа	γ_d	R _y , МПа	R _u , МПа	Толщина стенки, мм			
D, мм	Категория					t _y	t _u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Принятая
114	С	6,3	0,767	225,55	241,91	1,83	1,71	3,33	6
159	С	4,0	0,767	225,55	241,91	1,62	1,51	3,12	6
219	Н	6,3	0,921	270,84	290,48	2,93	2,73	4,43	6
219	С	4,0	0,767	225,55	241,91	2,23	2,08	3,73	6
219	С	6,3	0,767	225,55	241,91	3,52	3,28	5,02	6
219	В	6,3	0,637	187,32	200,91	4,24	3,95	5,74	6

2.5.3 Расчёт срока службы промышленных трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии:

$$W = \frac{\delta_{\text{ном}} - C - \delta_{\text{отбр}}}{V_{\text{кор}}};$$

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

$V_{\text{кор}}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год;

C – минусовой допуск на отклонение по толщине стенки, мм (для бесшовных труб допуск по толщине принимается минус 12,5% и минус 10,0% для сварных труб от номинальной толщины стенки);

$\delta_{\text{отбр}}$ – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, определяемая согласно п.12.2.1.5 ГОСТ Р 55990-2014, мм;

Отбраковочная толщина принимается как максимальное из значений:

$$\delta_{\text{отбр}} = \max\{\delta_{\text{расч}} - C(\delta_{\text{расч}}); \delta_{\text{НД}}; \delta_{\text{ФНП}}\},$$

где $\delta_{\text{расч}} - C(\delta_{\text{расч}})$ – разность между расчетной толщиной стенки трубы (определена в таблице 2.4) и величиной, равной минусовому допуску от расчетной толщины стенки при изготовлении трубы, мм;

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

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

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета ресурса промышленных трубопроводов

D, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	Категория по ГОСТ Р 55990-2014	Давление, МПа	C, мм	$\delta_{\text{расч}} - C(\delta_{\text{расч}})$, мм	$\delta_{\text{НД}}$, мм	$\delta_{\text{ФНП}}$, мм	$V_{\text{кор}}$, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W, лет	Назначенный срок (по проекту)
57	6	С	4,0	0,75	0,51	3	2,0	0,1	3,00	22	15
57	6	С	6,3	0,75	0,81	3	2,0	0,1	3,00	22	15
114	6	С	6,3	0,75	1,61	3	2,0	0,1	3,00	22	15
159	6	С	4,0	0,60	1,46	3	2,5	0,1	3,0	24	15

D, мм	$\delta_{\text{ном}},$ мм	Категория по ГОСТ Р55990- 2014	Давление, МПа	C, мм	$\delta_{\text{расч}} -$ $C(\delta_{\text{расч}}),$ мм	$\delta_{\text{нд}},$ мм	$\delta_{\text{фнп}},$ мм	$V_{\text{кор}},$ мм/год	$\delta_{\text{отбр}},$ мм	W, лет	Назна- ченный срок (по проекту)
219	6	H	6,3	0,60	2,64	3	2,5	0,1	3,00	24	15
219	6	C	4,0	0,60	2,01	3	2,5	0,1	3,00	24	15
219	6	C	6,3	0,60	3,17	3	2,5	0,1	3,17	22	15
219	6	B	6,3	0,60	3,82	3	2,5	0,1	3,82	15	15

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопроводов превосходит назначенный срок службы трубопровода - **15 лет (согласно Приложения Б). Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.**

2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов

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

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

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

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

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

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

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

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

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

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

σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

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

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

где μ – коэффициент поперечной деформации;

E – модуль деформации, МПа;

D – наружный диаметр трубы, м;

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

α – коэффициент линейного температурного расширения, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

ΔT – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 30°C), $^{\circ}\text{C}$.

В качестве температуры замыкания, для подземных трубопроводов, принимается температура грунта, которым производится засыпка трубопровода. Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубо- провод	P, МПа	σ_y , МПа	ΔT , °C	R, м	σ_h , МПа	σ_l^+ , МПа	σ_l^- , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$
Промысловые трубопроводы от кустовой площадки №22И									
219×6	6,3	372	43,4	200	132,2	45,1	-179,3	270,8	334,8

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятом радиусе упругого изгиба для DN200 – 200 метров.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где γ – расчетный удельный вес засыпки (принимается из условия плотности грунта засыпки не менее 1700 кг/м³), МН/м³;
 H – глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы (принимается равной не менее 0,9 метра), м;
 D – наружный диаметр трубопровода, м;
 $k_{H.s.}$ – коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, принимается равным 0,1 как для слабонесущих грунтов (по наиболее опасному расчетному случаю), м.

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию устойчивости

Трубопровод	D, мм	w, кг/м	H, м	P, МПа	ΔT , °C	ρ_0 , м	γ , кг/м ³	S МН	N_{cr} , МН	$k_{u,b}$	Условие устойчивости
Промысловые трубопроводы от кустовой площадки №22И											
219×6	219	65,1	0,9	6,3	43,4	300	1700	0,526	0,589	1,1	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
219×6	219	65,1	0,9	6,3	43,4	450	1700	0,526	0,883	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 и условие устойчивости (12.38) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняется при принятом радиусе упругого изгиба для DN200 (219×6) категории Н – 300 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 200 метров, для DN200 (**219×6**) категории С, В – 450 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 200 метров.

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

2.6 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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

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

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

– $n_{bal} = 0,8$ для пригрузов заполненных грунтом;

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

k_{nf} – коэффициент надёжности устойчивости положения против всплытия, принимаемый

равным для участков перехода, $k_{nf} = 1,05$ – для участков перехода через болота, поймы, водоёмы при отсутствии течения, обводнённые и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности;

q_w – расчётная выталкивающая сила воды, действующая на изолированный трубопровод, Н/м;

q_b – расчётная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м;

q_{pip} – погонная нагрузка от массы трубы, изоляции и футеровки с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $n = 0,95$, Н/м;

q_{liq} – погонная нагрузка от дополнительной массы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $n = 0,95$, Н/м. В расчёте нагрузка от веса продукта $q_{дон}$ не учитывается, т.к. в период строительства продукт на протяжённых участках трубопровода будет отсутствовать;

- γ_{bal} – плотность материала пригрузов,
- для грунта $\gamma_{bal} = 1400$ кг/м³;
- для бетона $\gamma_{bal} = 2300$ кг/м³.

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

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

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

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

I – момент инерции сечения трубопровода, см⁴;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода. Радиус упругого изгиба, принятый в расчёте, составляет 450 м (для 219×6);

β – угол поворота оси трубопровода, рад.

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

Следует отметить, что нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода имеет локальный характер и действует на участках, ограниченных точками сопряжения кривой упругого изгиба с прямолинейными участками трубопровода (пояснения на рисунке 2.1).

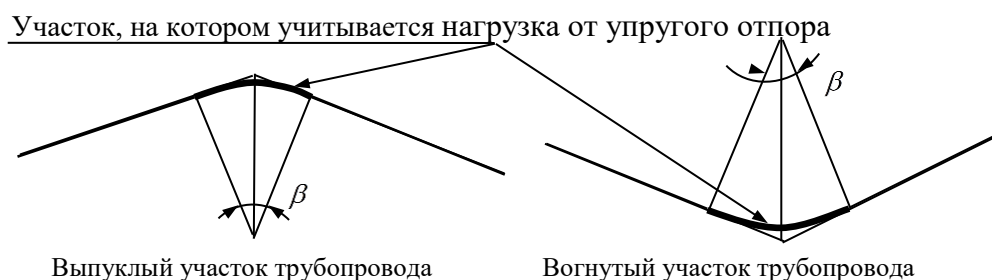


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м ³	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
КТ-219 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,35	0,25	—	350
УБП-0,7 ТУ 4834-002-55721815-2008	Бетон	1,5	—	—	1700

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

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

где Q^H – вес груза на воздухе, Н.

Рассчитанные шаги L приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	Тип пригруза	L , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
219×6	КТ-219 ГОСТ Р 58257-2018	2,7	5,1	7,1
	УБП-0,7 ТУ 4834-002-55721815-2008	33,0	60,9	84,7

2.6.1 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.9. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.9 - Материальное исполнение и сортament промысловых трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × S, мм	Тип трубы, материал
Промысловые трубопроводы от кустовой площадки №22И						
Нефтегазосборный трубопровод от отсекающей задвижки на выходе с территории КП22И до точки врезки	200	6,3	-1,6...+13,4	Н	219×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Участок нефтегазосборного трубопровода от КП22И до т. вр. на пересечение с автомобильной дорогой, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.	200	6,3	-1,6...+13,4	В	219×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Участки нефтегазосборного трубопровода с повышенной категорией: 1. Узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним. 2. Водная преграда по 10% ГВВ. 3. трубопровод по территории распространения ММГ. 4. Пересечения с коммуникациями (нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.	50	6,3	-1,6...+13,4	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	100				114×6	
	200				219×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	50	4,0	-1,6...+13,4	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	200				219×6	

2.7 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах трубопроводов под дорогами, представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times S$, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
200	426×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной 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 применять электроды марки:

- для сварки металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб из сталей группы 4 применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

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

2.9 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 ГОСТ 34667.2-2020.

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 34667.4-2020. 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 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.

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

Защиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции, футляров в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного согласно требованиям п.4.11.11 Таблицы 2 ТТР 01.02.04-13 и ГОСТ Р 51164-98 следующей конструкции:

- Грунтовочный слой: грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- Промежуточный слой: лента полимерно-битумная, толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- Покрывной слой: обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98 и ТТТ-01.02.04-01.

Контроль покрытий заводского нанесения для защиты от почвенной коррозии выполнить согласно требований таблицы 17 ТТТ-01.02.04-01 и п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по диэлектрической сплошности (искровым дефектоскопом) и удельному сопротивлению после укладки и засыпки трубопровода методом катодной поляризации п.6.2.10 ГОСТ Р 51164-98.

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

3 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по обустройство «Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И»». 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 59 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 37°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, ГОСТ 25100-201 в разрезе выделены 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Согласно СП 28 13330 2017, таблица Х.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 (ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ.01.01) коррозионная агрессивность грунтов преимущественно низкая.

На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (ИГНФ1-ТСС.КП22-ИИ-ИГИ.01.01)

Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 и п.15.2.1 ГОСТ Р55990-2014 учитывая отсутствие блуждающих токов и низкую коррозионную агрессивность грунтов допускается электрохимическую защиту подземных сооружений для данного проекта не применять. Для минимизации агрессивного воздействия грунта, защита подземных трубопроводов и оборудования выполняется с использованием антикоррозионных покрытий (см. п.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 3.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

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

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

Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

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

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

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

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

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

56 ГОСТ 8731-25 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.03.2026г.

57 ГОСТ 8732-25 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.03.2026г.

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

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

Приложение Б**Письмо о толщине стенки и сроке службы трубопровода**

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

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 65, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN_Zapolyariye@mail.gazprom-neft.ru
ОКВЭД 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728728448, КПП 890401091

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

№ _____
по № _____ от _____

О толщине стенки

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту «Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И» прошу предусмотреть перспективный узел для подключения кустовой площадки КП36 и применить трубу из наличия, электросварную 219х6 К52, а также принять срок эксплуатации трубопроводов - 15 лет.

В случае необходимости будет подготовлено Изменение к заданию на проектирование с включением вышеуказанных сведений.

Приложение:

1. Перечень МТР - 1 файл
2. Сертификат качества на трубную продукцию - 9л.

С уважением,

**Исполнительный директор
Крупного проекта «Чона нефть»**

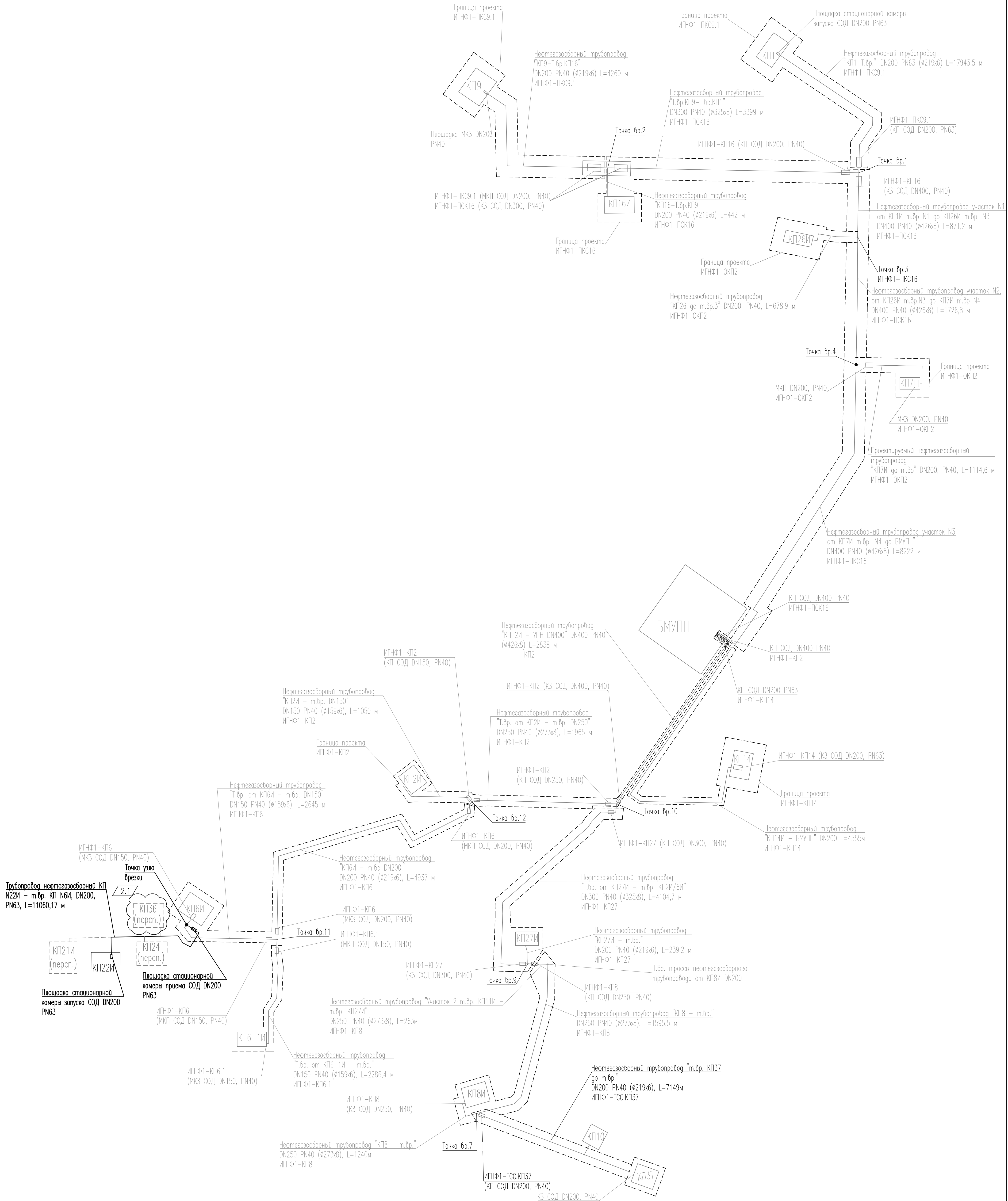
А.И. Мухамедьянов

Марданов И.Г.
+7 (3452) 53-90-27 (доб.77710)



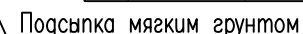
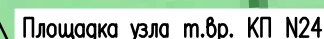
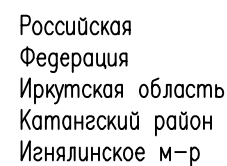
**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Создано		
	Имя	Фамилия
Согласовано		
	Имя	Фамилия
Проверено		
	Имя	Фамилия
Внесено		
	Имя	Фамилия
Дата		
	Имя	Фамилия
Лист		
	Имя	Фамилия
Масштаб		
	Имя	Фамилия



1. Площадки УЗА на схеме системы сбора Инялинского НГКМ не представлены.

ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-001					
Обустройство Инялинского НГКМ.					
Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки N22И					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разраб.	Силин				30.09.26
				Стадия	Лист
				П	1
Трубопровод нефтегазосборный					
КП N22И - т.вр. КП N6И.					
Система сбора Инялинского НГКМ					
Н.контр.	Соснин			30.09.26	
ГИП	Соснин			30.09.26	



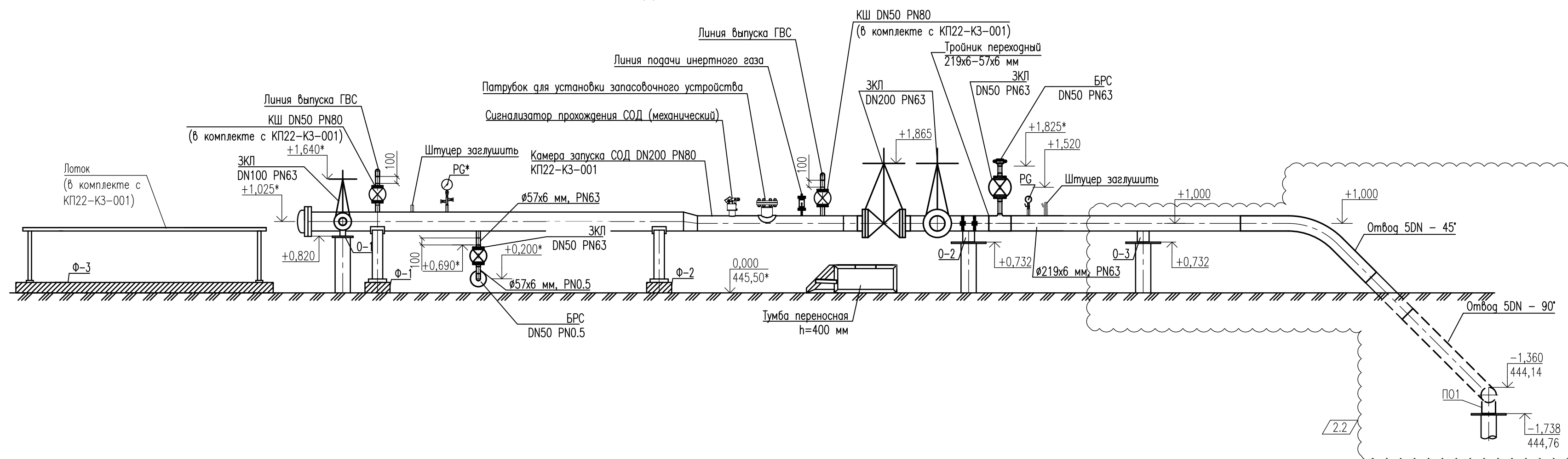
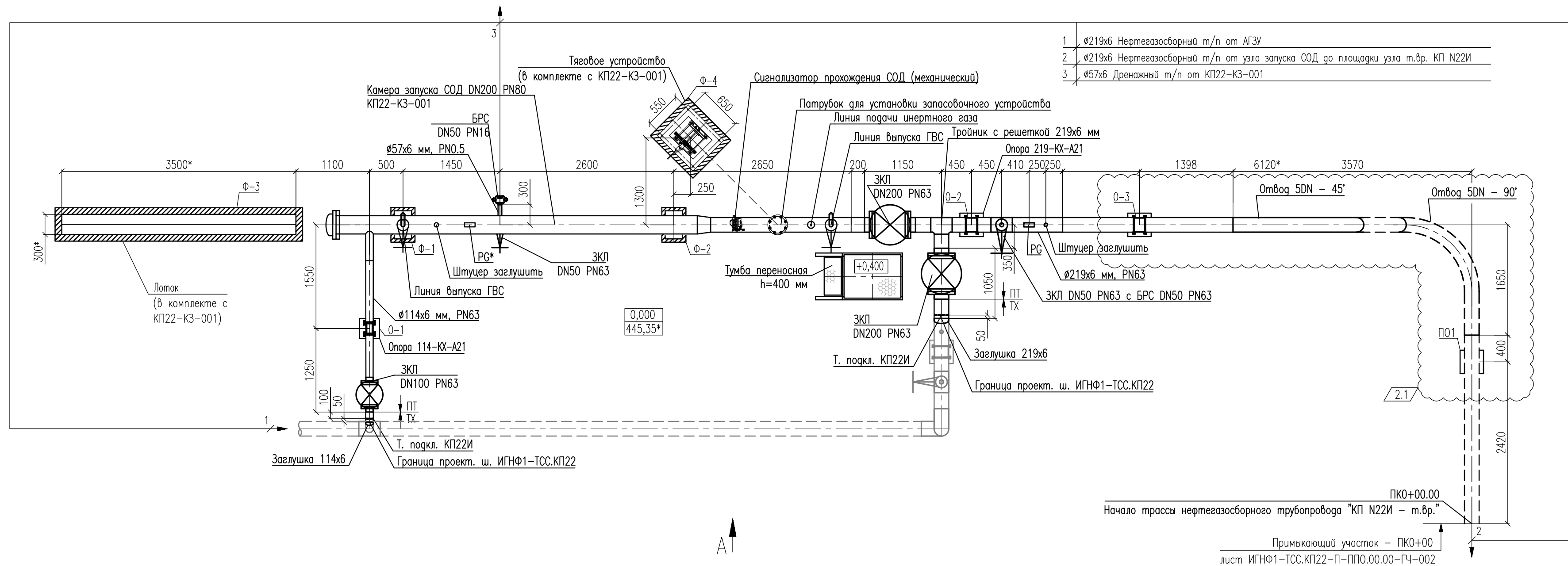
ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Согласовано

Взам. инв. N

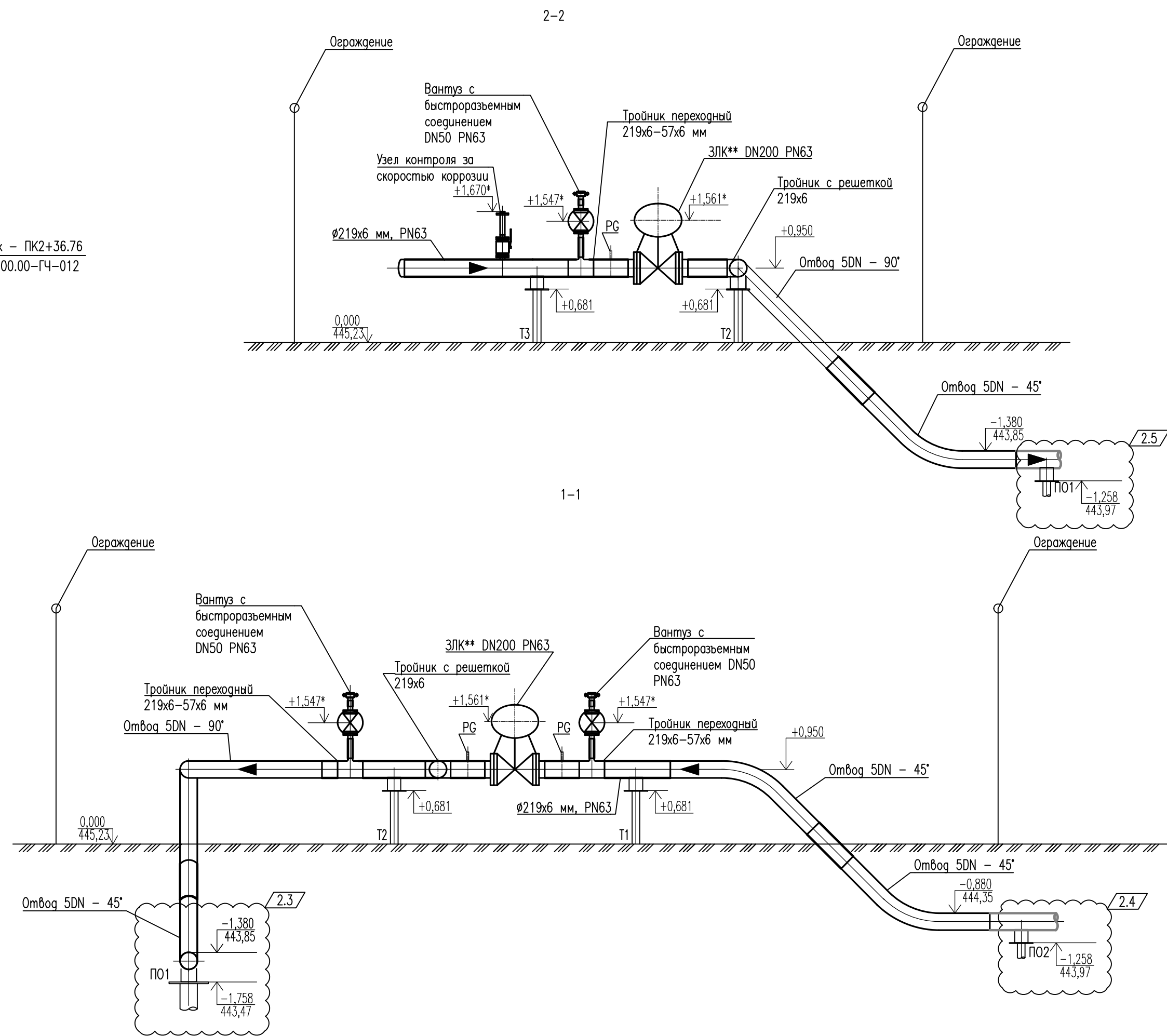
Погн. и gama

Инв. N подл.



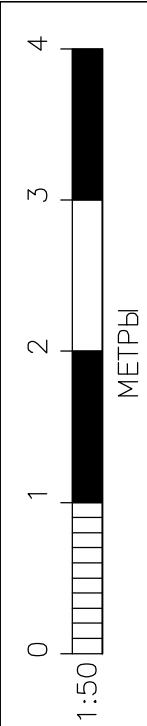
1. Основными линиями показаны трубопроводы и сооружения, проектируемые в данном проекте, серым – не вошедшие.
2. Лоток, тягловый механизм с лебедкой, опоры камеры запуска СОД, краны шаровые DN15, DN50 PN63 поставляются в комплекте с камерой запуска СОД.
3. РС* – Манометр, предназначенный для установки на камере запуска СОД, поставляется в комплекте.
4. Патрубок, предназначенный для установки датчика давления на камере запуска СОД, заглушить пробкой с прокладкой из комплекта поставки.
5. На линиях впуска воздуха в камеру запуска СОД выполнить установку двух отводков, исключающие попадания осадков во внутреннюю полость.
6. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
7. Абсолютная отметка, принятая за 0,000 – 445,35 м, верх отсыпки площадки СОД.
8. Для опоры 108–КХ–А21 применить удлиненные болты для закрепления трубы наружным диаметром 114 мм.
9. Байпасные трубы узла СОД на входе не показаны.
10. Для технологических трубопроводов предусмотрены бесшовные трубы.
11. Для промышленных трубопроводов предусмотрены электросварные трубы.
12. Наземные участки предусмотрены в тепловой изоляции.
13. Подземные опоры ПО1 разрабатываются в марке КМО1 на стапел РД.

						ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-004		
2	3	Зам.	8384-26		30.09.26	Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки N22И		
Изм.	Колуч.	Лист	N'док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Силин			30.09.26		Стадия	Лист
							П	1
						Площадка узла запуска СОД. План. разрезы		
Н.контр.		Соснин			30.09.26			
ГИП		Соснин			30.09.26	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		



- 2.6

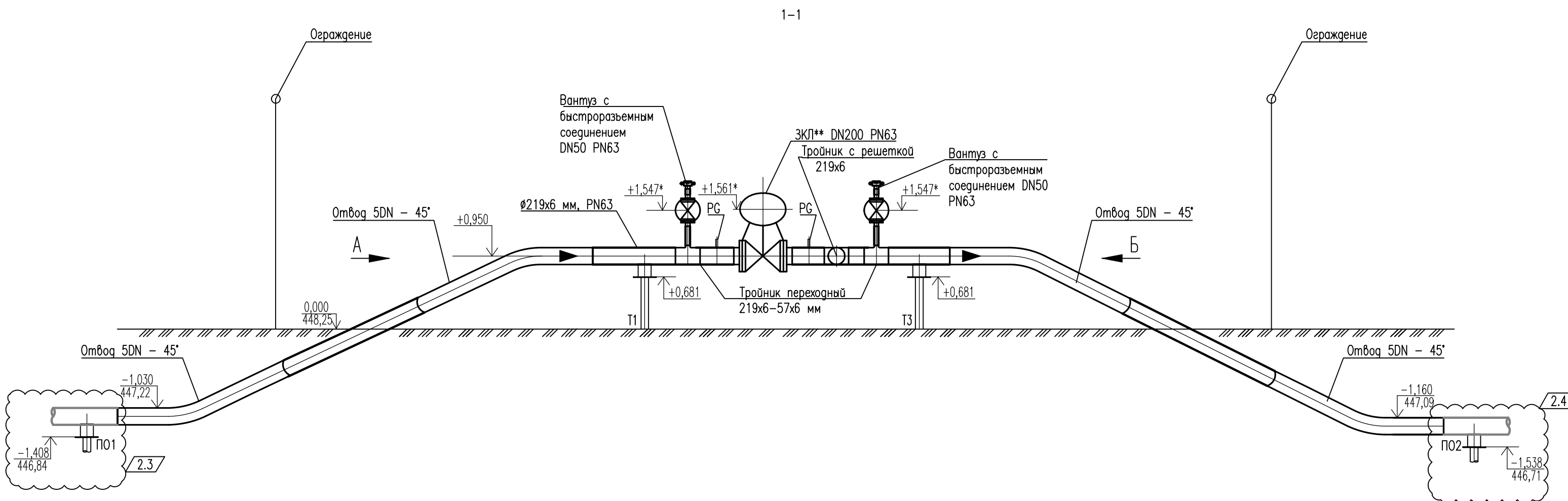
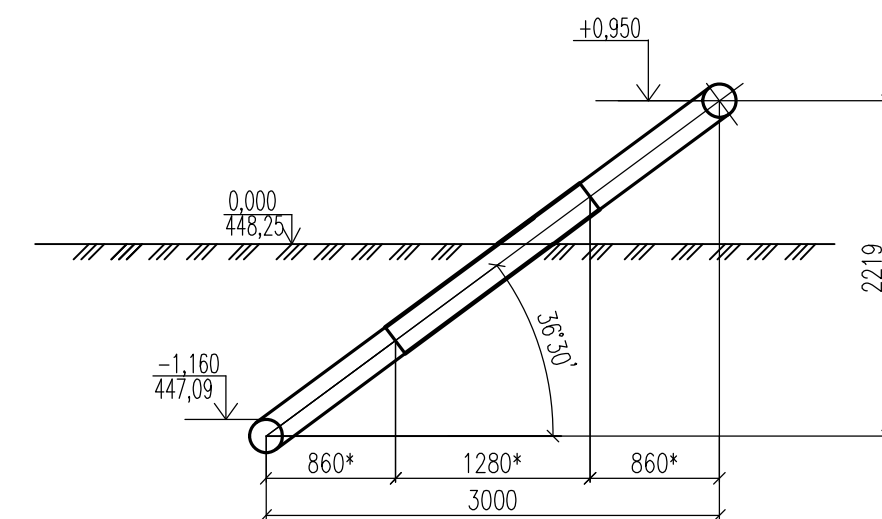
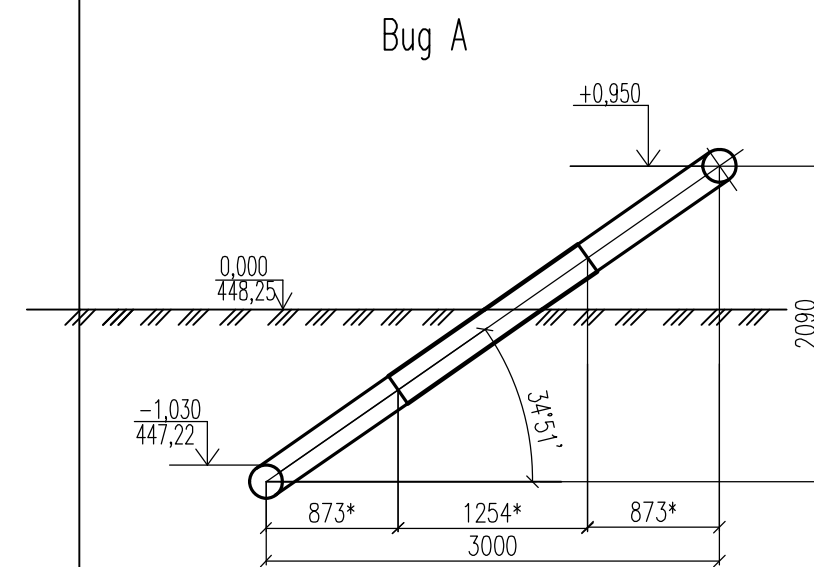
							ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-005		
2	6	Зам.	8384-26			30.09.26	Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки N22И		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата			
Разраб.		Силин				30.09.26			
							Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Соснин				30.09.26	Площадка узла т.вр. КП N22И.		
ГИП		Соснин				30.09.26	План. Разрезы		
							 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		



- 1 Ø219х6 Нефтегазосборный трубопровод от площадки узла т. вр. КП N22И до площадки узла т.вр. КП N24
- 2 Ø219х6 Нефтегазосборный трубопровод от площадки узла т.вр. КП N24 до площадки УПП СОД
- 3 Ø219х6 Нефтегазосборный трубопровод от КП N24 до т.вр. нефтегазосборного трубопровода КП N22И

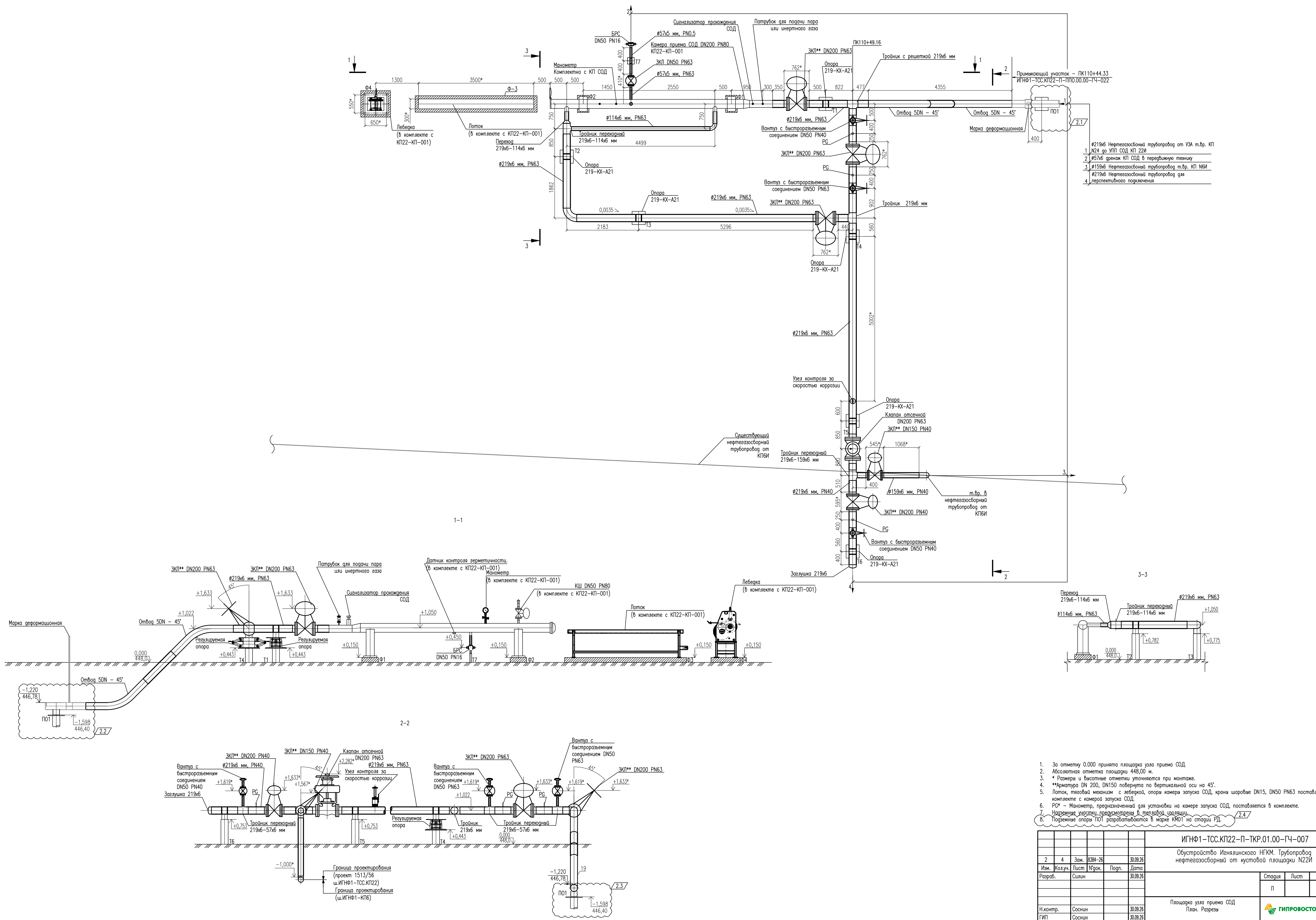
Примыкающий участок – ПК2+26.63
лист ИГНФ1–ТСС.КП22–П–ППО.00.00–ГЧ–017

Примыкающий участок – ПК2+36.76
лист ИГНФ1–ТСС.КП22–П–ППО.00.00–ГЧ–017



1. За отметку 0.000 принята площадка узла запорной арматуры.
2. Абсолютная отметка площадки 448,25 м.
3. * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
4. **Арматура DN 200 повернута по вертикальной оси на 45°.
5. Надземные участки предусмотрены в тепловой изоляции.
6. Профиль представлен на чертеже ИГНФ1–ТСС.КП22–П–ППО.00.00–ГЧ–017
7. Подземные опоры П01, П02 разрабатываются в марке КМ01 на стадии РД.

ИГНФ1–ТСС.КП22–П–ТКР.01.00–ГЧ–006					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки N22И					
2	5	Зам.	8384–26	30.09.26	Стадия
Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Погн.	
Разраб.	Силин			30.09.26	Лист
					Листов
Площадка узла т.вр. КП N24. План. Разрезы					1
ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					



1. За отметку 0.000 принята площадка узла приема СОД.

2. Абсолютная отметка площадки 448,00 м.

3. * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.

4. **Арматура DN 200, DN150 повернута по вертикальной оси на 45°.

5. Лоток, тяговый механизм с лебедкой, опоры камеры запуска СОД, краны шаровые DN15, DN50 PN63 поставляются в комплекте с камерой запуска СОД.

6. PG* – Манометр, предназначенный для установки на камере запуска СОД, поставляется в комплекте.

7. Наземные участки, предусмотренные в тепловой изоляции.

8. Подземные опоры П01 разрабатываются в марке КМ01 на стадии РД.

ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-007

Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки N22И

Изм.

Колуч.

Лист

№зак.

Подп.

Дата

Разроб.

Силин

30.09.26

Н.контр.

Соснин

30.09.26

ГИП

Соснин

30.09.26

Площадка узла приема СОД

План. Разрезы

Стадия

Лист

Листов

П

1

Гипровостокнефть

Формат А1

Файл ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00-ГЧ-007_2.dwg

Согласовано Н.контр	30.09.26
	Соснин

Разрешение		Обозначение	ИГНФ1-ТСС.КП22-П-ТКР.01.00		
8384-26		Наименование объекта строительства	Обустройство Игнялинского НГКМ. Трубопровод нефтегазосборный от кустовой площадки №22И		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
2	С-001	Заменен		3	На основании письма Заказчика Рег.№11/1//016661 от 01.09.2026
	ТЧ-001	Заменен. Добавлены сведения по площадке т.вр. КП36: - раздел 1.7. (л. 1-20), раздел 1.8 (л. 1-21), - разделы 1.9.1, 1.9.2 и 1.9.3 (л.1-22), - раздел 1.9.5 (л.1-26), раздел 1.9.6 (л.1-28), - раздел 1.9.11 (л.1-34), табл. 1.18 (л.1-48), - раздел 1.9.20 (л.1-49), табл.1.19 (л.1-53), - раздел 1.31.1 (л.1-54), раздел 1.13.2 (л.1-55), - раздел 1.15.3 (л.1-64), раздел 2.4.1 (л. 2-2), - табл. 2.3 (л.2-7), табл.2.4 (л.2-7 и л.2-8), - табл.2.6 (л.2.10), раздел 2.6 (л.2-10) сведения о пригрузке (табл.2.8 л.2-12), радиусе упр.изгиба (л.2-11), толщине стенки трубы 219х6 (табл.2.9), - добавлено приложение Б (о применении трубы 219х6 и снижении срока службы до 15 лет)			
	ГЧ-001	Заменен. Добавлена площадка т.вр. КП36.			
	ГЧ-002	Заменен. Добавлена площадка т.вр. КП36.			
	ГЧ-003	Заменен. Добавлена площадка т.вр. КП36.			
	ГЧ-004	Заменен. Откорректирована толщина стенки трубы и СДТ (219х6). Исключен подземный ОГ-60°. Надземный ОГ-60° заменен на ОГ-45°. Добавлены опора О-3 и подземная пора ПО1.			
	ГЧ-005	Заменен. Откорректирована толщина стенки трубы и СДТ (219х6). Добавлены подземные опоры ПО1, ПО2.			
	ГЧ-006	Заменен. Откорректирована толщина стенки трубы и СДТ (219х6). Добавлены подземные опоры ПО1, ПО2.			
	ГЧ-007	Заменен. Откорректирована толщина стенки трубы и СДТ (219х6). Добавлена подземная опора ПО1.			
	ГЧ-008	Новый. Площадка узла т.вр. КП36 (план, разрезы)			