



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**«Обустройство Тымпучиканского
нефтегазоконденсатного месторождения. Куст
скважин № 206-13»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

Книга 1. Текстовая часть

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01

Том 3.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
4	9051-25		10.11.25
5	10357-25		02.12.25
6	10776-25		19.12.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**«Обустройство Тымпучиканского
нефтегазоконденсатного месторождения. Куст
скважин № 206-13»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

Книга 1. Текстовая часть

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01

Том 3.1.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Д.А. Шибанов

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-С-001	Содержание тома 3.1.1	Изм.1,2,3,4,5,6 (Зам.)
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-ТЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм.1,2,3,4,5,6 (Зам.)
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001	Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода	Изм.1,4

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.Е. Лопатин
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Ведущий инженер	Ю.В. Сафонова
Начальник отдела	М.А. Юдаков
Главный специалист	М.А. Федотенко
Главный специалист	Е.А. Никишова
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	1-1
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-1
1.3.1 Топографические условия	1-1
1.3.2 Инженерно-геологические условия	1-2
1.3.3 Гидрогеологические условия	1-2
1.3.4 Метеорологические и климатические условия	1-3
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-3
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты	1-3
1.4.2 Заболачивание	1-5
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов	1-5
1.4.4 Подтопление	1-6
1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов	1-7
1.4.6 Сейсмичность	1-9
1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий	1-9
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-11
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-14
1.7 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-15
1.8 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ	1-15
1.8.1 Общие сведения	1-15
1.8.2 Сведения о категории и классе линейного объекта	1-21
1.8.3 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	1-22
1.8.4 Узлы запорной арматуры	1-22
1.8.5 Узлы приема средств очистки и диагностики	1-24
1.8.6 Узлы контроля коррозии	1-27
1.8.7 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	1-27
1.8.7.1 Переходы через водные преграды	1-27
1.8.7.2 Переходы через автомобильные дороги	1-29
1.8.7.3 Пересечения с ВЛ	1-33
1.8.7.4 Оповестительные знаки	1-36
1.8.8 Прокладка трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях	1-36
1.8.9 Испытания и очистка трубопровода	1-37
1.8.10 Безопасная эксплуатация систем промысловых трубопроводов	1-44
1.9 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	1-45
1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1-45
1.11 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ	1-45
1.12 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ	1-45
1.13 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»	1-46
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	2-4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-4
2.4.5 Опоры трубопроводов	2-4

1 Технологические и конструктивные решения линейных объектов

1.1 Введение

Настоящим разделом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин №206-13».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части следующих трубопроводов:

- газосборный трубопровод DN300 $P_{расч.}=10,8$ МПа от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01;
- газосборный трубопровод DN400 $P_{расч.}=10,8$ МПа от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до совмещенной площадки приема СОД DN400;
- газосборный трубопровод DN400 $P_{расч.}=10,8$ МПа от узла приема СОД DN400 до УКПГ;
- ингибиторопровод DN50 $P_{расч.}=16,0$ МПа от УКПГ до КП № р-н 206-13.

1.2 Исходные данные

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

- Задание на проектирование «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №206-13, 254-01, 107» от 29 февраля 2024 г.
- Изменение №1 к заданию на проектирование «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №206-13, 254-01, 107» от 18 марта 2024 г.
- Приложения №№3, 14, 17 к Заданию на проектирование;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» в 2023 году.

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

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

1.3.1 Топографические условия

В административном отношении район работ расположен в Российской Федерации, Ленский район Республики Саха (Якутия) Тымпучиканского ЛУ.

Куст скважин № 206-13 расположен в 171,2 км на северо-запад от пгт. Витим, в 280,2 км на юго-запад от г. Ленск, в 104,5 км на северо-восток от с. Преображенка.

Доставка сотрудников осуществлялась авиатранспортом до аэропорта «Талакан», автотранспортом по дорогам с твердым покрытием до места проведения работ, непосредственно на участке изысканий передвижения выполнялись на гусеничном транспорте. Аэропорт «Талакан» расположен в 72,5 км на юго-восток от участка проведения работ.

1.3.2 Инженерно-геологические условия

Ниже приведено описание разреза проектируемых объектов строительства на изучаемой территории.

Газосборный трубопровод от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01.

Геологический разрез по территории трассы с ПК 0 по ПК 42, ПК 70 по 77+50, ПК85 по к.тр. представлен преимущественно глинистыми грунтами от твердой до мягкопластичной консистенции, с включениями песка и галечникового грунта.

С ПК 42 по 70, ПК77+50 по ПК85 разрез сложен преимущественно песчаными отложениями, от пылеватых до среднезернистых, от влажных до водонасыщенных, с прослоями глинистых отложений, редкими прослоями галечникового и скального грунта.

Локально вскрыты многолетнемерзлые грунты с 0,0 до 10,0 м.

Мощность водоносного горизонта определяется мощностью СТС и изменяется от 0,9 м до 9,4 м, абс. отм. от 384,05 до 440,15 м.

Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до совмещенной площадки приема СОД DN400.

Геологический разрез по территории трассы с ПК 93+50 по 99, ПК 93+50 по ПК99, 106+50 по ПК157, ПК172 по 176+50, ПК185+80 по ПК195, ПК204 по к.тр. представлен преимущественно глинистыми грунтами от твердой до мягкопластичной консистенции, с включениями песка и редкими прослоями галечникового и скального грунта, с поверхности, перекрытые почвенно-растительным слоем.

С ПК 91+80 по ПК 93+50, ПК 99 по 106+50, ПК 157 по 172, ПК176+50 по 185+80, ПК195 по ПК204 разрез сложен преимущественно песчаными отложениями, от пылеватых до среднезернистых, от влажных до водонасыщенных, с прослоями глинистых отложений и редкими включениями галечникового и скального грунта, с поверхности, перекрытые почвенно-растительным слоем.

Локально вскрыты многолетнемерзлые грунты с 0,0 до 10,0 м.

Мощность водоносного горизонта определяется мощностью СТС и изменяется от 1,0 м до 13,0 м, абс. отм. от 406,15 до 451,37 м.

1.3.3 Гидрогеологические условия

Поверхностные водотоки рассматриваемой территории принадлежат левобережью бассейна р. Лена. Рельеф местности представляет собой равнинную средне-холмистую, грядово-увалистую поверхность, расчлененную речной сетью на ряд обширных водоразделов. Густота расчленения рельефа высокая, глубина расчленения рельефа небольшая, преобладающие превышения водоразделов над руслами рек менее 100 м.

Для поверхностных водотоков района характерны значительные уклоны и течение, извилистые русла, ступенчатое строение долин с асимметрией в строении склонов. Заболоченность и заозеренность водосборов незначительны до 10 %.

Гидрография района представлена ближайшими и пересекаемыми поверхностными водотоками постоянного стока в основном левобережной и частично правобережной части бассейна верхнего течения р. Нюя (левого притока первого порядка р. Лена).

Согласно ГОСТ 19179-73, ГОСТ Р 59054-2020 рассматриваемые поверхностные водотоки относятся к категории малых рек, так как общая площадь водосбора не превышает 2000 км².

Грунтовые воды имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водными объектами.

Гидрографическая сеть района изысканий представлена ближайшими поверхностными водотоками:

- Ручей б/н ПК8+10.36;
- Ручей б/н ПК91+65.73;

- Ручей б/н ПК108+94.97;
- Ручей б/н ПК142+14.72;
- Ручей б/н ПК189+37.52.

1.3.4 Метеорологические и климатические условия

Характеристика климата составлена по данным метеостанции Комака, обобщённым за многолетний период, предоставленным Якутским УГМС.

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

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

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

- по весу снегового покрова — III; нормативное значение веса снегового покрова — 1,5 кН/м²;
- по давлению ветра — Ia; нормативное значение ветрового давления — 0,17 кПа;
- по толщине стенки гололеда — II; толщина стенки гололеда — 5 мм.

Среднегодовая температура воздуха равняется минус 6,7°C. Наиболее холодным месяцем является январь, наиболее теплым — июль. Максимальная температура воздуха за весь период наблюдений составляет 39°C, минимальная температура воздуха составляет минус 61°C.

В течении года относительная влажность воздуха значительно меняется. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей — в конце весны.

Расчетная максимальная высота снежного покрова обеспеченностью 5% составляет 74 см. Наибольшая декадная высота снежного покрова по постоянной рейке составляет 81 см.

Среднегодовая скорость ветра в районе изысканий составляет 0,9 м/с. Абсолютный наблюдаемый максимум скорости ветра за многолетний период составил 14 м/с; абсолютный максимум скорости ветра с учетом порывов — 21 м/с. Скорость ветра 5% обеспеченности — 9 м/с.

1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

Участок изысканий относится к провинции многолетнемерзлых пород юга Сибирской платформы, к области прерывистого развития многолетнемерзлых пород.

Основными факторами формирования на данной территории многолетнемерзлых толщ являются суровость резко континентального климата, избыточное увлажнение, обуславливающее заболоченность в пониженных частях рельефа, преобладание скальных пород, слагающих денудационные равнины и плато с маломощным чехлом рыхлых четвертичных отложений, структурно-геологические условия.

Грунты на изучаемой территории до разведанной глубины 17,0 м находятся как в мерзлом, так и в талом состоянии.

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) в целом по объекту имеют локальное распространение, мощностью от 0,8 м до 10,0 м. Вскрытая мерзлота преимущественно «несливающегося типа». Ведомость распространения мерзлых грунтов представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Ведомость мерзлых грунтов

№ п/п	Начало участка, ПК	+	Конец участка ПК	+	Протяженность, м	Глубины распространения, м	Мощность, м	Грунты
Газосборный трубопровод от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01								
1	0,00	91,60	3,00	60,00	268,40	0,0-1,0; 1,8-4,3	0,0-1,0; 1,8-4,3	Суглинки
2	31,00	60,00	39,00	40,00	780,00	0,0-10,0	10,0	Суглинки, песчаные, супеси
3	40,00	20,00	48,00	80,00	860,00	0,0-10,0	10,0	Суглинки, супеси, песчаные, супеси
Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до совмещенной площадки приема СОД DN400								
4	107,00	0,00	112,00	60,00	560,00	0,0-4,5	4,50	Суглинки
5	141,00	10,00	143,00	20,00	210,00	0,0-2,5	2,50	Суглинки, супеси
6	160,00	54,90	177,00	29,00	1674,10	0,0-2,2; 3,5-10,0	0,0-2,2; 3,5-10,1	Суглинки, супеси, песчаные, супеси
7	178,00	49,00	191,00	30,00	1281,00	5,5-10,0	4,50	Пески мелкие, супеси
8	192,00	0,00	194,00	60,00	260,00	3,0-5,5	2,50	Суглинки легкие песчаные с дресвой твердые обломки средневетреные
9	195,00	40,00	199,00	80,00	440,00	3,0-10,0	7,00	Пески мелкие, супеси
10	204,00	15,00	206,00	16,00	201,00	3,1-7,4	4,30	Суглинки

Температура многолетнемерзлых пород на уровне годовых нулевых амплитуд на участке работ изменяется от 0,0 до минус 0,24 °С. Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта рекомендуется принять на глубине 10,0 м (согласно п. Г.7 СП 25.13330.2020), равным минус 0,11 °С.

Многолетнемерзлые и мерзлые грунты представлены элювиально-делювиальными отложениями (edQIII-IV), современными биогенными отложениями (bQ):

- ИГЭ 2391204-Суглинок легкий пылеватый пластичномерзлый слабодистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный минеральный, толщиной слоя от 0,8 до 7,1 м;

- ИГЭ 2491204-Суглинок легкий пылеватый пластичномерзлый. слабодистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный с примесью органического вещества, толщиной слоя от 0,8 до 7,3 м;

- ИГЭ 2691204-Суглинок тяжелый песчаный пластичномерзлый слабодистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный слабозаторфованный, толщиной слоя от 0,3 до 2,4 м;

- ИГЭ 2690203-Суглинок тяжелый песчанистый с щебнем, пластичномерзлый слабольдистый слоистой криотекстуры при оттаивании тугопластичный с примесью органического вещества, толщиной слоя от 2,0 до 3,8 м;

- ИГЭ 3291203-Супесь песчаная пластичномерзлая слабольдистая слоистой криотекстуры при оттаивании текучая, толщиной слоя от 0,5 до 5,2 м;

- ИГЭ 4481003-Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры при оттаивании водонасыщенный средней плотности, толщиной слоя от 1,0 до 4,5 м;

- ИГЭ 4482003-Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры при оттаивании водонасыщенный средней плотности, толщиной слоя от 0,5 до 6,5 м;

- ИГЭ 4581003-Песок пылеватый твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры при оттаивании водонасыщенный средней плотности, толщиной слоя от 1,1 м до 2,0 м;

- ИГЭ 92-Торф среднеразложившийся, мерзлый, толщиной слоя от 0,4 м до 0,8 м.

По температурному состоянию мерзлые грунты, согласно ГОСТ 25100-2020: суглинки и супеси пластичномерзлые, песчаные грунты – твердомерзлые, торфы – мерзлые.

Криогенное строение грунтовых разновидностей в разрезе тесно связано с их литологическим составом. Наибольшее количество ледяных включений разнообразных форм, размеров и ориентировки приурочено к глинистым грунтам.

Тип криогенных текстур мерзлых грунтов: суглинки и супеси слоистой криотекстуры, твердомерзлые, пески массивной криотекстуры. Шлиры льда по 0,1 – 1,2 см через 5-40 см. Льдистость в таких грунтах 5-15%. По глубине и по площади изменений в криогенном строении данных грунтов не наблюдалось.

1.4.2 Заболачивание

Процессу заболачивания благоприятствует приуроченность территории к зоне избыточного увлажнения при малой испаряемости, ограниченности инфильтрации поверхностных вод в области распространения многолетнемёрзлых пород.

Озерно-болотные отложения (bQIV) вскрыты локально, составляют верхнюю часть разреза и представлен торфом от средней степени разложения до сильноразложившихся, мощностью слоя 0,4-1,0 м.

Согласно п.3.1.4 СП 447.1325800.2019 торфы относятся к III категории просадочности.

Участки с распространением органических грунтов представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Ведомость распространения болот

№ п/п	Начало участка, ПК	+	Конец участка ПК	+	Протяженность, м	Глубины распространения, м	Мощность, м	Тип
Газосборный трубопровод от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01								
1	2	43,98	3	40,00	96,02	0.0-1,0	1,00	2
Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до совмещенной площадки приема СОД DN400								
2	109	0,00	109	89,00	89,00	0-0,8	0,80	2
3	188	62,09	189	37,52	75,43	0,0-0,5	0,50	2
4	191	49,00	192	53,03	104,03	0,0-1,0	1,00	2

1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов

При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех

геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Неравномерность сезонного пучения вызывает формирование плоских бугров высотой до 1 м и диаметром 5-10 м или плоско-выпуклых поднятий с поперечником 0,5-1,0 м и высотой не более 0,5-1,0 м.

В ходе инженерно-геологических изысканий участков распространения бугров пучения не выявлено.

На территории распространения многолетнемерзлых отложений грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания, подвержены процессам пучения. На исследуемой территории, за исключением участков, отсыпанных насыпными грунтами, активно протекают процессы морозного пучения грунтов.

По степени пучинистости торфы, суглинки, супеси и глины, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020 как средне- и сильнопучинистые.

По относительной деформации морозного пучения, согласно выполненным лабораторным определениям степени пучинистости грунтов по ГОСТ 28622-2012, в соответствии с п.Б.24 ГОСТ 25100-2020, находящиеся в зоне сезонного оттаивания/промерзания, классифицируются как:

435000, 445000, 445200, 446100, 445100, 455200, 446200, 4481003 – непучинистый;

211000, 214000, 231000, 232000, 251001, 251006, 254001, 282001, 455200, 456200 – слабопучинистый;

92, 163000, 163100, 164000, 212000, 213000, 214000, 234000, 2391204, 242006, 2690203, 322000, 3291203, 4482003, 4581003 – среднепучинистый;

2491204, 2690203 – сильнопучинистый.

Согласно СП 115.13330.2016 таблица 5.1 категории опасности природных воздействий по пучению – «весьма опасная», пораженность территории более 75%.

1.4.4 Подтопление

Согласно СП 22.13330.2016 П.5.4.8 относится к естественно - подтопленным территориям (с глубиной залегания уровня подземных вод менее 3 м). Кроме участков по трассам газосборных трубопроводов ПК9-ПК15+60; ПК23+80-ПК39+40; ПК41+80-ПК68+8.6; ПК69+29.6-ПК91+29; ПК92+3.6-ПК106+29.6; ПК108+96.4-ПК141+49; ПК142+49-ПК148+90; ПК152+60-ПК184+89; ПК190+4.6-ПК191+60.8; ПК199-ПК206+46.56 по характеру подтопления данные участки согласно СП 22.13330.2016 П.5.4.8 относятся к - неподтопленным территориям (с глубиной залегания уровня подземных вод более 3 м). Протяженность естественно подтопленных территорий в неблагоприятный период (октябрь-май) составляет менее 25 % от общей площади участка работ, в период июнь-сентябрь свыше 75 % от общей площади участка.

По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 подтопление территории относится к «опасному» процессу на данной территории. При сезонном оттаивании протяженность естественно подтопленных территорий составит от 50 до 75%.

Подтопление участка изысканий обусловлено тем, что сезонномерзлые грунты выступают в качестве водоупора и возможно повышение уровня грунтовых вод типа «верховодка» до отметок близких к дневной поверхности в период снеготаяния.

Принимая во внимание изменение гидрогеологических условий района изысканий и согласно критериям типизации территорий по подтопляемости (Приложение И, СП 11-105-97, часть II) район работ относится:

- к подтопленным районам в естественных условиях (I-A-2) – сезонно (ежегодно) подтапливаемые (на болотах);

- к потенциально подтопляемым районам в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-B1-1,2) – медленное повышение уровня грунтовых вод с прогнозируемым подтоплением.

В сферу взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в данном районе попадают грунтовые воды верхнего гидрогеологического этажа, среди которых выделяются воды сезонно-талого слоя (типа «верховодки»), воды элювиально-делювиальных отложений.

Надмерзлотные воды сезонно-талого слоя распространены в пределах района ограничено. Мощность водоносного горизонта определяется мощностью СТС.

Водоносный горизонт сезонно-талого слоя функционирует в летне-осенний период, полностью перемерзая зимой, воды безнапорные и приобретают местный криогенный напор лишь в зимний период в ходе промерзания сезонно-талого слоя. Фильтрационный поток этих вод направлен в сторону уклона рельефа. Питание подземные воды СТС получают за счет инфильтрации осадков, вытаявания линз и прослоев льда в водовмещающих породах.

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты и плотные глинистые отложения.

Положение критического (подтапливающего) уровня подземных вод «верховодки» следует ожидать вблизи и выше дневной поверхности (в понижениях рельефа и на участках с отсутствием поверхностного стока).

Необходимо учитывать, что согласно п. 5.4.8 СП 50-101-2004, основными факторами подтопления являются: при строительстве - изменение условий поверхностного стока при вертикальной планировке территории, длительный разрыв между выполнением земляных и строительных работ; при эксплуатации - инфильтрация утечек, уменьшение испарения под зданиями и покрытиями и т.д.

1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов

Тип сезонного промерзания и оттаивания пород по классификации В. А. Кудрявцева континентальный. Сезонное промерзание начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0 °С в область отрицательных значений в конце сентября - начале октября. Глубина промерзания обусловлена, в основном, литологическим составом поверхностного слоя, его предзимней влажностью, а также режимом снегонакопления.

Сезонное оттаивание грунтов начинается в конце мая - начале июня и заканчивается в сентябре - октябре месяце.

По результатам расчетов, выполненных согласно СП 25.13330.2020, нормативная глубина сезонного оттаивания для грунтов, слагающих верхнюю часть инженерно-геологических разрезов, приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Теплотехнические характеристики грунта и нормативная глубина оттаивания и промерзания

ИГЭ	W_{tot}	ρ_{df}	T_{bf}	$T_{средняя}$	T_0	Средняя температура воздуха за этот период, °С	Продолжительность периода положительных температур, ч	Средняя температура воздуха за период отрицательных температур, °С	Продолжительность периода отрицательных температур, ч,	λ_f	λ_{th}	C_f	C_{th}	$d_{f,n}$	$d_{th,n}$
	%	г/см3	град, °С	град, °С	град, °С	$T_{th,m}$	$t_{th,m}$	$T_{f,m}$	$t_{f,m}$	ккал/(м·ч·°С)	ккал/(м·ч·°С)	ккал/(м3·°С)	ккал/(м3·°С)	м	м
2391204	30,3	1,43	-0,25	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	1,42	1,3	542,2	754,8	2,42	2,09
2491204	29,8	1,47	-0,25	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	1,41	1,28	535	738	2,40	2,07
2691204	30,4	1,41	-0,25	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	1,38	1,25	525,5	728,5	2,40	2,06
2690203	27,5	1,43	-0,25	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	1,35	1,21	513,5	702,2	2,47	2,12
3291203	33,5	1,41	-0,18	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	1,58	1,51	745,2	537,4	2,53	2,32
4481003	22,6	1,56	-0,14	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	2,12	1,92	525,5	702,2	3,60	3,06
4482003	24,9	1,53	-0,16	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	2,16	1,95	532,6	714,1	3,17	2,71
4581003	25,9	1,56	-0,12	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	2,09	1,89	523,1	692,7	3,37	2,88
92	360,5	0,21	-0,13	-6,63	-0,11	10,60	3672	-18,97	5088	0,35	0,2	35,8	52,5	0,68	0,47
435200	16,77	1,6	-0,1	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,65	1,84	618,6	489,6	3,49	3,45
445200	17,62	1,62	-0,1	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,74	1,93	637,7	501,6	3,49	3,44
446100	23,48	1,23	-0,1	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,99	2,24	726,1	561,3	3,66	3,65
446200	23,75	1,58	-0,1	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,99	2,19	714,1	535	3,31	3,25
455200	21,57	1,54	-0,1	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,74	1,94	656,8	499,2	3,27	3,24
456200	21,61	1,59	-0,1	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,92	2,11	690,3	523,1	3,11	3,50
161100	16,82	1,76	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,37	1,21	539,8	683,1	2,81	2,38
162000	22,99	1,61	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,23	1,39	535	711,8	2,42	2,32
163000	28,02	1,49	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,4	1,26	535	733,3	2,45	2,09
163100	28,53	1,47	-0,25	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,56	1,44	537,4	742,8	2,58	2,23
164000	30,6	1,41	-0,25	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,38	1,26	525,5	726,1	2,39	2,06
211000	14,76	1,78	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,28	1,14	537,4	668,8	2,86	2,43
212000	15,69	1,8	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,3	1,15	537,4	668,8	2,79	2,37
213000	19,95	1,67	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,39	1,22	537,4	704,6	2,69	2,27
214000	24,53	1,54	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,41	1,26	539,8	726,1	2,56	2,18
231000	13,62	1,86	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,27	1,13	539,8	671,2	2,89	2,46
232000	21,14	1,67	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,24	1,4	709,4	539,8	2,43	2,42
234000	27,55	1,49	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,27	1,41	738	537,4	2,30	2,27
242006	13,2	1,88	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,09	1,22	656,8	537,4	2,65	2,62
251001	12,02	1,91	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,09	1,21	656,8	537,4	2,73	2,70
251006	14,56	1,83	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,14	1,28	661,6	537,4	2,63	2,61
272100	14,07	1,84	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,13	1,28	659,2	537,4	2,65	2,64
282001	23,07	1,63	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,25	1,41	721,3	542,2	2,37	2,36
283100	25,23	1,48	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,21	1,36	699,8	518,3	2,35	2,33
283001	25,63	1,48	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,21	1,36	702,2	520,7	2,33	2,31
322000	21,78	1,58	-0,2	-6,63	-0,3	10,60	3672	-18,97	5088	1,43	1,53	690,3	520,7	2,83	2,76

1.4.6 Сейсмичность

Интенсивность землетрясений района изысканий составляет пять (5) баллов согласно СП 14.13330.2018 карты ОСР-2015-А 10 %, ОСР-2015-В 5 % и ОСР-2015-С 1 % вероятности возможного превышения в течение 50 лет. По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 землетрясения относятся к «умеренно опасному» процессу на данной территории.

1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий

В зависимости от теплового режима могут возникнуть и активизироваться инженерно-геологические процессы в талых грунтах, влияющие на устойчивость инженерных сооружений. Поэтому при проектировании инженерных сооружений необходимо учитывать направленность изменения геокриологических параметров и тенденций развития инженерно-геологических процессов.

По оценкам большинства исследователей и, прежде всего М.И. Будыко, повышение среднегодовой температуры приземного слоя воздуха на начало XXI века составляет в среднем 0,3-0,4° на каждое десятилетие. На этой основе разработаны сценарии предстоящего изменения климата организациями Госкомгидромета РФ. Существуют и более радикальные мнения о темпах потепления климата.

Найденное по осредненным для пятилетий данным об изменении средней температуры воздуха в Северном полушарии повышение температуры на 0,3° за интервал времени 1975-85 г.г., объясняется, в основном, антропогенными факторами (Будыко и др., 1989). Выполненные теоретические расчеты и эмпирический подход к оценке изменений (анализ трендов) позволили составить прогноз темпов потепления климата на ближайшие 50 лет.

Согласно расчетам (Будыко и др., 1989) в таблице 1.4 приведен темп повышения средней годовой температуры воздуха (°С) с 1900 по 2050 г.г.

Таблица 1.4 - Повышение среднегодовой температуры воздуха (°С)

	1900	1975	2000	2025	2050
Теоретический расчет	0	0,5	1,3	2,5	3,4
Экстраполяция эмпирической оценки	0	0,5	1,25	2,0	2,75

Таким образом, ожидаемое повышение средней годовой температуры воздуха на ближайшие 25 лет составит около 1,0°С. Эту величину можно принять при прогнозной оценке изменений инженерно-геокриологических условий на участке настоящего строительства.

Мерзлотный прогноз - это предвидение ожидаемого изменения геокриологических условий в процессе естественного развития природы, а также в результате антропогенного воздействия на составляющие природной среды.

Многолетний опыт обустройства показывает, что при строительстве и эксплуатации объектов обустройства очень часто происходит изменение состояния грунтовой толщи в зоне влияния сооружения, а также активизация различных экзогенных процессов, в том числе и криогенных.

Анализ строительства различных промышленных зданий и сооружений показывает, что предварительная инженерная подготовка территории чаще всего заключается в очистке площадки от растительности и сооружении насыпи из местных строительных материалов – песков различной крупности.

Отсутствие растительного покрова и приподнятость насыпи над окружающей территорией приводит к существенному уменьшению мощности снежного покрова на поверхности площадки и увеличению его плотности за счет воздействия ветра. Кроме того, в период строительства и эксплуатации инженерных сооружений, поверхность площадки периодически очищается от снежного покрова. Все это приводит к существенному понижению среднегодовых температур грунтов под насыпной площадкой. В случае создания

отсыпки из непучинистых песчаных пород на грунты оказывает охлаждающее воздействие, увеличивающее прочностные характеристики мерзлого массива в целом. В случае если на площадках существуют участки с разной мощностью снежного покрова, возможно образование одиночных сезонных бугров пучения инъекционного типа при промерзании грунтов сезонно-талого слоя, представленного песками пылеватыми водонасыщенными.

Техногенные нарушения естественных покровов приведут, прежде всего, к увеличению глубин сезонного оттаивания грунта, а при наличии верхних, наиболее льдистых горизонтов мерзлой толщи, это спровоцирует тепловые осадки, и будет способствовать развитию опасных криогенных процессов.

Одним из видов техногенного воздействия при освоении рассматриваемой территории будет является проезд вездеходного транспорта, в том числе гусеничного. Следует ожидать, что при этом возникнут весьма значительные нарушения поверхностных условий - уничтожение мохово-растительного слоя, что приведет к увеличению глубин деятельного слоя и образованию локального заболачивания. Возможно также образование в глинистых грунтах деятельного слоя деструктивных изменений минеральной части – агрегирование суглинка в рыхлые комки с множеством пустот.

Строительство и эксплуатация объектов изысканий приведет к изменению природной обстановки и мерзлотных условий. Непосредственно под сооружениями в зависимости от их теплового режима следует ожидать либо понижение среднегодовых температур и сохранение мёрзлого состояния, либо оттаивание мёрзлых пород с образованием чаши оттаивания. Одновременно могут возникнуть и активизироваться инженерно-геологические процессы в мерзлых грунтах, влияющие на устойчивость инженерных сооружений.

При начале сезонного промерзания возможно существенное нарушение влажностного режима пород, в связи с этим наличие на данной территории пучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения. В связи с широким развитием с поверхности глинистых пород и значительным их увлажнением могут интенсивно проявляться процессы пучения в деятельном слое, в виде сезонных бугров пучения, что может привести к деформациям и нарушению сооружений.

На участках повышенного накопления снега (нижняя часть откосов насыпи, эстакады и другое) обычно отмечается заметное повышение температуры грунтов (иногда на 1,0-1,5 °С), что приводит к формированию зон «растепления» и созданию мозаичной картины, состоящей из талых и мерзлых зон.

Для трубопроводов наиболее опасны процессы пучения при сезонном промерзании - оттаивании. Под процессами пучинообразования понимается комплекс процессов, происходящих при промерзании грунта, а именно: миграция влаги и образование ледяных прослоек и линз, явление разуплотнения скелета грунта, увеличение его объема и поднятие поверхности грунта (пучение). В весеннее время в связи с исчезновением льдоцементационных связей эти процессы приводят к оседанию, разжижению и оплыванию грунта. Недоучет этих процессов, хотя и не вызывает, как правило, катастрофических разрушений, однако приводит к широкому развитию многочисленных мерзлотных деформаций трубы, нарушение изоляции и т.д.

Автодороги помимо временных прямых воздействий (отсыпка, экскавация, нарушение поверхности) оказывают воздействие на сток поверхностных и подземных вод, способствуют развитию подтопления, выхолаживанию и пучению грунтов насыпей в зимнее время с образованием в них и грунтах основания многолетнемерзлого ядра («перелетков»). Нарушение земель в притрассовой части начинается с уничтожения растительного покрова, что в свою очередь способствует подтоплению и усилению заболачивания на переувлажненных поверхностях. На склоновых участках возможно также появление промоин, рытвин (в местах сгущения линий стока).

К основным факторам, отличающим взаимодействие сооружений с ММГ, можно отнести просадку основания, развивающуюся во времени и сезонное промерзание – оттаивание деятельного слоя грунта.

При наличии снега на поверхности многолетнее промерзание грунта происходит менее интенсивно, но за период эксплуатации сооружений (20-25 лет) оно может оказаться достаточным для интенсивного развития процессов пучения и опасным для устойчивости сооружений.

Таким образом, при проектировании фундаментов сооружений для обеспечения их устойчивости необходимо обратить внимание на процессы пучения при многолетнем промерзании талых грунтов.

При проектировании рекомендуется использовать многолетнемерзлые грунты в качестве основания по II принципу. В этом случае многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающим состоянии

II принцип - многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающим состоянии. Возводить фундаменты следует после завершения процесса предварительного оттаивания и уплотнения основания. При больших размерах сооружения в плане допускается осуществлять производство работ по оттаиванию основания и устройству фундаментов отдельными захватками.

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

Согласно ГОСТ 9.602-2016 (табл.1) коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали:

- по результатам лабораторных данных – от низкой до высокой.

Коррозионная агрессивность грунтов на арматуру в железобетонных конструкциях – не агрессивная (согласно таб. В2 СП 28.13330.2017).

Согласно табл.Б.28 ГОСТ 25100-2020 грунты участка изысканий незасоленные.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к бетону – не агрессивная (согласно таб. В1 СП 28.13330.2017).

По степени агрессивности на металлические конструкции грунты относятся – ниже уровня грунтовых вод к слабоагрессивным, выше уровня грунтовых вод к слабоагрессивным (согласно таб. Х5 СП 28.13330.2017).

По степени пучинистости торфы, суглинки, супеси и глины, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020 как средне- и сильнопучинистые.

Рекомендуемые нормативные значения показателей физико-механических свойств многолетнемерзлых грунтов по инженерно-геологическим элементам определены согласно ГОСТ 20522-2012 и приведены в таблице 1.5.

ИГЭ 2391204 Суглинок легкий пылеватый пластичномерзлый, слабольдистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный минеральный

[illegible]

ИГЭ 2491204-Суглинок легкий пылеватый пластичномерзлый. слабоблудистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный с примесью. органического вещества

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W _{tot} (W ₀), д.е	Влажность мерного грунта, расположенного между соседними прослойками W _п , д.е (г)	Влажность мерного грунта за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек льда W _л , д.е (n)	Влажность мерного грунта за счет содержащегося в нем при дачной Т замерзшей воды W _в , д.е (n)	Влажность мерного грунта за счет порошкового льда, т.е. льда-цеолита W _{лц} , д.е (n)	Пластичность			Показатель текучести I _п , д.е	Плотность			Пористость мерного грунта p, %	Коэффициент пористости мерного грунта, е. д.е	Коэффициент водоносности S _г , д.е	Льдистость суммарная I _{лс} , д.е	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек I _л , д.е	Льдистость за счет порошкового льда, т.е. льда-цеолита I _{лц} , д.е	Степень замещения льдом и ледявершней водой пор мерного грунта S _г , д.е	Относительное содержание органического вещества I _{ог} , %	Зернистость D _{ав} , д.е	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержание к навеске							Оценочная деформация пучения E _п , %	Коэф. сжатия при оттаивании m _f , МПа-1	Коэффициент оттаивания A _ф , д. ед.	Коэффициент связности мерного грунта M _г	Модуль деформации M _{па}	Пределом для полного эквивалентного сдвига M _{Па} (шпалочный шаг) / Сед	Сопротивление срезу по поверхности смазывания (грунт-металл) R _ф , Мпа	Сопротивление срезу по поверхности смазывания (мерный грунт-грунт) R _{фг} , Мпа	Теплопровод-сть, λ, Вт/(м·°C)		Объемная теплоем-сть, Дж/м³·°C·10 ⁻³		Темпе-ратура начал а замерз-ания	Концентрация порошкового раствора, д.е
								на границе текучести W _Л , д.е.	на границе раскисливания W _п , д.е.	число пластичности I _р , д.е		частиц грунта R _с , г/см³	грунта R, г/см³	сухого грунта R _д , г/см³										0,50-1,00	0,25-0,50	0,10-0,25	0,05-0,10	0,002-0,01	0,002-0,01	глина <0,002 мм									тапый грунт	мерзлый грунт	тапый грунт	мерзлый грунт		
Асп	Среднее знач.		0,298	0,238	0,060	0,072	0,167	0,353	0,205	0,148	0,63	2,70	1,89	1,47	45,7	0,843	0,93	0,242	0,094	0,149	0,80	5,5	0,0020	1,3	3,1	6,8	24,7	25,4	24,6	14,1	7,7	0,135	0,071	0,034	23,9	0,093	0,068	0,094	1,49	1,64	3,09	2,24	-0,25	0,007
	Расчётное значение 0.85		0,292									2,69	1,88																0,134	0,070	0,033	23,5	0,092	0,066	0,092									
	Расчётное значение 0.95		0,289									2,69	1,87																0,133	0,070	0,033	23,2	0,091	0,065	0,090									

ИГЭ 2691204-Суглинок тяжелый песчанистый пластичномерзлый слабольдистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный слабозаторфованный

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W _{сум} (%, д.с.)	Влажность мерного грунта, расположенного между ледяными прослоями W _{пл} , д.с. (г)	Влажность мерного грунта за счет лед включений, т.е. линн и прослоев льда W _л , д.с. (н)	Влажность мерного грунта за счет содержащейся в нем при данной T незамёрзшей воды W _в , д.с. (н)	Влажность мерного грунта за счет порошкового льда, т.е. льда-цемента W _к , д.с. (п)	Пластичность			Показатель текучести П _т , д.с.	Плотность			Пористость мерного грунта п, %	Коэффициент пористости мерного грунта e, д.с.	Коэффициент водоупора S _г , д.с.	Льдистость суммарная I _{сум} , д.с.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. линн и прослоев I _л , д.с.	Льдистость за счет порошкового льда, т.е. льда-цемента I _к , д.с.	Степень заполнения льдом и незамёрзшей водой пор мерного грунта S _г , д.с.	Относительное содержание органического вещества I _{орг} , %	Законность D _{зад} , д.с.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержание к навеске								Относительная деформация лущения E _{бл} , %	Коэф. сжатия при оттаивании m _ф , МПа-1	Коэффициент оттаивания A _ф , д.сд.	Коэффициент связности мерного грунта M _г	Модуль деформации МПа	Теплопр-сть, λ, Вт/(м²·°C)		Объемная теплоем-сть, Дж/м³·°C·10 ⁻⁴		Температура начала замерзания T _{бт} °C	Концентрация порошкового раствора, д.с.
								на границе текучести W _Л , д.с.	на границе раскатыливания W _p , д.с.	число пластичности I _p , д.с.		частиц грунта R _з , г/см³	грунта R, г/см³	сухого грунта R _д , г/см³										песок	пыль	глина <0,002 мм																
Асп Среднее знач.			0,304	0,244	0,061	0,078	0,166	0,356	0,212	0,144	0,64	2,70	1,84	1,41	48,0	0,923	0,89	0,237	0,097	0,140	0,763	15,3	0,0018	0,2	5,7	9,7	18,1	37,0	14,7	9,2	5,4	7,5	0,367	0,158	0,043	18,8	1,46	1,60	3,05	2,20	-0,25	0,0060
Расчётное значение 0.85			0,300									2,70	1,83																			0,366	0,157	0,042	18,5							
Расчётное значение 0.95			0,297									2,70	1,82																			0,366	0,157	0,042	18,3							

ИГЭ 2690203-Суглинок тяжелый песчанистый с щебнем, пластичномерзлый слаболюдистый слоистой криотекстуры при оттаивании тугопластичный с примесью органического вещества

[illegible]

ИГЭ 3291203 Супесь песчанистая пластичномерзлая слабльдистая слоистой криотекстуры при оттаивании текучая

[illegible][illegible]

№ п. п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е.	Влажность мерзлого грунта, расположенного между соседними прослоями Wпл, д.е. (г)	Влажность мерзлого грунта за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек льда Wл, д.е. (н)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной T незамерзшей воды Ww, д.е. (н)	Влажность мерзлого грунта за счет порошкового льда, т.е. льда-цемента Wis, д.е. (л)	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Льдистость суммарная I tot, д.е.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек I л, д.е.	Льдистость за счет порошкового льда, т.е. льда-цемента I ис, д.е.	Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr, д.е.	Относит. сильное содержание органического вещества korg, %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержание к навеске							Коэффициент фильтрации прир. сложения, м/сут	Угол откоса, град.		Относительная деформация при сжатии Eп, %	Коэф. сжат. при оттаивании nф, МПа-1	Коэффициент оттаивания Ath, д. ед.	Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq	Сопротивление срезу по поверхности смятия (грунт-метал) Rsf, Мпа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (мерзлый грунт-грунт) Rsh, Мпа	Теплопр-сть, λ, Вт/(м°С)		Объемная теплоем-сть, Дж/м³·°С·10⁻³	Температура начала замерзания Tbf °С	Концентрация порошкового раствора, д.е.				
								частиц грунта Ps, г/см³	грунта P, г/см³	сухого грунта Pd, г/см³										5,00-10,00	2,00-5,00	1,00-2,00	0,50-1,00	0,25-0,50	0,10-0,25	0,05-0,10		сухой	сухой							под водой	под водой				талый грунт	мерзлый грунт	талый грунт	мерзлый грунт
Асп	Среднее знач.		0,226	0,181	0,045	0,000	0,181	2,63	1,91	1,56	40,7	0,688	0,87	0,392	0,080	0,312	0,762	1,2	0,0005	0,0	0,0	0,5	1,7	15,8	59,7	22,2	4,9	33	20	0,9	0,051	0,051	0,064	0,160	0,183	2,23	2,47	2,94	2,20	-0,14	0,002			
	Расчётное значение	0,85	0,225					2,63	1,91																						0,050	0,050	0,063	0,150	0,173									
	Расчётное значение	0,95	0,224					2,63	1,91																						0,050	0,050	0,063	0,143	0,166									

			(R)		F	K	F	F	G,		D	C	I.C.				TRANSFORMING FACTOR
--	--	--	-----	--	---	---	---	---	----	--	---	---	------	--	--	--	---------------------

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W _{кл} (W _с), д.е.	Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками W _{пл} , д.е. (г)	Влажность мерзлого грунта за счет ледяных включений, т.е. линз и прослоек льда W _л , д.е. (в)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной T замерзшей воды W _в , д.е. (н)	Влажность мерзлого грунта за счет порошкового льда, т.е. льда-цемента W _с , д.е. (н)	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения S _r , д.е.	Льдистость суммарная I _{от} , д.е.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. линз и прослоек I _л , д.е.	Льдистость за счет порошкового льда, т.е. льда-цемента I _с , д.е.	Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта S _г , д.е.	Относительное содержание органического вещества I _{орг} , %	Засоленность D _{sal} , д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержание в навеске					Коэффициент фильтрации прир. сложения, м/сут	Угол откоса, град.		Относительная деформация при сжатии E _н , %	Коэф. сжат. при оттаивании m _f , МПа-1	Коэффициент оттаивания A _{th} , д.д.	Предельно длительное значение эмалейного сцепления МПа (париковый штамп) Seq	Сопротивление срезу по поверхности смятия (грунт-металл) R _{af} , МПа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (мерзлый грунт-грунт) R _{sh} , МПа	Теплопр-сть, λ, Вт/(м°С)		Объемная теплоем-сть, Дж/м³*°С*10 ⁻⁶	Температура начала замерзания T _{bf} °С	Концентрация порошкового раствора, д.е.			
								частиц грунта P _с , г/см³	грунта P, г/см³	сухого грунта P _d , г/см³										1,00-2,00	0,50-1,00	0,25-0,50	0,10-0,25	0,05-0,10		сухой	под водой							сухой	под водой				талый грунт	мерзлый грунт	талый грунт
Аср Среднее знач.			0,249	0,199	0,050	0,000	0,199	2,65	1,91	1,53	42,2	0,729	0,89	0,420	0,084	0,336	0,79	1,17	0,0011	0,4	3,4	17,8	58,4	20,0	5,6	32	23	4,6	0,048	0,037		0,061	0,173	0,206	2,27	2,51	2,99	2,23	-0,16	0,0045	
Расчётное значение 0.85			0,245					2,65	1,91																				0,048	0,037	0,061	0,169	0,203								
Расчётное значение 0.95			0,242					2,65	1,91																				0,048	0,036	0,060	0,167	0,201								

[illegible]

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (Wс), д.с.	Влажность мерзлого грунта, расположенного между делениями прослойками Wпл, д.с. (r)	Влажность мерзлого грунта за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек льда Wл, д.с. (n)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащегося в нем при давлении Т неизмеряемой воды Wв, д.с. (n)	Влажность мерзлого грунта за счет порошкового льда, т.е. ледя-цемента Wлс, д.с. (k)	Пластичность			Плотность	Пористость мерзлого грунта λ, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта, с. д.с.	Коэффициент водонасыщения Sг, д.с.	Льдистость суммарная I tot, д.с.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек I л, д.с.	Льдистость за счет порошкового льда, т.е. ледя-цемента I лс, д.с.	Степень заполнения льдом и неизмеряемой водой пор мерзлого грунта Sг, д.с.	Опосредственное содержание органического вещества Iорг, %	Заколенность D ад, д.с.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержание в навеске				Коэффициент фильтрации фтр, слоения, м/сут	Угол откоса, град		Относительная деформация при сжатии fн, %	Коэф. сжима при оттаивании nт, МПа-1	Коэффициент оттаивания A от, д.с.д	Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (пластовый штамп) Cсд	Сопротивление срезу по поверхности смятия (грунт-металл) Rад, МПа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (мерзлый грунт-грунт) Rадн, МПа	Теплопровод-сть, λ, Вт/(м°С)		Объемная теплоем-сть, Дж/м3°С*10-3	Темпе-ратур а начал а замерз ания Tbf °С	Концентрация порошкового раствора, д.с.							
								на границе текучести Wl, д.с.	на границе раскатывания Wр, д.с.	число пластичности Ip, д.с.											частиц грунта Рх, г/см3	грунта Р, г/см3	сухого грунта Рd, г/см3	песок		пыль								глина <0,002 мм	сухой				под водой	сухой	под водой	талый грунт	мерзлый грунт	талый грунт	мерзлый грунт
																										грунта Р, г/см3	0,002 - 0,01																		
Асп	Среднее знач.		0,259	0,207	0,052	0,000	0,207				2,67	1,97	1,56	41,6	0,712	0,99	0,455	0,087	0,368	0,87	1,3	0,0014	0,1	3,7	51,7	44,5	1,8	33	21	4,1	0,046	0,039	0,058	0,179	0,196	2,20	2,43	2,90	2,19	-0,12	0,0052				
	Расчётное значение 0.85		0,257								2,66	1,96																			0,045	0,038	0,058	0,176	0,194										
	Расчётное значение 0.95		0,255								2,66	1,95																			0,045	0,038	0,057	0,174	0,192										

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

В сферу взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в данном районе попадают грунтовые воды верхнего гидрогеологического этажа, среди которых выделяются воды сезонно-талого слоя (типа «верховодки»), порово-пластовых вод элювиально-делювиальных образований.

В соответствии со строением толщи многолетнемерзлых пород в пределах изыскиваемого района в различных сочетаниях развиты воды надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные. В надмерзлотные воды включены воды сезонно-талого слоя (СТС) и воды сквозных и несквозных таликов различного типа, режимы которых определяются активной связью с атмосферой. К межмерзлотным водам относятся подземные воды, которые находятся в талых отложениях внутри многолетнемерзлой толщи. Подземные воды подошвы ММП являются подмерзлотными.

Данные водоносные горизонты имеют между собой гидравлическую связь, их пьезометрические уровни стремятся установиться примерно на одних глубинах и в связи с этим могут рассматриваться как единый водоносный комплекс спорадического (не повсеместного) распространения.

Режим надмерзлотных вод непостоянен, зависит от температурного режима, количества выпавших осадков, режима поверхностных водотоков. Питание осуществляется за счет атмосферных осадков, поверхностных вод, а также за счет таяния льда в приповерхностном слое и внутри многолетнемерзлой толщи. Разгрузка вод происходит в понижения и западины рельефа, в ложбины стока, в ближайшие водоемы и водотоки, а также в ниже лежащие горизонты. Область питания подземных вод совпадает с областью их распространения.

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты, слабопроницаемые глинистые отложения.

Наивысший уровень подземных вод следует ожидать в весенний период при снеготаянии и в период затяжных дождей. Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод на высоту 0,5-1,0 м выше установившегося на период изысканий.

На момент проведения изысканий: август 2023 г. – апрель 2024 г. подземные воды вскрыты локально.

Газосборный трубопровод от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01

Мощность водоносного горизонта определяется мощностью СТС и изменяется от 0,9 м до 9,4 м, абс. отм. от 384,05 до 440,15 м, вскрыты в районе ПК0 до ПК8+80,00; ПК39+20 до ПК41+80,00; ПК48+72,00 до ПК61+20,00; ПК68+9,00 до ПК 69+30,00.

Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до совмещенной площадки приема СОД DN400

Мощность водоносного горизонта определяется мощностью СТС и изменяется от 1,0 м до 13,0 м, абс. отм. от 406,15 до 451,37 м, вскрыты в районе ПК83+0,00 до ПК94+00,0; ПК98+9,00 до ПК108+95,00; ПК 138+69,00 до ПК 144+49,00; ПК 148+89,00 до ПК 157+50,00; ПК 169+48,00 до ПК 173+94,00; ПК 176+90,00 до ПК 179+42,00; ПК 184+88,00 до ПК 191+05,00; ПК 191+77,00 до ПК 199.

Для определения химического анализа грунтовых вод были отобраны 3 пробы грунтовой воды.

Подземные воды бесцветные, мутные, запах 3 балла. По степени минерализации воды пресные (сухой остаток составляет 344,28 – 346,82 мг/л).

По степени агрессивного воздействия вода характеризуется:

- по степени агрессивного воздействия жидких неорганических сред на бетон марок W4 - неагрессивная по всем показателям, W6, W8, W10-12 – неагрессивная (согласно СП 28.13330.2017 таблицы В.3);

- по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8 вода неагрессивная (согласно СП 28.13330.2017 таблица В.4).

Степень агрессивного воздействия жидких хлоридных сред на стальную арматуру железобетонных конструкций в открытом водоеме и в грунте в соответствии с таблицей Г.1 СП 28.13330.2017 - вода неагрессивная.

Подземные воды являются среднеагрессивными по отношению к металлическим конструкциям (таблица Х.3, СП 28.13330.2017).

Грунтовые воды по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции являются слабоагрессивными по водородному показателю рН и по содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов, при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50 °С и скорости движения до 0,1 м/сут (согласно СП 28.13330.2017 табл.Х.5.).

Химический состав вод может меняться в зависимости от попадания в них промышленных и сточных отходов. В результате ранее неагрессивные и слабоагрессивные воды могут стать после освоения территории агрессивными, что следует учитывать при проектировании.

1.7 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Максимальная пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с предоставленными Заказчиком данными по дебитам скважин – Приложение №4 к Изменению №1 Задания на проектирование.

Состав перекачиваемой продукции и гидравлический расчет представлены в Томе 4.6.1 Часть 1. Куст скважин. Технологические решения.

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

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

1.8 Характеристика проектируемых линейных объектов

1.8.1 Общие сведения

Принятые проектные решения соответствуют национальным стандартам и сводам правил.

Система сбора газа включает в себя газопровод для транспортировки газа по газосборному трубопроводу от кустовой площадки №206-13 до УКПГ и ингибиторопровод для подачи ингибитора гидратообразования от УКПГ на кустовую площадку скважин №206-13.

Началом проектируемого газопровода от кустовой площадки р-н 206-13 до точки сбора УКПГ является отключающая запорная арматура с электроприводом на выходе с куста К206-XV-002 в составе узла запуска СОД DN400. Конец проектируемого газопровода – точка подключения на УКПГ.

Газосборный трубопровод имеет следующие диаметры:

- DN300 на участке от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01;
- DN400 на участке от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до УКПГ.

Протяженность газопровода DN300 $P_{расч.}=10,8$ МПа на участке от кустовой площадки р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от КП254-01 составляет 8,12 км (8120 м) (от К206-13-XV-002 до ограждения площадки узла приема СОД DN300).

Точка подключения газопровода от кустовой площадки №254-01 находится на территории площадки приема СОД DN300. Камера приема СОД DN300 предусматривается мобильного исполнения и находится в компетенции Заказчика.

Общая протяженность газопровода DN400 $P_{расч.}=10,8$ МПа на участке от точки врезки в ГСС от КП254-01 до УКПГ составляет 12,77 км (12770 м).

Протяженность ингибиторопровода DN50 $P_{расч.}=16,0$ МПа на участке от УКПГ до кустовой площадки р-н 206-13 составляет 20,89 км (20890 м).

На данном участке газопровода проектируется узел подключения ГСС от кустовой площадки №107 (УЗА-001), а также в конце участка проектируется узел приема СОД DN400, совмещенный с узлом охранной арматуры на газопроводе и ингибиторопроводе. На площадке узла приема СОД DN400 предусматривается совместная установка узлов приема СОД для ГСС от кустов №27 и №103.

При подходе газосборного трубопровода к УКПГ на территории узла приема СОД предусматривается установка охранной запорной арматуры. В качестве охранной арматуры предусмотрено применение шарового крана DN400 PN125 (Л206-ZV-001) с электроприводом с возможностью автоматического отключения и дистанционным управлением из АБК ОБП с ВЖК. В соответствии с п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 охранная арматура для трубопровода диаметром 426 мм предусматривается на расстоянии не менее 300 м до границы территории площадки УКПГ. Охранная арматура предназначена для автоматического и дистанционного отсечения потоков при аварийных ситуациях на трубопроводах, при пожарах и авариях на УКПГ и на кустовой площадке №206-13.

Также на данном узле предусмотрена установка охранной запорной арматуры на ингибиторопроводе. В качестве охранной арматуры предусмотрено применение шарового крана DN50 PN160 (М206-ZV-001) с электроприводом с возможностью автоматического отключения и дистанционным управлением из УКПГ.

По всей протяженности газопровода в одной траншее с ним прокладывается ингибиторопровод от УКПГ до кустовой площадки р-н 206-13. Начало проектируемого ингибиторопровода - точка подключения на УКПГ. Конец проектируемого ингибиторопровода - запорная арматура на кусте К206-XV-003 в составе узла запуска СОД DN300 (Том 4.6.1).

Для ингибиторопровода DN50 от УКПГ до КП № р-н 206-13 разработано обоснование безопасности опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Тымпучиканского лицензионного участка» (заключение экспертизы промышленной безопасности №0135-ОБ/24) в связи с наличием отступлений от требований промышленной безопасности, установленных Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 в части проведения испытаний промысловых трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа на прочность и герметичность газообразными средами (отступление от п. 107, п.906 ФНП).

Требования промышленной безопасности, связанные с отступлением от требований ФНП, приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Требования ФНП	Требования промышленной безопасности, связанные с отступлением от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности	Мероприятия, компенсирующие отступление от требований ФНП
<p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ № 534</p> <p>107. При отрицательных температурах окружающей среды или невозможности обеспечить необходимое количество испытательной среды для проведения гидравлических испытаний допускается проведение испытаний ПТ на прочность и герметичность газообразными средами, при этом необходимо учесть требования пункта 906 настоящих Правил. Метод проведения испытания должен быть обоснован проектной документацией.</p> <p>906. Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом, пневматические испытания трубопроводов, ранее транспортировавших углеводородные взрывоопасные среды, - инертным газом.</p> <p>Пневматические испытания вновь построенных трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа не разрешаются.</p>	<p>На ОПО «Система промысловых трубопроводов Тымпучиканского лицензионного участка» предполагается проводить пневматические испытания для всех проектируемых трубопроводов.</p>	<p>Перечень мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, и обоснование их достаточности приведен в п.4.2 ОБ ОПО.</p>

Предлагаются следующие мероприятия, компенсирующие отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности (п.4.2 ОБ ОПО):

1. На всех участках промысловых трубопроводов, законченных строительством, должно быть выполнено проведение профилометрии с целью выявления дефектов его геометрии; устранение выявленных дефектов; проверка положения трубопроводов, состояние засыпки и средств инженерной защиты. Выявленные в результате этих мероприятий отклонения от проекта должны быть устранены.

2. До проведения пневматических испытаний должен быть проведен контроль сварных соединений:

- 100% контроль сварных швов физическими методами (для ингибиторопроводов категории С – 100% визуально-измерительным методом, 100% стыков радиографическим методом);

- в местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок, швов приварки запорной арматуры и угловых сварных соединений – 100% стыков визуально-измерительным методом, 100% – ультразвуковым и 100% – радиографическим.

3. Пневматические испытания промыслового трубопровода проводить только после укладки и полной засыпки его в траншее.

4. Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты пневматическим испытаниям давлением 1,25Р_{раб} трубопровода в течение 12 ч.

5. Заполнение трубопроводов воздухом с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 от испытательного на прочность, но не выше 2 МПа (20 кгс/см²). Перед началом испытания трубопровода сначала должны быть испытаны нагнетательные линии.

6. Осмотр трассы при увеличении давления от 0,3Р_{исп.} до Р_{исп.} и в течение времени испытания на прочность запрещается.

7. Давление при пневматическом испытании на прочность трубопроводов в целом на последнем этапе должно быть на уровне 1,25 Р_{раб}, продолжительность в течение 12 ч.

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

9. Для осуществления пневматических испытаний должна быть разработана методика по проведению пневматических испытаний, в которой должны быть отражены все этапы работ, давление испытания и давление предварительной проверки на утечки, методы контроля утечек, места установки предохранительных устройств и давление их срабатывания, порядок подъема давления и его интервалы, время выдержки трубопроводов под давлением, способы обозначения безопасной зоны, требования к квалификации персонала, занятого в проведении испытаний, меры безопасности для персонала при проведении испытания и пр.

10. Размеры охранной зоны, устанавливаемой на период проведения работ по очистке полости и продувке трубопроводов при пневматических испытаниях, установить в соответствии с рассчитанными радиусами разлета осколков, не менее чем в Приложении 7 Приказа №534 ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в обе стороны от оси испытываемых промысловых трубопроводов.

11. Во время очистки полости и испытаний на прочность промыслового трубопровода в пределах установленной охранной зоны запретить нахождение людей, оборудования, машин и механизмов.

12. В случае если размеры опасной зоны распространяются на смежные объекты эксплуатирующей организации и/или иные сторонние объекты, должно быть предусмотрено оповещение их о проведении испытаний и приняты меры по обеспечению безопасности персонала указанных объектов.

13. Заполнение промыслового трубопровода воздухом (инертным газом) при проведении пневматических испытаний выполняют с осмотром трассы при давлении не выше 2 МПа. Осмотр трассы при увеличении давления испытаний и в течение времени испытания на прочность запрещается.

14. Необходима установка предупреждающих табличек на границе опасной зоны.

15. Испытания должны быть прекращены, трубопровод, подводящий сжатый газ, перекрыт, электроэнергия отключена и давление в системе сброшено до нуля, если в процессе пневматического испытания:

- произошло разрушение системы или ее элементов;

- появился критический акустико-эмиссионный сигнал;
- при подаче сжатого газа давление в системе не повышается;
- вышли из строя показывающие приборы, предохранительные клапаны или запорные устройства;
- сработала аварийная сигнализация;
- давление в системе возрастает выше разрешенного, несмотря на соблюдение всех требований методики испытаний.

16. Для наблюдения за состоянием трубопровода во время продувки или испытания должны выделяться обходчики, обеспеченные двусторонней связью с руководителем работ, которые обязаны:

- вести наблюдение за закрепленным за ними участком трубопровода;
- не допускать нахождение людей, животных и движение транспортных средств в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения при испытании наземных или подземных трубопроводов;
- немедленно оповещать руководителя работ обо всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки и испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи трубопровода.

НТО разработано в связи с наличием отступлений от ГОСТ Р 55990-2014 при эксплуатации опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Тымпучиканского лицензионного участка» в части проведения испытаний промысловых трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа на прочность и герметичность газообразными средами (отступление от п. 13.1 ГОСТ Р 55990-2014).

Требования, связанные с отступлением от ГОСТ, приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от ГОСТ Р 55990-2014

Требования ГОСТ	Требования промышленной безопасности, связанные с отступлением от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности	Мероприятия, компенсирующие отступление от требований ФНП
ГОСТ Р 55990-2014 13.1 Трубопроводы испытывают на прочность и герметичность гидравлическим или пневматическим способом. Требования к испытаниям на прочность участков трубопроводов принимают согласно данным таблицы 21. Пневматические испытания вновь построенных трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа не допускаются.	На ОПО «Система промысловых трубопроводов Тымпучиканского лицензионного участка» предполагается проводить пневматические испытания всех проектируемых трубопроводов.	Перечень мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, и обоснование их достаточности приведен в п.4.2 данного НТО.

Выбор трасс проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями п.7.2 ГОСТ Р 55990-2014, Федерального Закона «Об охране окружающей среды». Основные критерии при выборе трассы – минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка с другими коммуникациями.

Способ прокладки трубопроводов на участках между площадками УЗА, СОД - подземный. Газопровод и ингибиторопровод на подземных участках прокладываются в одной траншее.

Расстояние между осями проектируемого газопровода DN300 и ингибиторопроводом DN50 – 0,8 м; DN400 и ингибиторопроводом DN50 – 1,1 м.

Принятые фактические и нормативные расстояния до рядом расположенных объектов указаны в таблице 1.8. Расстояния до ингибиторопровода и газопровода принимаются в соответствии с п. 7.2.8 и п. 7.2.5 соответственно по таблице 6 ГОСТ 55990-2014.

Таблица 1.8 – Расстояния до рядом расположенных объектов

Объект/коммуникация	Фактическое расстояние от проектируемых трубопроводов, м	Нормативное расстояние от проектируемых трубопроводов по ГОСТ 55990-2014, табл.6, м	
		Газопровод	Ингибиторопровод
Притрассовая постоянная дорога, предназначенная для обслуживания трубопроводов и куста скважин КП206-13	Не менее 20 до подошвы дороги	Не менее 10 до подошвы дороги	
Притрассовая ВЛ-10кВ к кусту скважин КП206-13	Не менее 20 от крайнего неотклоненного провода	Не менее 10 от крайнего неотклоненного провода	
Установка комплексной подготовки газа (УКПГ Тымпучиканского НГКМ)	912	130	75
Вахтовый жилой комплекс (ВЖК)	195	156	75
Ближайший населенный пункт (с. Преображенка)	104500	156	75

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

С целью беспрепятственного прохождения диагностического снаряда для проектируемых газопроводов применяются отводы радиусом изгиба 5DN. Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материальному исполнению трубопроводов, на которых они установлены.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 9.1.11 на ответвлениях, врезках проектируемых газопроводов в существующие трубопроводы предусмотрены тройники с решетками, исключающие попадание средств очистки и диагностики в проектируемые газопроводы.

Проектируемые газопроводы наружным диаметром DN300 и DN400, на участках, относящиеся к особо опасным (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями), должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике либо внутритрубной приборной диагностике в составе всего трубопровода, установленной проектной документацией (п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534.)

Участки, относящиеся к особо опасным представлены в ведомости пересечений с водными преградами в таблице 1.10, автомобильными дорогами в таблице 1.11, технологическими коммуникациями (ВЛ) в таблице 1.12.

Материальное исполнение и типоразмер труб для проектируемых газопроводов представлены в разделе 2 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Мероприятия по защите проектируемых трубопроводов от коррозии представлены в разделе 3 «Электрохимическая защита».

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

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

1.8.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

В соответствии с требованиями таблицы 1 п. 6.2 ГОСТ Р 55990-2014 продукт, транспортируемый по газосборному трубопроводу, относится к категории 4 (горючие нетоксичные продукты в виде газа или двухфазной среды, не содержащие сероводорода и других сернистых соединений); по ингибиторопроводу – к категории 6 (горючие и токсичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при стандартных условиях транспортирования).

В соответствии с требованиями п. 7.1.1 и таблицами 3, 4 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемые газопроводы относятся ко III классу ($2,5 \text{ МПа} < P_{\text{раб}} \leq 10 \text{ МПа}$), категории С. Данная категория принимается для всей трассы, а так же для следующих участков:

- переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категории с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги.
- узлы линейной запорной арматуры, узлы подключения, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;
- узлы приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;
- участки на подходе к УКПГ и кустовой площадке в пределах 250 м от ограждения.

В соответствии с требованиями п. 7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый ингибиторопровод относится к III классу, категории С и В. Категория В для ингибиторопровода принимается для следующих участков:

- узлы линейной запорной арматуры, узлы подключения, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним (ПК152+73,68-ПК157+82,18);
- узлы приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним (ПК78+84,00-ПК84+19,30; ПК203+96,56-ПК206+46,56);
- участки на подходе к УКПГ и кустовой площадке в пределах 250 м от ограждения (ПК0+16,05-ПК2+66,05);
- участки на переходах через водные преграды, а также прибрежных участках, примыкающих по 25 м в обе стороны от водной преграды (ПК7+83,68-ПК8+36,62; ПК91+40,54-ПК91+40,54; ПК108+69,96-ПК109+21,40; ПК141+89,72-ПК142+41,40; ПК189+12,52-ПК189+63,52).

1.8.3 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

За рабочее (нормативное) давление принимается наибольшее давление, которое может быть в трубопроводе, определяемое на основании характеристик источника давления и условий эксплуатации.

Расчетное давление для газопроводов от кустовой площадки №206-13 принято равным 10,8 МПа.

Рабочее давление для газопроводов принято равным 9,792 МПа.

Для ингибиторопровода расчетное давление принято равным 16,0 МПа.

Рабочее давление для ингибиторопровода принято равным 14,0 МПа.

1.8.4 Узлы запорной арматуры

Для подключения газосборного трубопровода от кустовой площадки №107 и для ответвления ингибиторопровода на куст КП107 предусмотрен узел запорной арматуры УЗА-001.

Узел УЗА-001 расположен на ПК155+06,07 – ПК155+14,57 по трассе газопровода от узла приема СОД DN300 до узла приема СОД DN400.

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением DN200 PN125 (1 шт.) для газопровода от КП107, для ингибиторопровода – DN50 PN160 (2 шт.) и трубопроводов на свечу рассеивания – DN100 PN125 (3 шт.). В качестве запорной арматуры для газопровода и ингибиторопровода применяются краны шаровые.

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

Материальное исполнение арматуры представлено в разделе 2 «Материальное исполнение».

На подземных участках узла применяются трубы и детали трубопровода с заводским антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Для надземных участков предусмотрено нанесение АКЗ следующей конструкции 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.

В соответствии с п. 9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 на обоих концах участков газопроводов до и после арматуры на УЗА-001 установлены продувочные свечи DN100, на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

Характеристика среды и объектов по классам, группам и категориям взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, а также взрывоопасные зоны на площадках, расположенный на линейной части трубопроводов приведены в таблице 1.9.

Согласно п.9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 заглубление проектируемых трубопроводов принято не менее 0,8 м от поверхности грунта до верха трубопроводов.

При подъеме на площадку (опуске с площадки) предусматривается установка деформационных марок на расстоянии 10 метров от границы «подземная/надземная» на подземных участках трубопровода в соответствии с ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001 «Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода». В качестве компенсации нерасчетных осадок грунта при уплотнении после строительства, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа

Таблица 1.9- Характеристика проектируемых технологических объектов по взрыво- и пожароопасности

Оборудование	Категория сооружений 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 взрывоопасности по ФНиП №534 от 15.12.2020, Размеры взрывоопасной зоны по ФНиП №534 от 15.12.2020, ПУЭ	Характеристика обращающегося вещества
Площадка СОД	Ан	В-Іг	ІА-ТЗ	Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	Газ природный, конденсат, метанол
Емкость дренажная	Ан	В-Іг	ІА-ТЗ	Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств; Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей	Газ природный, конденсат, метанол

Оборудование	Категория сооружений 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 взрывоопасности по ФНиП №534 от 15.12.2020, Размеры взрывоопасной зоны по ФНиП №534 от 15.12.2020, ПУЭ	Характеристика обращающегося вещества
				Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	
Площадка УЗА	-	В-Іг	ПА-ТЗ	Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	Газ природный, конденсат, метанол

Узел запорной арматуры выполнен в металлическом ограждениях, высота ограждений 2,2 м. Имеются калитки, которые после обслуживания арматуры закрывают на замки. На ограждениях с внешней стороны предусмотрена установка знаков «Стоп! Запретная зона. Проход запрещен», «Схема узла».

В состав узла запорной арматуры входит оборудование КИПиА. После запорной арматуры на газопроводе и до запорной арматуры на ингибиторопроводе устанавливаются манометры.

1.8.5 Узлы приема средств очистки и диагностики

Для диагностики внутренней полости трубопроводов, а также для восстановления их пропускной способности необходима периодическая очистка их внутренней полости. С этой целью предусмотрена установка узлов запуска и приема СОД. Установка мобильной камеры запуска СОД предусмотрена на территории кустовой площадки №206-13 и описана в Томе 4.6.1.

Камеры запуска и приема СОД должны соответствовать требованиям и условиям, указанным в документе ТТТ-01.02.04-03, обеспечивающим эффективное использование и соответствие условиям эксплуатации.

На выходе с куста предусматривается установка деформационных марок на расстоянии 10 метров от границы «подземная/надземная» на подземных участках трубопровода в соответствии с ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001 «Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода». В качестве компенсации нерасчетных осадок грунта при уплотнении после строительства, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа.

Установка камер приема СОД предусмотрена в районе точки подключения ГСС от КП254-01 и в конце трассы перед подключением к существующей инфраструктуре.

Узел приема СОД DN300 предназначен для приема диагностирующего устройства с камеры запуска СОД, расположенном на кусте №206-13 и совмещен с узлом подключения ГСС от КП254-01.

Камера приема СОД DN300 PN125 предусматривается мобильного исполнения и находится в компетенции Заказчика.

Согласно п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 продувка камеры приема СОД предусмотрена на продувочную свечу. Установка продувочной свечи предусмотрена на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

Дренаж из камеры приема очистных устройств предусматривается в передвижные емкости (автоцистерны).

На данной площадке предусмотрен узел подключения ГСС от КП254-01. Для прохождения снаряда СОД от камеры запуска DN400 PN125 на ГСС от кустовой площадки №254-01 предусмотрены отводы 5DN. Далее снаряд принимается камерой приема СОД DN400 PN125 в районе УКПГ.

На данном узле расположена стальная фланцевая полнопроходная запорная арматура с ручным управлением DN400 PN125 (1 шт.) для газопровода от КП254-01, DN300 PN125 (1 шт.) для газопровода от КП206-13 и для ингибиторопровода – DN50 PN160 (2 шт.). В качестве запорной арматуры для газопровода и ингибиторопровода применяются краны шаровые.

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

В состав узла подключения входит оборудование КИПиА. До запорной арматуры DN400 PN125 (Л206-3А-011) на газопроводе устанавливается манометр.

Предусматривается устанавливать манометры до запорной арматуры на входе в камеру СОД.

Узел приема СОД DN400 PN125 совмещен с узлом охранной запорной арматуры DN400 PN125 на газопроводе и DN50 PN160 на ингибиторопроводе, а также совмещена с узлами приема СОД и охранной запорной арматурой проекта по обустройству КП103 (проект ООО "Гипронефтегаз"), и проекта 1513/24-1.1 («Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»). Камера приема СОД DN400 PN125 предусматривается правого исполнения.

Согласно п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 продувка камеры приема СОД предусмотрена на продувочную свечу. Установка продувочной свечи предусмотрена на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры. Свеча является общей для трех узлов приема.

Дренаж из камеры приема СОД DN400 предусматривается в подземную емкость дренажную $V=8 \text{ м}^3$ с дальнейшей перекачкой в передвижные емкости (автоцистерны). Надземные участки дренажного трубопровода теплоизолируются и предусматривается электрообогрев.

На проектируемых узлах приема СОД предусмотрено измерение давления показывающими манометрами, которые установлены на камере приема. Кроме того, на площадке приема СОД DN400, предусматривается установить с каждой стороны запорной

арматуры (охранного крана) манометры и датчики давления. Механические сигнализаторы прохождения СОД устанавливаются на каждой камере приема и запуска СОД и входят в комплект поставки камер.

Совместно с узлом приема СОД DN400 запроектированы охранные краны на газопроводе и ингибиторопроводе.

Охранные краны предназначены для автоматического и дистанционного отсечения потоков при аварийных ситуациях на трубопроводах, при пожарах и авариях на УКПГ и на кустовой площадке №206-13.

При подъеме на площадку (опуске с площадки) предусматривается установка деформационных марок на расстоянии 10 метров от границы «подземная/надземная» на подземных участках трубопровода в соответствии с ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001 «Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода». В качестве компенсации нерасчетных осадков грунта при уплотнении после строительства, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа.

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

В состав узла камеры приема СОД входят:

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

Технологическая обвязка камер приема СОД обеспечивает возможность проведения следующих операций:

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

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

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

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

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

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с ручным и дистанционным управлением. В качестве запорной арматуры для газопровода и ингибиторопровода применяются краны шаровые.

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

Материальное исполнение арматуры представлено в разделе 2 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

На подземных участках узла применяются трубы и детали трубопровода с заводским антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Для надземных участков предусмотрено нанесение АКЗ следующей конструкции 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 применения во взрывоопасных зонах, предусматривается электрооборудование для внутренней и наружной установки (группа II, подгруппа IIА), повышенной надежности против взрыва (уровень взрывозащиты 2), с взрывонепроницаемой оболочкой (вид взрывозащиты "d") с температурным классом ТЗ. Маркировка взрывозащиты электрооборудования согласно ПУЭ 2ExdIIATЗ.

Электрооборудование и полевой КИПиА, размещаемый во взрывоопасных зонах, предусмотрен во взрывозащищенном исполнении с предпочтительным уровнем взрывозащиты - "взрывонепроницаемая оболочка" (Exd) по ГОСТ 30852.1-2002, или при отсутствии Exd - "искробезопасная электрическая цепь" (Exi) по ГОСТ 30852.10-2002, соответствующие категории и группе взрывоопасных смесей.

1.8.6 Узлы контроля коррозии

На узлах приема СОД предусматриваются поточные узлы контроля скорости коррозии (УКК) для мониторинга скорости коррозии гравиметрическим методом. Данный метод основан на контрольном взвешивании образцов-свидетелей коррозии, которые помещаются в перекачиваемую среду на определенный период времени. При данном методе контроля коррозии места установки УКК выбираются из учета беспрепятственного прохождения снаряда.

1.8.7 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

1.8.7.1 Переходы через водные преграды

Проектируемые промысловые трубопроводы пересекают ручьи. Ведомость пересечений с водными преградами представлена в таблице 1.10.

На переходах через водные преграды, а также прибрежных участках, примыкающих по 25 м в обе стороны от водной преграды, для газопровода принята категория С, для ингибиторопровода – категория В.

Заглубление трубопровода на переходе через реки, ручьи, на которых труба прокладывается траншейным способом, с учетом возможных деформаций русла составляет не менее 0,5 м ниже прогнозируемого профиля предельного размыва и не менее 1,0 м от естественных отметок дна до верха балластированного трубопровода.

На пересечениях с ручьями устройство футляров не требуется. На обоих берегах водной преград предусматриваются опознавательные знаки.

В целях обеспечения устойчивости положения подземного трубопровода, сохранности его от повреждений, для участков, прокладываемых в русловой и пойменной части рек, предусмотрена балластировка. Расчет балластировки, выбор типа пригрузов, шаг их расстановки представлены в разделе 2 настоящей пояснительной записки.

Таблица 1.10. – Ведомость пересечения с водными преградами

Положение пересечения			Наименование водотока	Урез. м	Угол пересечения	Ширина. м	Положение берегоукрепления		Глубина. м	Дата изысканий
Начало ПК+	Дно ПК+	Конец ПК+					Начало	Конец		
Газосборный трубопровод от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01										
8+10,36	8+10,99	8+11,61	ручей б/н	385,25	53°26'	1,25	ПК7+79,0 ПК8+11,6	ПК8+09,0 ПК8+61,0	0,53	04.09.2023
Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01до совмещенной площадки приема СОД DN400										
91+65.73	91+66.42	91+67.05	ручей б/н	427.05	46°36'	1.32	ПК91+48,0 ПК91+67,0	ПК91+65,7 ПК91+80,0	0.53	04.09.2023
108+94.97	108+95.70	108+96.39	ручей б/н	409.80	88°25'	1.42	ПК108+29,0 ПК108+96,4	ПК108+95,0 ПК109+29,0	0.61	04.09.2023
142+14.72	142+15.93	142+16.41	ручей б/н	409.74	67°30'	1.69	ПК141+99,0 ПК142+16,4	ПК142+14,8 ПК142+32,5	0.58	04.09.2023
189+37.52	189+38.02	189+38.52	ручей б/н	433.65	87°43'	1.00	ПК189+28,1 ПК189+38,5	ПК189+37,6 ПК 189+69,0	0.35	04.09.2023

При строительстве подводных переходов через водные преграды предусматриваются технические решения по укреплению берегов от размыва и предотвращению эрозии грунта в границах подводного перехода вследствие русловых процессов и техногенного воздействия на берега при строительстве.

Для крепления берегов балок, оврагов и береговых откосов предусматриваются мероприятия в соответствии с СП 425.1325800.2018. На участках применяются георешетки укладываемые на нетканый геотекстильный материал, с заполнением щебнем.

Фракция щебня, толщина слоя заполнения, параметры георешетки выбираются в соответствии с п. 8.3 СП 425.1325800.2018 с учетом скорости движения воды. **Фракция используемого щебня 40-70.**

1.8.7.2 Переходы через автомобильные дороги

Проектируемые промысловые трубопроводы пересекают внутрипромысловые автодороги и зимнюю дорогу. Ведомость пересечений с автодорогами представлена в таблице 1.11. Также проектируемые трубопроводы пересекают проектируемые перспективные внутрипромысловые дороги, которые будут строиться одновременно с трассой трубопроводов от КП206-13, а именно:

- ПК0+43,44 подъездная дорога к БЭЛП;
- ПК154+75,75 перспективная дорога от КП107;
- ПК206+31,33 проезд на совмещенной площадке СОД.

В соответствии с таблицами 4 и 5 ГОСТ Р 55990-2014 на переходах через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги для газопровода и ингибиторопровода принята категория С.

Переходы трубопроводов через автодороги выполнены подземно.

В соответствии с требованиями п. 891 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на переходах через автодороги предусматривается прокладка трубопроводов в защитных футлярах из стальных труб. Внутренний диаметр футляра должен быть на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

В месте пересечения проектируемых трубопроводов (газопровод, ингибиторопровод) с зимником ООО "Газпромнефть-Ангара" на ПК11+71.56 установка защитных футляров не требуется согласно письму Владельца данного зимника, представленного в приложении Д.

Согласно п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014 концы футляра выводятся на расстояние не менее, чем на 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи. На переходе через проезд на совмещенной площадке СОД данное требование не соблюдается, компенсирующие мероприятия предусмотрены в соответствии с обосновывающим отчетом.

В соответствии с п.10.3.8 ГОСТ Р 55990-2014 на конце защитных футляров для газопроводов устанавливаются вытяжные свечи DN50, высотой не менее 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна.

На торцах футляров устанавливаются герметизирующие резиноканевые манжеты для исключения попадания воды в полость между футляром и проектируемым трубопроводом. Для манжет предусмотрено укрытие, которое служит защитой от механических воздействий и давления грунта.

Для защиты от почвенной коррозии предусмотрена изоляция внешней поверхности футляров. Конструкция, толщина наружного изоляционного слоя представлено в разделе 2 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Минимальное заглубление трубопроводов до верха футляра трубопровода составляет:

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

Пересечение трубопровода с автомобильными дорогами выполняется под углом, близким к 90° , но не менее 60° .

На переходе через автодорогу по обе стороны от перехода на расстоянии 1 м от оси трубопровода с правой стороны по ходу продукта устанавливаются знаки закрепления трассы.

На автодорогах, на расстоянии 100 м от оси перехода с каждой стороны устанавливаются предупредительный знак и знак «Остановка запрещена». Вдоль оси трассы трубопроводов (на расстоянии 1 м от нее) с каждой стороны от перехода устанавливаются знаки закрепления трассы, на которых указано:

- наименование трубопровода;
- диаметр трубопровода;
- наименование транспортируемой среды;
- рабочее давление трубопровода;
- глубина залегания трубопровода;
- наименование и контактная информация эксплуатирующей организации.

Таблица 1.11 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части м	Ширина земляного полотна м	Ширина основания насыпи м	Угол пересечения	Владелец
Газосборный трубопровод от КП № р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01										
1	1	5+41.26	проект. ось трассы автомобильная дорога №1 к кусту скважин № 206-13 Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения	-	-	-	-	-	88°10'	ООО «ГПН – Развитие», ул. 50 Лет Октября, 14, Тюмень, Тюменская обл., 625000
2	2	11+71.56	зимник	-	грунт	2,6	2,6	0,0	42°07'	ООО «Газпромнефть-Ангара», тел. 83453593400 (70074)
3	8	80+97.70	проект. ось трассы автомобильной дороги N1 к кусту скважин N254-01 Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения	-	-	-	-	-	73°10'	ООО «ГПН – Развитие», ул. 50 Лет Октября, 14, Тюмень, Тюменская обл., 625000
Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовой площадки №254-01 до совмещенной площадки приема СОД DN400										
1	12	197+14.42	ось проект. трассы подъездная автомобильная дорога от дороги "ВЧНГ - аэропорт Талакан" до УКПГ Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Участок 2	-	-	-	-	-	86°50'	ООО «ГПН – Развитие», ул. 50 Лет Октября, 14, Тюмень, Тюменская обл., 625000

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части м	Ширина земляного полотна м	Ширина основания насыпи м	Угол пересечения	Владелец
2	15	151+79.39	зимник	-	грунт	7	-	-	46°38'	ООО «Газпромнефть- Ангара», тел. 83453593400 (70074)

1.8.7.3 Пересечения с ВЛ

Проектируемые трубопроводы пересекают проектируемые ВЛ. Ведомость пересечений с ВЛ представлена в таблице 1.12.

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

В местах пересечения, сближения и параллельного следования проектируемых трубопроводов с линиями ВЛ наименьшее расстояние от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до ближайшей точки трубопровода составляет не менее 10 м для ВЛ напряжением до 20 кВ.

Таблица 1.12 – Ведомость пересечений с ВЛ

км	Пикет	Плюс	Наименование линии. напряжение	Кол-во проводов. шт	Угол пересечения. градусы	Высота столба		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаем ой линии		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения	Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого		левого	правого		
Газосборный трубопровод от КП N р-н 206-13 до точки врезки в ГСС от кустовых площадок 254-01, 254-07																
8	8	72.45	Ось проект.тр. линия ВЛ-10 кВ «Отпайка от ВЛ-10 кВ КП 206-13 - КП 254-01»		73°09'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385–99–58	-
Газосборный трубопровод от точки врезки в ГСС от кустовых площадок 254-01, 254-07 до совмещенной площадки приема СОД DN400																
7	155	28.24	Ось проект.тр. линия ВЛ-10 кВ от т.вр. к.206- 13 до куста скважин N 107 Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения	-	89°58'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385–99–58	-
12	196	41.28	Проект. ВЛ-10 кВ "УКПГ - КП 206-13"	-	86°50'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385–99–58	-

км	Пикет	Плюс	Наименование линии. напряжение	Кол-во проводов. шт	Угол пересечения. градусы	Высота столба		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаем ой линии		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения	Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого		левого	правого		
12	196	53.30	Проект. ВЛ-10 кВ "УКПГ - ППО"	-	86°50'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385-99-58	-
12	196	65.32	Проект. ВЛ-10 кВ "УКПГ - ВЖК"	-	86°50'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385-99-58	-
12	196	77,35	ось проект. трассы ВЛ- 10 кВ "УКПГ - КП 103. Участок 1"	-	86°50'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385-99-58	-
12	196	89,27	ось проект. трассы ВЛ- 10 кВ от УКПГ до куста скважин N27	-	86°50'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Развитие» Улица 50 лет Октября, 14 Центральный округ, Тюмень, 625048 тел. +7 (812) 385-99-58	-

1.8.7.4 Оповестительные знаки

В соответствии с п. 824 и п. 955 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» проектируемые газопроводы обозначаются на местности указательными знаками с щитовыми указателями высотой 1,5-2,0 м от поверхности земли.

На щите-указателе приведена следующая информация:

- назначение, наименование промыслового трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси промыслового трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы);
- охранная зона промыслового трубопровода;
- телефоны организации, эксплуатирующей промысловый трубопровод.

Щиты-указатели устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

В соответствии с п. 957 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» трасса промыслового трубопровода в местах переходов через естественные и искусственные преграды, узлов запорной арматуры и на опасных участках должна быть обозначена на местности постоянными опознавательными знаками.

Оповестительные-предупредительные знаки устанавливаются:

- на углах поворота;
- на пересечениях трубопровода с существующими коммуникациями;
- на переходах через водные преграды;
- на переходах через автодороги по обе стороны от автодороги;
- в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м.

На автодорогах при пересечении с проектируемыми газопроводами устанавливается предупредительный знак и знак «Остановка запрещена» – в 100 м по обе стороны от оси перехода.

Согласно ТТР-01.02.04-13, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны (для многониточных трубопроводов – по 50 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны).

1.8.8 Прокладка трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях

По категории сложности инженерно-геокриологических условий участок изысканий относится к III категории – сложная согласно СП 493.1325800.2020 приложение А, табл.А.1.

Трассы проектируемых трубопроводов расположены на участках с островным распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ).

Многолетнемерзлые грунты относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами. Их механические характеристики соизмеримы с соответствующими показателями полускальных грунтов. При сохранении мерзлоты эти грунты будут являться надежным основанием сооружений.

На всем протяжении трассы проектируемых трубопроводов выполняется замена мерзлого грунта в основании газопровода и ингибиторопровода, а также вокруг них на непучинистый непросадочный мелкозернистый грунт подсыпки и обсыпки соответственно.

В данных мерзлотно-грунтовых природных условиях при выборе использования грунтов основания по II принципу, допускается их оттаивание в процессе строительства и

эксплуатации (СП 36.13330.2012 п.7.13, 7.14 Согласно СП 25.13330.2020 п.8.1 при проектировании оснований и фундаментов на сильнольдистых многолетнемерзлых грунтах и подземных льдах по принципу II должны обязательно предусматриваться мероприятия по их предварительному оттаиванию или замене льдистых грунтов на непросадочные на расчетную глубину согласно 6.1.6 и 7.3.10.

Основания и фундаменты на заторфованных грунтах при использовании таких грунтов в качестве оснований по принципу II необходимо проектировать в соответствии с 6.4.1-6.4.5 и требованиями СП 22.13330.2016 и СП 24.13330.2011

Мероприятиями, направленными на нейтрализацию и недопущение процессов пучения на участках подземной прокладки трубопроводов, являются:

- выполнение строительных работ в зимнее время года с целью исключения замачивания и оттаивания грунтов естественного основания;
- сведение к минимуму уничтожения древостоя и мохово-растительного слоя;
- замена грунта.

В соответствии с «Расчетом на прочность и устойчивость подземного трубопровода» (ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001) условия прочности согласно ГОСТ Р 55990 2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях (выполнение строительных работ в зимнее время, минимизация повреждения мохово-растительного слоя, замена мерзлого грунта под трубопроводом на непучинистый непросадочный мелкопористый грунт подсыпки мощностью не менее 0,2 м, температурная стабилизация грунтов в районе площадки узла приема СОД).

В качестве компенсации нерасчетных осадок грунта при уплотнении после строительства, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа, с диапазоном регулирования 150...300 мм.

Контроль просадок подземной части трубопровода вести по деформационным маркам на подземном участке, устанавливаемым на расстоянии 10 метров от границы подземная/надземная прокладка. Решения по деформационным маркам разработать в рамках геотехнического мониторинга.

1.8.9 Испытания и очистка трубопровода

В соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014 до ввода в эксплуатацию все проектируемые промышленные трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых промышленных трубопроводов представлены в таблице 1.13.

Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода.

Испытания всего газопровода проводятся пневматическим способом (см. таблица 1.13).

Давление испытаний и способ испытаний для ингибиторпровода принимается в соответствии с обоснованием безопасности опасного производственного объекта «Система промышленных трубопроводов Тымпучиканского лицензионного участка» (заключение экспертизы промышленной безопасности №0135-ОБ/24).

Таблица 1.13 - Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участков трубопроводов	Р _{раб} , МПа	Класс; категория	Контроль физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Метод испытания	Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность			
Линейная часть газосборного трубопровода от кустовой площадки №206-13 до УКПГ								
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к УКПГ, кусту скважин на расстоянии 250 м от обвалования	9,792	II, C	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} =9,792	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО
				II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24		Пневматический	12	
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	9,792	II, C	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р _{раб} = 12,24 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} =9,792	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участков трубопроводов	Р _{раб} , МПа	Класс; категория	Контроль физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Метод испытания	Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность			
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	9,792	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} =9,792	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО
				II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24		Пневматический		
Переходы через существующие коммуникации (пересечения с нефтепроводами, газопроводами)	9,792	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} =9,792	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО
				II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24		Пневматический		
На переходах через водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой	9,792	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} =9,792	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участков трубопроводов	Р _{раб} , МПа	Класс; категория	Контроль физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Метод испытания	Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность			
				II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24				
части с поймами по ГВВ 10% обеспеченности, а также прибрежных участках, примыкающих по 25 м в обе стороны от водной преграды							12	
Пересечение с ВЛ-10кВ	9,792	II, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} = 9,792	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
Прочие участки	9,792	II, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 12,24	Р _{раб} = 9,792	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
Линейная часть ингибиторопровода								
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к	14,0	III, В	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Р _{раб} = 21,0	Р _{раб} = 14,0	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО

Наименование участков трубопроводов	Р _{раб} , МПа	Класс; категория	Контроль физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Метод испытания	Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность			
				II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 17,5			12	
УКПГ, кусту скважин на расстоянии 250 м от обвалования								
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	14,0	III, B	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Р _{раб} = 21,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 17,5	Р _{раб} = 14,0	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО

Наименование участков трубопроводов	Рраб, МПа	Класс; категория	Контроль физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Метод испытания	Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность			
На переходах через водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части с поймами по ГВВ 10% обеспеченности, а также прибрежных участках, примыкающих по 25 м в обе стороны от водной преграды	14,0	III, В	100	<p>I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Р_{раб} = 21,0</p> <p>II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р_{раб} = 17,5</p>	Рраб = 14,0	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО
Переходы через существующие коммуникации (пересечения с нефтепроводами, газопроводами)	14,0	III, С	100	<p>I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р_{раб} = 17,5</p> <p>II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р_{раб} = 17,5</p>	Рраб = 14,0	Пневматический	12	НТО ОБ ОПО

Наименование участков трубопроводов	Рраб , МПа	Класс; категори я	Контроль физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Метод испытания	Продол- жительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность			
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	14,0	III, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Р _{раб} = 17,5 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 17,5	Рраб = 14,0	Пневма- тический	12	НТО ОБ ОПО
Пересечение с ВЛ-10кВ	14,0	III, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 17,5	Рраб =14,0	Пневма- тический	12	НТО ОБ ОПО
Прочие участки	14,0	III, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р _{раб} = 17,5	Рраб =14,0	Пневма- тический	12	НТО ОБ ОПО
<p>Примечания.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытания первого этапа. Продолжительность испытаний 12 ч. 2. Для испытываемых трубопроводов должен быть проведен 100% контроль сварных соединений визуально-измерительным методом и 100% радиографическим методом. В местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок, швов приварки запорной арматуры и угловых сварных соединений провести 100% контроль стыков визуально-измерительным методом, 100% – ультразвуковым и 100% – радиографическим. 								

После завершения СМР необходимо выполнить очистку внутренней полости, с применением очистных устройств. До начала проведения испытаний, проектируемые трубопроводы необходимо продуть сжатым воздухом. Работы производить согласно СП 411.1325800.2018. При выполнении сварки труб с использованием КССО предусмотреть дополнительную очистку полости пропуском магнитных очистных устройств до монтажа запорной арматуры. После завершения очистки внутренней полости газосборного трубопровода предусмотреть пропуск скребка-калибра. На проектируемых трубопроводах предусмотреть проведение предпусковой приборной диагностики. Предпусковую приборную диагностику выполнить силами подрядной организации.

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

Для сварных соединений трубопроводов, выполненных контактно-стыковой сваркой оплавлением, контроль качества выполнять 100% визуально-измерительным методом и 100% ультразвуковым методом, механические испытания в соответствии с СП 406.1325800.2018.

Согласно пункту 108 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность на проектируемых трубопроводах должно быть осуществлено комплексное опробование, заключающееся в заполнении труб транспортируемой средой и последующей работой после заполнения в течение 72 часов.

В соответствии с п.903 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ №534 от 15.12.2020), перед началом продувки и испытания трубопровода газом или воздухом должны быть установлены опасные зоны и обозначены на местности предупредительными знаками. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопровода приведены ниже в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Зоны безопасности при испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Пневматический		
	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от оси трубопровода, м	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
DN300, DN400	150	60	800
DN50	100	40	600

1.8.10 Безопасная эксплуатация систем промысловых трубопроводов

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов:

- арматура, срабатывающая по сигналам противоаварийной защиты, установленная в начале каждого трубопровода (на выходе с кустовой площадки);
- арматура, срабатывающая по сигналам противоаварийной защиты, установленная перед УКПГ;
- толщина стенки трубопроводов выбрана с учетом проектного срока эксплуатации 20 лет и скорости коррозии;
- предусмотрено ингибирование продукции скважин от гидратов на кустовых площадках;
- для защиты от опасных геологических процессов в качестве компенсации нерасчетных осадков грунта при уплотнении после строительства, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые;
- на переходах трубопроводов через автодороги предусмотрены защитные футляры.

1.9 Мероприятия по энергосбережению

К показателям, характеризующим выполнение требований энергетической эффективности, относятся показатели, характеризующие годовые удельные величины расхода энергетических ресурсов.

С целью исключения нерационального расхода энергетических ресурсов проектом предусмотрены следующие решения:

- подбор оптимальных параметров для осуществления технологического процесса;
- применение процессов, не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала, высокий уровень автоматизации производственного процесса;
- применение оборудования с малой потребляемой мощностью;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности;
- в проектируемом объекте отсутствуют здания, сооружения и наружные установки на которых предусмотрена механическая приточно-вытяжная вентиляция и горячее водоснабжение.

1.10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов

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

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

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

Сведения о численности персонала указаны в томе 3.2 «Организация условий труда работников. Управление производством и предприятием».

1.12 Описание автоматических систем управления технологическими процессами

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль и управление линейными объектами;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача отчетных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Заданием на проектирование, требованиями Заказчика.

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в Томе 4.6.2. «Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии (взрывы, пожары, человеческие жертвы). Кроме того, возможны хищения материальных ценностей и перекачиваемой продукции.

Обеспечение устойчивой и бесперебойной работы объектов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации рассматривается Правительством как важная государственная задача по укреплению национальной безопасности страны.

Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов соответствуют требованиям Федерального закона от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи инженерно - технических средств охраны и организационных мероприятий:

- устройств контроля и автоматики;
- контроля доступа в систему управления технологическим процессом;
- оперативной связи и оповещения;
- проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА.

Основным элементом инженерно-технических средств охраны, предназначенным для исключения случаев прохода лиц и проезда транспорта на охраняемый объект, является защитное ограждение.

Ограждение исключает случайный проход людей (животных), въезд транспорта, затрудняет проникновение нарушителей на охраняемую территорию.

Предусмотрено периметральное ограждение проектируемых площадок (УЗА, СОД), состоящее из основного ограждения, выполненное из унифицированных сварных секций с прутками диаметром 5 мм, размер ячейки сетчатой панели 50x150 мм, высота панелей ограждения от планировочной отметки не менее 2,2 м. Покрытие сварной секции выполнено методом горячего цинкования с последующим нанесением порошковой полимерной краски.

На ограждении с внешней стороны должна быть предусмотрена установка запрещающих знаков.

Проезд и проход внутрь ограждения осуществляются через ворота, которые открываются только во время приезда обслуживающего персонала, строительной техники и ремонтных бригад.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13».

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

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

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

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

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

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- 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 (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Для объекта месторождения характерно наличие CO_2 в количестве до 0,000049% мольных в газе. Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как слабоагрессивная. Для расчета толщина стенок газосборных трубопроводов в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год согласно приложению Г к тому 3.1.1.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм для газосборных трубопроводов и 1 мм для метанола и пара.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы:

- для трубопроводов DN15, трубы из хладостойкой стали 10Г2 группы В, по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75;
- для трубопроводов DN25, трубы из хладостойкой стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78;
- для газосборных трубопроводов DN300, DN400 трубы из стали группы 4 класса прочности К60 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.
- для трубопроводов обвязки камеры СОД DN50...DN200 трубы из стали группы 4 класса прочности К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для дренажных трубопроводов DN50...DN150 трубы из стали группы 4 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для трубопроводов метанола DN50 и трубопроводов на свечу DN50...DN100 трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 класса прочности К48 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 и ТТТ 01.02.04-01, изготовленных из стали того же класса прочности.

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $C_{\text{ЭКВ}}$ 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 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- 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 Дж/см² при температуре минус 40 °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 надежности класса прочности не ниже K48, K52 или K60 соответственно, 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».

Для трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов-изготовителей, толщина стенки детали принимается равной или ближайшей большей по толщине, указанной в каталоге.

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

Для соединения трубопроводов с давлением 1,6 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. В) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

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

Для трубопроводов с давлением 1,6 МПа применить прокладки плоские эластичные из паронита марки ПМБ-1 по ГОСТ 15180-86 или спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев

Для трубопроводов с давлением выше 6,3 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применить из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применить из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применить 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, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры скольжения по ТТТ-01.07.03-01 версия 2.0 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

- Для трубопроводов DN < 50 – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов DN ≥ 50 – корпусные хомутовые.

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 промысловых 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, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
300	С	Газосборный трубопровод от куста скважин № р-н 206-13 до точки сбора УКПГ	9,792	-5,6...+10,7	-	0,000049
	В					
400	С					
	В					
50	С	Обвязка узла приема СОД DN300	9,792	-5,6...+10,7	-	0,000049
100						
150						
50	С	Обвязка узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры	9,792	-5,6...+10,7	-	0,000049
100						
200						
50	С	Газопровод на продувочную свечу	9,792	-61...+39	-	0,000049
100						
150	С	Дренажные трубопроводы до задвижек камер СОД	9,792	-61...+39	-	0,000049
150	С	Трубопроводы дренажные	0,07	-5,6...+10,7	-	0,000049
25	С	Ингибиторопровод	14,0	подземный -3,1...+7,5 надземный -61...+39	-	—
50						
25	В					
50						

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 (Cr 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K60	460	590
Группа 4 (Cr 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	470
09Г2С	K48	265	470

2.5.2 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов

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

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

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

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

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

P – рабочее давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

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

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

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

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

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

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

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

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

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

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм			
D , мм	Категория					t_y	t_u	Расчетная, с прибавкой на коррозию	Номинальная
32	C	14,00	0,767	160,68	234,08	1,60	1,10	3,00	4
32	B	14,00	0,637	133,44	194,41	1,93	1,33	3,00	4
57	C	9,792	0,767	204,94	234,08	1,50	1,31	3,50	6
57	C	9,792	0,767	225,55	254,01	1,36	1,21	3,36	6
57	C	14,00	0,767	204,94	234,08	2,24	1,96	3,24	6
57	B	14,00	0,637	170,20	194,41	2,70	2,36	3,70	6
114	C	9,792	0,767	204,94	234,08	3,00	2,62	5,00	6
114	C	9,792	0,767	225,55	254,01	2,72	2,42	4,72	6
159	C	0,07	0,767	204,94	234,08	0,03	0,03	3,00	8
159	C	9,792	0,767	204,94	234,08	4,18	3,66	6,18	8
159	C	9,792	0,767	225,55	254,01	3,80	3,37	5,80	8
219	C	9,792	0,767	225,55	254,01	5,23	4,64	7,23	10
325	C	9,792	0,767	278,91	293,85	6,28	5,96	8,28	10
325	B	9,792	0,637	231,64	244,05	7,56	7,17	9,56	12
426	C	9,792	0,767	278,91	293,85	8,23	7,81	10,23	12
426	B	9,792	0,637	231,64	244,05	9,90	9,40	11,90	14

2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов

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

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

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

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

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

$V_{\text{кор}}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год для газопроводов и 0,05 мм/год для ингибиторопровода;

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

$$\delta_{отбр} = \max\{(\delta_{расч} - 0,01 \times C \times \delta_{расч}); \delta_{НД}; \delta_{ФНП}\}$$

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

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

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

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	$\delta_{ном}$, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{отбр}$, мм	W, лет
57	6	9,792	338	470	0,1	3,0	22
57	6	9,792	372	510	0,1	3,0	22
57	6	14,00	338	470	0,05	3,0	45
57	6	14,00	338	470	0,05	3,0	45
114	6	9,792	338	470	0,1	3,0	24
114	6	9,792	372	510	0,1	3,0	24
159	8	0,07	338	470	0,1	3,0	42
159	8	9,792	338	470	0,1	3,8	34
159	8	9,792	372	510	0,1	3,4	38
219	10	9,792	372	510	0,1	4,7	43
325	10	9,792	460	590	0,1	5,7	33
325	12	9,792	460	590	0,1	6,8	40
426	12	9,792	460	590	0,1	7,4	24
426	14	9,792	460	590	0,1	8,9	37

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТН в установленном порядке.

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, °C⁻¹;

ΔT – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 30°C в соответствии с п. 4.1.16 ТТР-01.02.04-13, °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	$f \sigma_y$
57×6	14,00	338	37,5	100	76,5	–	-127,7	178,7	304,2
325×10	9,792	460	40,7	300	175,0	63,4	-158,7	289,1	414,0
426×12	9,792	460	40,7	400	191,2	66,4	-151,9	297,8	414,0

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 DN50 – 100 метров, DN300 – 300 метров, DN400 – 400 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 1600 кг/м³), МН/м³;
 H – глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы (принимается равной не менее 1 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
57×6	57	8,8	0,8	14,0	37,5	200	1600	0,099	0,134	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
325×10	325	84,9	0,8	9,792	40,7	1000	1600	1,305	2,202	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
426×12	426	135,1	0,8	9,792	40,7	1200	1600	2,108	3,428	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 ингибиторопровода DN50 – 200 метров, углов выпуклостью вверх, 100 метров для остальных углов;

– для газосборных трубопроводов DN300 – 1000 метров, углов выпуклостью вверх, 300 метров для остальных углов, DN400 – 1200 метров, углов выпуклостью вверх, 400 метров для остальных углов.

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

2.5.5 Расчёт прилегания

Расчёт радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи произведён в соответствии с приложением 3 ТТР-01.02.04-13 по методике, описанной в данном разделе.

Расчёт радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи на вогнутом рельефе местности производится по формуле:

$$\rho_{\text{вог}} = \sqrt[3]{\frac{384 \cdot E \cdot I \left(1 - \cos \frac{\alpha_k}{2}\right)}{5 \cdot q_{\text{тр}} \cdot \alpha_k^4}}.$$

На выпуклом рельефе местности данный радиус будет равен:

$$\rho_{\text{вып}} = \sqrt[3]{\frac{8 \cdot E \cdot I}{q_{\text{тр}} \cdot \alpha_k^2}}.$$

где E – модуль упругости (Юнга) материала трубопровода равный 206000 МПа;
 I – момент инерции сечения трубопровода, м⁴;
 α_k – угол поворота трубопровода, радиан.;
 $q_{\text{тр}}$ – погонный вес трубопровода, Н/м.

Результаты расчёта радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи указаны в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчёта радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	I , м ⁴	$q_{\text{тр}}$, Н/м	α_k , рад.	$\rho_{\text{вог}}$, м	$\rho_{\text{вып}}$, м
57	6	$3,169 \times 10^{-7}$	74,0	0,017	302,9	285,0
				0,052	145,6	137,0
				0,105	91,7	86,3
325	10	$1,229 \times 10^{-4}$	762,1	0,017	1015,3	955,5
				0,052	488,1	459,3
				0,105	307,5	289,4
426	12	$3,347 \times 10^{-4}$	1201,9	0,017	1218,2	1146,3
				0,052	585,6	551,1
				0,105	368,9	347,2

Условие прилегания обеспечивается при вогнутых углах в вертикальной плоскости от 6 градусов. При меньших углах требуется дополнительная пригрузка трубопровода или увеличение радиуса изгиба до значений в таблице 2.7.

2.5.6 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.8. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.8 - Материальное исполнение и сортамент промышленных трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, Мпа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Газосборный трубопровод от куста скважин № р-н 206-13 до точки сбора УКПГ	300	9,792	-5,6...+10,7	C	325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K60, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
				B	325×12	
	400			C	426×12	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K60, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
				B	426×14	
Обвязка узла приема СОД DN300	50	9,792	-5,6...+10,7	C	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
	100				114×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
	150				159×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
Обвязка узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры	50	9,792	-5,6...+10,7	C	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
	100				114×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
	200				219×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
Газопровод на продувочную свечу	50	9,792	-61...+39	C	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
	100				114×6	Трубы электросварные прямошовные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, Мпа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Дренажные трубопроводы до задвижек камер СОД	150	9,792	-61...+39	С	159×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
Трубопроводы дренажные	150	0,07	-5,6...+10,7	С	159×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
Ингибиторопровод	25	14,0	подземный -3,1...+7,5 надземный -61...+39	С	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
				В		
	50			С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
				В		

2.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах трубопроводов под дорогами, представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
50	325×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0) с заводским наружным защитным покрытием
300	720×10	
400		

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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 $n_{bal} = 0,8$ для пригрузов заполненных грунтом (согласно таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014) и 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; $k_{nf} = 1,1$ – для участков перехода русловых, через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ;

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

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

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

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

– γ_{bal} – плотность материала пригрузов,

– для грунта $\gamma_{bal} = 1400 \text{ кг/м}^3$;

– для бетона $\gamma_{bal} = 2300 \text{ кг/м}^3$.

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

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

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

где $E = 206000 \text{ МПа}$ – параметр упругости стали, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода, см⁴;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

При проектировании радиус упругого изгиба составляет:

для DN300 – 1000DN+200 м (500 м) для вогнутых участков и 800 м для выпуклых участков;

для DN400 – 1000DN+200 м (600 м) для вогнутых участков и 1000 м для выпуклых участков;

для футляров DN300 и DN700 – 1000DN (300 м и 700 м соответственно).

β – угол поворота оси трубопровода, рад.

На балластируемых участках трубопроводов секции с упругим изгибом $\beta < 2$ градусов приравняются к прямолинейному участку. Вставки холодного и горячего гнуща 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).

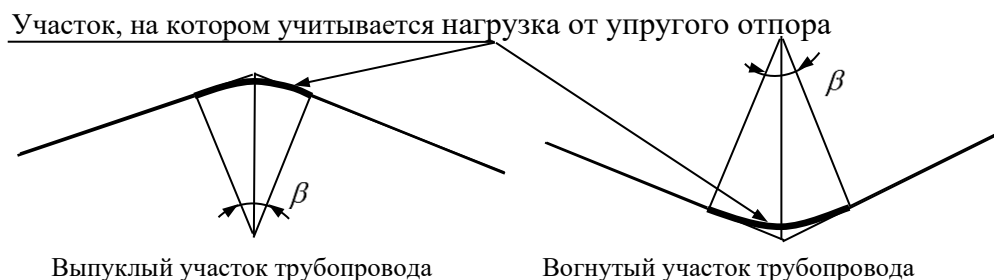


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и грунтовых утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м ³	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
ПКБУ- 325 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,6	0,6	-	840
ПКБУ- 426 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,6	0,6	-	840
УБП-0,3 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	470
УБП-0,4 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	600
УБО-720 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	3378
2-УТК325-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,2	-	0,4	560
2-УТК426-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,2	-	0,5	640

При балластировке отдельными железобетонными 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.

Удерживающая способность группы пригрузов ПКБУ определяется по формуле (5.4) ВСН 39-1.9-003-98:

$$q_{гр.ПКБУ} = \frac{n_{гр}}{\gamma_n} \cdot \left(\frac{nV\gamma_{sb}}{l} \right) g$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надёжности по нагрузке, принимается равным 0,8 для пригрузов грунтовых (к-т надёжности согласно таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014);
 γ_n – коэффициент надёжности по назначению, принимаемый равным 1,2;
 n – количество комплектов ПКБУ в группе;
 V – объем одного комплекта;
 l – длина группы ПКБУ;
 g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²

Удельный вес грунта во взвешенном состоянии определяется согласно формуле (5.2) ВСН 39-1.9-003-98:

$$\gamma_{zb} = \frac{\gamma_s - \gamma_s k_{к.с}}{1 + e}$$

Параметры грунта приняты для песка с учетом к-та пористости рыхлого насыпного грунта 1,3.

Расчет шага балластировки группы пригрузов ПКБУ выполнен по следующей формуле:

$$L = \frac{q_{гр.ПКБУ} \cdot L_{ПКБУ}}{q_{bal}^n},$$

Рассчитанные шаги L приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	Тип пригруза	L, м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
Пойменные части, болота, обводненные участки				
325×10	УБП-0,3 ТУ 102-300-81	3,1	13,2	16,8
	ПКБУ- 325 ГОСТ Р 58257-2018	3,6	14,4	17,8
426×12	УБП-0,4 ТУ 102-300-81	2,2	7,5	8,7
	ПКБУ- 426 ГОСТ Р 58257-2018	2,1	6,7	7,7
325×10 (футляр)	УБП-0,3 ТУ 102-300-81	-	-	16,8
720×10 (футляр)	УБО-720 ТУ 102-300-81	-	-	6,3
Водотоки				
325×10	2-УТК325-12 ТУ 102-264-81	6,7	9,5	10,9
426×12	2-УТК426-12 ТУ 102-264-81	4,3	5,5	6,1

Указанные шаги расстановки пригрузов будут уточнены после получения инженерных изысканий и разработки профиля трассы газосборного трубопровода.

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».

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

- для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;
- для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из стали 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб из сталей повышенной коррозионной стойкости 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 ISO 12944-2:1998.

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

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

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции 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 ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм

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

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

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

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

3 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по обустройству Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13». 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 Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

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

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

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

3.5 Критерии защиты от коррозии

По результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями СП 446.1325800.2019, СП 11-105-97 (часть 1), СП 11-105-97 (часть 4), СП 11-105-97 (часть 6), ГОСТ 9.602-2016. 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 преимущественно низкая.

В соответствии с геофизическим исследованием (Приложение Ф Глава геофизика) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 37 до 3987 Ом·м.

На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (Глава геофизика)

Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 и п.15.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 учитывая отсутствие блуждающих токов и низкую коррозионную агрессивность грунтов допускается электрохимическую защиту подземных сооружений для данного проекта не применять. Для минимизации агрессивного воздействия грунта, защита подземных трубопроводов и оборудования выполняется с использованием антикоррозионных покрытий (см. п.3.6).

3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

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

Разрешение		Обозначение	ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01						
10776-25		Наименование объекта строительства	«Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13»						
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание			
4	С-001	Заменен			4	Изменения к заданию на проектирование №6 от 30.04.2025 г. и №7 от 25.06.2025 г.			
	ТЧ-001	Заменен.							
	л. 1-1	Уточнено давление газопровода							
	1-16	Уточнено давление газопровода							
	1-17	Уточнено давление ингибиторопровода							
	1-20	Уточнен класс газопровода							
	1-21	Уточнены значения рабочего и расчетного давлений в газопроводе и ингибиторопроводе							
	1-22, 1-24, 1-25	Указано использование регулируемых опор							
	1-27... 1-29	Уточнено количество пересечений с автодорогами. Указаны нормативные размеры футляров.							
	1-36... 1-41	Уточнены значения рабочего давлений в газопроводе и ингибиторопроводе. Уточнены давления испытаний							
5	2-5, 2-12, 2-13	Откорректированы рабочие давления в табл. 2.1 и 2.8			4	Письмо входящее № 1/019106 от 26.11.2025			
	л.2-7 - 2-10	Откорректированы рабочие давления и расчетные значения в табл. 2.3 - 2.6							
	PP-001	Заменен. Откорректированы выводы							
	С-001	Заменен							
	ТЧ-001	Заменен. Исключены гидроиспытания для всех трубопроводов.							
	л. 17, 19, 28, 36-41	Исключено проведение профилометрии для ингибиторопровода. Добавлен п.16 в перечень компенсирующих мероприятий. Добавлена таблица 1.7. Откорректирована таблица 1.13 в части вида и времени проведения испытаний. Исключен перспективный зимник ПК66+34							
	6	ТЧ-001	Заменен. Приведено уточнение об отсутствии необходимости предусматривать защитные футляры на пересечении с зимником ООО "Газпромнефть-Ангара" на ПК11+71.56.				3	Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/020048 от 09.12.2025 об исключении футляров. Письмо от Заказчика № 1/020552 от 16.12.2025	
		Стр.1-28, 1-29	Добавлена информация о фракции щебня. В таблицу 1.10 добавлен пикетаж берегоукрепления.						
		Прил. Д	Новый						
	Изм.внес	Липатова		19.12.25			АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)		Лист
Составил	Липатова		19.12.25						
Утв.	Шибанов		19.12.25		1				

Согласовано

Н.контр

Шибанов

19.12.25

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 2 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 3 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 4 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 5 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.
- 7 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 8 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедоформованные. Технические требования.
- 9 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедоформованные. Сортамент.
- 10 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформованные и теплодеформованные. Технические требования.
- 11 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 12 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформованные. Сортамент.
- 13 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 14 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 15 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 16 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 17 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 18 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 19 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 20 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.
- 21 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
- 22 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 23 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 24 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 25 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 26 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 27 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

- 28 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).
- 29 Руководство по безопасности факельных систем.
- 30 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 31 СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 32 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182.
- 33 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.
- 34 Постановление от 2 декабря 2020 года N 40 «Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда"».
- 35 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».
- 36 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.
- 37 ТУ-газ 86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.
- 38 ТУ 14-3Р-124-2017 Трубы стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости для месторождений ПАО «НК «Роснефть».
- 39 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 40 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 41 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 42 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 43 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.

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

Наименование и техническая характеристика	Ед. изм.	Кол-во
Газосборный трубопровод DN300 Pрасч.=10,8 МПа	км	8,12
Газосборный трубопровод DN400 Pрасч.=10,8 МПа	км	12,77
Ингибиторопровод DN50 Pрасч.=16,0 МПа	км	20,89
Камера приема СОД DN400 PN125	шт	1
Мобильная камера приема СОД DN300 PN125	шт	1
Емкость дренажная V=8 м³ Pрасч.=0,07 МПа	шт	1
Кран шаровой DN400 PN125 с электроприводом	шт	2
Кран шаровой DN400 PN125	шт	1
Кран шаровой DN300 PN125	шт	2
Кран шаровой DN200 PN125	шт	3
Кран шаровой DN150 PN125	шт	3
Кран шаровой DN100 PN125	шт	10
Кран шаровой DN50 PN125	шт	3
Кран шаровой DN50 PN160 с электроприводом	шт	1
Кран шаровой DN50 PN160	шт	4

Приложение В

Расчет сброса остаточного газа через продувочные свечи

Наименование участка трубопровода	Количество источников сброса	Длина опорожняемого участка трубопровода, м	Диаметропорожняемого участка трубопровода, м	Плотность газа раб. усл., кг/м3	Плотность газа н. усл., кг/м3	Время сброса, с	Диаметр свечи, м	Высота свечи, м	Объем газа в трубопроводе при р.у., м3	Объем газа н. усл., м3	Кол-во газа в опорожняемом участке трубопровода, кг	Расход газа при сбросе, м3/с	Удельный выброс газа, г/с	Скорость газа при сбросе, м/с
Расчет сброса через продувочные свечи диаметром DN50														
КП206 - УКПГ														
КП206 - Узел приема СОД DN300 (свеча продувочная 1)	1	8142,8	0,30	4,351	0,8089	10800	0,05	5	575,28882	3078,645	2503,08	0,285	231,77	145,25
Свеча продувочная 1 - УЗА-1 (свеча продувочная 2)	2	7385,48	0,40	4,351	0,8089	10800	0,05	5	927,616288	4957,132	4036,06	0,229	186,85	116,94
УЗА-001 (свеча продувочная 2) - камера приема СОД DN400 (свеча продувочная 3)	2	5118,28	0,40	4,351	0,8089	10800	0,05	5	642,855968	3435,388	2797,07	0,159	129,49	81,04
Свеча продувочная 3 - УКПГ	1	300	0,40	4,351	0,8089	3600	0,05	5	37,68	201,64366	163,95	0,056	45,54	28,54
Расчет сброса через продувочные свечи диаметром DN100														
КП206 - УКПГ														
КП206 - Узел приема СОД DN300 (свеча продувочная 1)	1	8142,8	0,30	4,351	0,8089	10800	0,1	5	575,28882	3078,645	2503,08	0,285	231,77	36,31
Свеча продувочная 1 - УЗА-1 (свеча продувочная 2)	2	7385,48	0,40	4,351	0,8089	10800	0,1	5	927,616288	4957,132	4036,06	0,229	186,85	29,24
УЗА-001 (свеча продувочная 2) - камера приема СОД DN400 (свеча продувочная 3)	2	5118,28	0,40	4,351	0,8089	10800	0,1	5	642,855968	3435,388	2797,07	0,159	129,49	20,26
Свеча продувочная 3 - УКПГ	1	300	0,40	4,351	0,8089	3600	0,1	5	37,68	201,64366	163,95	0,056	45,54	7,14
	1*	сброс производится через один источник (свечу)												
	2**	сброс производится через два источника (свечи)												

Приложение Г**Письмо ООО «ГПН-Развитие» №20-09/007277 от 14.11.2024 о скорости коррозии, КП 206-13**

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Развитие»
(ООО «ГПН-Развитие»)

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

Юридический адрес: пер. Зоологический, д. 2-4, литер Б,
Санкт-Петербург, 197198
тел.: +7 (812) 385-99-58, факс: +7 (495) 777-31-10
Адрес для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 14, Тюмень, 625048
тел.: +7 (3452) 59-34-00
e-mail: gpn-development@gazprom-neft.ru, www.dvp.gazprom-neft.ru
ОКПО 83253997, ОГРН 1077762622574, ИНН 7728639370, КПП 997250001

№ _____
на № _____ от _____

О скорости коррозии, КП 206-13

Уважаемый Николай Павлович!

В рамках наряд-заказа № 24 к договору от 30.05.2022 № ГНЗ-22/11000/00555/Р/ГНР-23/11000/00321/Р/05-01 по объекту «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13» сообщаем Вам, что для выполнения расчётов с целью подтверждения срока эксплуатации трубопроводов системы сбора газа необходимо принимать значение скорости коррозии до 0,1 мм/год.

Расчётная скорость коррозии принята на основании анализа результатов коррозионного мониторинга на кустах газовых скважин объекта-аналога УПППГ-2 Чаяндиского НГКМ (Приложение выполненного инженерно-техническим центром ООО «Газпром добыча Ноябрьск» от 24.06.2022, где фактическая скорость коррозии составляет до 0,0229 мм/год.

Приложение: Анализ результатов коррозионного мониторинга на 4 л.

С уважением,

**Начальник управления по проектированию
крупного проекта «Чона газ»**

Д.В. Парфёнов

Вялов В.А.
+7 (3452) 59-34-00 (70742)



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 04CDE3CA00C2B005B14993D4D923432250
Владелец: Парфёнов Дмитрий Викторович
Действителен: с 22.11.2023 по 22.11.2024

ООО «ГПН-РАЗВИТИЕ»

Рег. № 20-09/007277 от 14.11.2024



Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ноябрьск»
(ООО «Газпром добыча Ноябрьск»)

Инженерно-технический центр

« 24 » июня 2022 г.

№ б/н

Анализ результатов коррозионного мониторинга на кустах газовых скважин УППГ-2 Чаяндинского НГКМ

В соответствии с проектной документацией «Обустройство Чаяндинского НГКМ», СТО Газпром 9.3-011-2011 «Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов», а также проведенной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» научно – исследовательской работой «Оценка коррозионной агрессивности двуокиси углерода в составе природного газа Чаяндинского НГКМ» на Чаяндинском НГКМ предусмотрен постоянный коррозионный мониторинг.

Гравиметрические датчики, в количестве 50 ед., системы коррозионного мониторинга производства АО «Арктические технологии» смонтированы СКМ ИТЦ в октябре 2021 года на следующих кустах газовых скважин УППГ-2 ЧНГКМ:

КГС 1 скв. №№ 1059, 1058, 1036;
КГС 5 скв. №№ 1071, 1066, 1072;
КГС 20 скв. №№ 1017, 1020;
КГС 21 скв. №№ 1019, 1023;
КГС 22 скв. №№ 1029, 1030, 1033, 1031;
КГС 23 скв. №№ 1026, 1027, 1028;
КГС 28 скв. №№ 2121, 1005, 2005;
КГС 29 скв. №№ 2002, 1007, 2004, 2003;
КГС 30 скв. №№ 1008, 1006;
КГС 31 скв. №№ 1012, 1013;
КГС 33 скв. №№ 1015, 1016;
КГС 34 скв. №№ 1021, 1018, 1022;
КГС 37 скв. №№ 1009, 1014;
КГС 114 скв. №№ 1105, 1024, 1106;
КГС 119 скв. №№ 1098, 1089, 1099;
КГС 120 скв. №№ 1094, 1095, 1101;
КГС 121 скв. №№ 1087, 1096, 1097;
КГС 122 скв. №№ 1100, 1103, 1102;

Все вышеперечисленные скважины добывают сырой газ с Ботуобинского продуктивного горизонта, кроме скв. №№ 2121, 2005, 2002, 2004, 2003, данные скважины добывают сырой газ с Хамакинского горизонта.

По результатам анализа проб сырого газа отобранных в исследуемый период, содержание углекислого газа (CO_2) варьируется в пределах от 0,0025 до 0,0082 %, при среднем рабочем давлении $P = 8,07$ МПа, что соответствует парциальному давлению углекислого газа (P_{CO_2}) 0,00023-0,00076 МПа. Данные содержания углекислого газа и его парциального давления представлены в таблице 1.

Таблица 1. Содержание углекислого газа (CO_2) и его парциальные давления на КГС УППГ-2 ЧНГКМ.

№ скв.	1059	1058	1036	1071	1066
CO_2 , %	0,0065	0,0069	0,007	0,0078	0,0079
P_{CO_2} , МПа	0,00058	0,00062	0,00063	0,00069	0,0007
№ скв.	1072	1017	1020	1019	1023
CO_2 , %	0,0082	0,0032	0,0037	0,0042	0,0040
P_{CO_2} , МПа	0,00071	0,00027	0,00031	0,00039	0,00034
№ скв.	1029	1030	1033	1031	1026
CO_2 , %	0,0061	0,0058	0,0063	0,0059	0,0055
P_{CO_2} , МПа	0,00055	0,00052	0,00057	0,00054	0,00049
№ скв.	1027	1028	2121	1005	2005
CO_2 , %	0,0057	0,0057	0,0065	0,0063	0,0069
P_{CO_2} , МПа	0,00051	0,00050	0,00057	0,00055	0,00061
№ скв.	2002	1007	2004	2003	1008
CO_2 , %	-	0,008	-	-	0,0071
P_{CO_2} , МПа	-	0,00069	-	-	0,00063
№ скв.	1006	1012	1013	1015	1016
CO_2 , %	0,0068	0,0071	0,0053	0,0062	0,007
P_{CO_2} , МПа	0,00060	0,00064	0,00048	0,00056	0,00063
№ скв.	1021	1018	1022	1105	1024
CO_2 , %	0,008	0,0074	0,0079	0,0056	0,0057
P_{CO_2} , МПа	0,00076	0,00069	0,00071	0,00049	0,00052
№ скв.	1106	1098	1089	1099	1094
CO_2 , %	0,005	0,006	0,007	0,0065	0,0061
P_{CO_2} , МПа	0,00046	0,00055	0,00064	0,00060	0,00056
№ скв.	1095	1101	1009	1014	1087
CO_2 , %	0,0061	0,0063	-	0,0025	-
P_{CO_2} , МПа	0,0005	0,00058	-	0,00023	-
№ скв.	1096	1097	1100	1103	1102
CO_2 , %	0,0069	0,007	0,0063	0,0052	0,0055
P_{CO_2} , МПа	0,00067	0,00067	0,00056	0,00045	0,00049

В соответствии с п.6.2. СТО Газпром 9.3-011-2011, степень агрессивности газовой среды классифицируется, как низкая.

В таблице 2 представлены данные гравиметрических испытаний с октября 2021 года по май 2022 года.

Таблица 2. Гравиметрические испытания на КГС УППГ-2 ЧНГКМ.

№ скважины	Средняя скорость коррозии, мм/год	Коррозионная активность системы (Приложении А, СТО 9.3-011-2011)
1	2	3
КГС 1 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1059	0,0006	низкая
скв. № 1058	0,0014	низкая
скв. № 1036	0,0005	низкая
КГС 5 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1066	0,0049	низкая
скв. № 1071	0,0071	низкая
скв. № 1072	0,0022	низкая
КГС 20 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1017	0,0100	средняя
скв. № 1020	0,0026	низкая
КГС 21 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1019	0,0031	низкая
скв. № 1023	0,0005	низкая
КГС 22 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1029	0,0035	низкая
скв. № 1030	0,0032	низкая
скв. № 1031	0,0229	средняя
скв. № 1033	0,0043	низкая
КГС 23 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1026	0,0013	низкая
скв. № 1027	0,0066	низкая
скв. № 1028	0,0004	низкая
КГС 28 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1005	0,0013	низкая
скв. № 2005	0,0020	низкая
скв. № 2121	0,0030	низкая
КГС 29 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1007	0,0027	низкая
скв. № 2002	0,0026	низкая
скв. № 2003	0,0062	низкая
скв. № 2004	0,0025	низкая
КГС 30 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1006	0,0031	низкая
скв. № 1008	0,0019	низкая
КГС 31 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1012	0,0037	низкая
скв. № 1013	0,0003	низкая
КГС 33 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1015	0,0015	низкая
скв. № 1016	0,0010	низкая

№ скважины	Средняя скорость коррозии, мм/год	Коррозионная активность системы (Приложении А, СТО 9.3-011-2011)
1	2	3
КГС 34 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1018	0,0019	низкая
скв. № 1021	0,0030	низкая
скв. № 1022	0,0005	низкая
КГС 37 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1009	0,0041	низкая
скв. № 1014	0,0050	низкая
КГС 114 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1024	0,0019	низкая
скв. № 1105	0,0067	низкая
скв. № 1106	0,0010	низкая
КГС 119 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1089	0,0046	низкая
скв. № 1098	0,0022	низкая
скв. № 1099	0,0019	низкая
КГС 120 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1094	0,0032	низкая
скв. № 1095	0,0034	низкая
скв. № 1101	0,0025	низкая
КГС 121 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1087	0,0020	низкая
скв. № 1096	0,0022	низкая
скв. № 1097	0,0008	низкая
КГС 122 УППГ-2 ЧНГКМ		
скв. № 1100	0,0026	низкая
скв. № 1102	0,0037	низкая
скв. № 1103	0,0015	низкая

Выводы:

На 01.06.2022 года ингибиторная защита КГС УППГ-2 №№ 1, 5, 20, 21, 22, 23, 28, 29, 30, 31, 33, 34, 37, 114, 119, 120, 121, 122 Чаяндинского НГКМ не требуется. Продолжить коррозионный мониторинг.

Ведущий инженер СКМ ИТЦ



А.В. Катташева

Приложение Д**Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/020048 от 09.12.2025 об исключении футляров, КП ПД 206-13**

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

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября д. 86, г. Тюмень, 625040
Тел.: +7(3452)93 90 27
e-mail: GPN_Zapolarye@yandex.ru
ОКНПО 64501740, ОГРН: 1037746270240, ИНН 7270720448, КПП 690401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

№
на № от

**Об исключении футляров
(ПД КП 206-13)**

Уважаемый Николай Павлович!

В рамках выполнения работ по договору от 30.05.2025 № ГНЗ-22/11000/00555/Р/ГНР-23/11000/00321/Р/05-0130.05.2025, по результатам выездного совещания представителей ООО «Газпромнефть-Заполярье» и ООО «Газпромнефть-Ангара» на объекты капитального строительства Чонской группы месторождений, необходимо исключить из проектной документации (далее – ПД) по объекту Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13» решения по защитным футлярам на пересечении проектируемых трубопроводов с временной зимней автодорогой (далее – автозимник) на ПК 11+71,56.

В указанном месте строительство автозимника выполняться более не будет, так как на месторождении уже реализованы автомобильные дороги с круглогодичным транспортным сообщением.

На основании изложенного, просим Вас внести соответствующие правки в ПД и направить в наш адрес в установленном порядке.

С уважением,

**Руководитель программ по проектно-изыскательским
работам и взаимодействию с надзорными органами**

Д.В. Парфёнов

Вялов В.А.
+7 (3452) 593 400 (74742)

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 06A1B342008DB3268043A0933BA315E1CE

Владелец: Парфёнов Дмитрий Викторович

Действителен: с 06.11.2025 по 06.11.2026



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Per. № 11/020048 от 09.12.2025


Согласовано			
Согласовано			

Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001			
						«Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13»			
4	-	Зам.	9051-25	<i>С.И.</i>	19.12.25		Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Лыскина			<i>Лыскина</i>	19.12.25				
Проверил	Симонова			<i>Симонова</i>	19.12.25				
Гл. спец.	Федотенко			<i>Федотенко</i>	19.12.25	Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.	Поликашина			<i>Поликашина</i>	19.12.25				
ГИП	Шибанов			<i>Шибанов</i>	19.12.25				

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	3
3.1 ПАРАМЕТРЫ ТРУБОПРОВОДОВ	3
3.2 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	4
3.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	6
4 РАСЧЁТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	6
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	6
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДЫ-ГРУНТ	8
4.3 МЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРУНТА.....	9
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	9
5.1 ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ	9
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА	11
5.3 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА	11
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	13
7 ВЫВОД	19
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	23
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАСТЕПЛЕНИЯ.....	29

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в основании подземных трубопроводов проекта 1513/25-1.1 «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13».

2 Общие положения

В данной работе проведен расчет теплового распределения в грунте от проектируемых трубопроводов с учетом условий эксплуатации, определение тепловой просадки на основании температурного распределения, а также проверка условий прочности при осадке грунта под трубопроводами при прохождении зон ММГ.

Расчет температурного режима проводится численным методом конечных разностей и выполняется в программном комплексе Frost 3D Universal (сертификат соответствия № РОСС RU.СП15.Н00900, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. Расчет проводится методом конечных разностей.

По результатам теплотехнического расчета определяется стабилизированная осадка трубопровода, которая является входным параметром для второго этапа. Стабилизированная осадка определяется относительно момента запуска проектируемого газосборного трубопровода.

Второй этап расчета – анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом всех условий нагружения. Расчет выполнен в программе Bentley AutoPIPE v.11.03.00.08. В настоящей работе решение данного этапа проводится методом конечных элементов. Для расчета используются балочные элементы трубы с учетом влияния деформаций грунта при просадке.

3 Исходные данные

3.1 Параметры трубопроводов

Проектируемый трубопровод выполнен из электросварных прямошовных труб, из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 (Cr 0,5 – 1,2) класса прочности K60 для подземной линейной части и класса прочности K52 для обвязки площадок узлов СОД и запорной арматуры.

Температура продукта в трубопроводе принята согласно гидравлическому расчёту, представленному в Томе 3.1.1 проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13».

Проектируемый трубопровод в зонах распространения ММГ прокладывается подземно над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, °С	Рабочий продукт
325х10	Группа 4 К60 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	9,792	-11,23...+10,7	Газ
325х12	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01			
426х12	Группа 4 К60 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01			
426х14	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01			

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.1.2 проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13».

В районе площадок опоры надземных трубопроводов перед опуском под землю приняты регулируемые, домкратного типа, с диапазоном регулирования 150...300 мм.

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-ИИ-ИГИ.01.00 проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

Участки ММГ в районе строительства данного трубопровода характеризуются температурами пограничными к оттаиванию. На основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных грунтов в качестве расчетных участков приняты:

- Для участка газосборного трубопровода DN300 от КП206-13 до площадки узла приема СОД DN300 - ПК 34+00 (геол. 1512Г);
- Для участка газосборного трубопровода DN400 от площадки узла приема СОД до УКПГ - ПК 175+00 (геол. 1460Г);

– участок в районе площадки узла приема СОД (геол. скв. 1413).

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-ИИ-ИГИ.03.01 проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13» и представлены в таблице 2

Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м														
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
1511	-0,23	-0,21	-0,20	-0,18	-0,19	-0,12	-0,10	-0,12	-0,09	-0,11	-0,12	-0,10	-0,09	-0,10	-0,11
1512	-0,23	-0,21	-0,20	-0,19	-0,22	-0,18	-0,21	-0,22	-0,20	-0,19	-0,22	-0,18	-0,16	-0,14	-0,12
1460	-0,22	-0,21	-0,19	-0,20	-0,19	-0,21	-0,20	-0,22	-0,21	-0,22	-0,20	-0,20	-0,19	-0,18	-0,23
270	-0,25	-0,24	-0,22	-0,21	0,11	0,12	0,09	-0,1	-0,11	-0,09	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,13

3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Комака в соответствии с Томом 3 технического отчета ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-ИИ-ИГМИ.03.00 проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе метеостанции. Климатические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Климатические данные

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-30,5	-26,9	-16,6	-4,3	5,5	13,8	16,6	12,6	4,7	-5,3	-20,2	-29,0
Высота снежного покрова, см	47,33	54,33	57,67	44,67	9,00	-	-	-	-	6,33	23,67	37,00
Скорость ветра, м/с	0,6	0,6	1,0	1,3	1,3	1,1	0,9	0,9	0,9	1,1	0,8	0,6
Суммарная солнечная радиация, Вт/м ²	17,07	52,06	114,35	176,56	215,55	251,88	231,26	178,39	107,03	54,2	22,14	9,67

4 Расчётные параметры

4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

Коэффициент конвективного теплообмена α в отсутствие снежного покрова принимается равным [6]:

$$\alpha_k = \begin{cases} 6,16 + 4,19U & \text{если } 0 < U < 5 \\ 7,56U^{0,78} & \text{если } 5 < U < 30 \end{cases}$$

где U – средняя за рассматриваемый период времени скорость ветра над поверхностью земли.

Коэффициент конвективного теплообмена α при наличии снежного покрова (эффективный) определяется из соотношения [10]:

$$\alpha_{\text{эф}} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{\text{сн}}}{\lambda_{\text{сн}}}\right)}$$

где $\delta_{\text{эф}}$ – толщина снежного покрова; $\lambda_{\text{сн}}$ – коэффициент теплопроводности снега.

Коэффициент теплопроводности снега для зимних месяцев вычисляется в зависимости от плотности снежного покрова по формуле Б.В. Проскурякова и приложению Г к СП 25.13330.2020:

$$\lambda_{\text{сн}} = 1,16(0,018 + 0,00087\rho_{\text{сн}});$$

где $\rho_{\text{сн}}$ – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/м³.

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена α уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем изменения коэффициентов теплообмена на некоторую величину с целью обеспечения сходимости глубины верхней кровли многолетнемерзлых грунтов с фактическим значением согласно инженерно-геологических изысканий [11].

Расчётная среднемесячная температура поверхности насыпи в летнее время (при отсутствии снежного покрова) определяется согласно формуле (5.6) СП 498.1325800.2020:

$$T_{n,i} = T_{s,i} + \frac{R_i - Q_i}{\alpha_i}$$

где $T_{s,i}$ - среднемесячная температура воздуха, °С;

R_i – радиационный баланс поверхности насыпи, Вт/м², равный:

$(0,61\Phi_{s,i} - 20)$ – для песчаных, щебеночных и асфальтовых поверхностей;

$(0,61\Phi_{s,i} - 40)$ – для бетонных и железобетонных поверхностей;

$Q_i = 0,49\Phi_{s,i} - 60$ – потери тепла дневной поверхности насыпи за счет испарения, нагрева подстилающих слоев и фазовых переходов, Вт/м²;

$\Phi_{s,i}$ – суммарная солнечная радиация на основе гидрометеорологических сведений для участка строительства, Вт/м²;

α_t – коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

$(2,4v_i + 2,3)$ – при среднемесячной скорости ветра $v_i < 4,6$ м/с;

$(3,7v_i - 1)$ – при среднемесячной скорости ветра $v_i > 4,6$ м/с/

Результаты расчета коэффициента конвективного теплообмена поверхности грунта с воздухом представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух (без учета снега), Вт/м ² К	8,67	8,67	10,35	11,61	11,61	10,77	9,93	9,93	9,93	10,77	9,51	8,67
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1512, Вт/м ² К	0,93	0,82	0,79	1,01	3,73	10,77	9,93	9,93	9,93	4,52	1,71	1,16

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1511, Вт/м ² К	0,93	0,82	0,79	1,01	3,73	10,77	9,93	9,93	9,93	4,52	1,71	1,16
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№270, Вт/м ² К	0,91	0,80	0,77	0,99	3,66	10,77	9,93	9,93	9,93	4,46	1,68	1,13
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1460, Вт/м ² К	0,93	0,82	0,79	1,01	3,73	10,77	9,93	9,93	9,93	4,52	1,71	1,16
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1413, Вт/м ² К	0,89	0,79	0,76	0,97	3,6	10,77	9,93	9,93	9,93	4,39	1,64	1,11

4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

Основными расчетными параметрами для моделирования теплового влияния трубопроводов на окружающие грунты является температура транспортируемого продукта и коэффициент теплопередачи между продуктом и грунтами.

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

$$\alpha = Nu \cdot \frac{\lambda}{d}.$$

где $Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}$ – критерий Нуссельта [6],

$Pr = C \cdot \frac{\eta}{\lambda}$ – критерий Прандтля;

$Re = \rho \cdot v \cdot d / \lambda$ – критерий Рейнольдса;

C – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м³·°С);

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

v – скорость течения газа в трубе, м/с;

d – внутренний диаметр трубы, м.

Данные необходимые для определения температурного влияния трубопровода приняты по результатам гидравлических расчетов и сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Исходные данные для теплового расчета

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN300	4941 Вт/м ² °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN400	4129 Вт/м ² °С

4.3 Механическая модель грунта

Взаимодействие трубопровода с грунтом было смоделировано с помощью дискретных нелинейных пружинных элементов, которые определяют жесткость грунта в четырех направлениях (горизонтальное продольное, горизонтальное поперечное, вертикальное вверх, вертикальное вниз).

Расчёт характеристик взаимодействия трубопровода с грунтом выполнен по методике А.Б. Айбиндера [1]. Параметры для расчета жесткостных характеристик грунта приняты в соответствии с рекомендациями СП 22.13330.2016.

5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

5.1 Описание расчетной методики

Для определения ореола оттаивания трубопровода используется объемная конечно-разностная модель.

При моделировании распространения тепла от подземного трубопровода в зоне ММГ учтены следующие факторы:

- фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;
- теплофизические параметры грунтов согласно отчетам по инженерно-геологическим изысканиям;
- месячное изменение температуры воздуха согласно отчету по инженерно-климатическим изысканиям и заданию на проектирование;
- наличие, высота, плотность снегового покрова в зимний период;
- изменение среднегодовой температуры по сценарию изменения климата Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (РосГидроМет) – увеличение на 0,71 °С каждое десятилетие (0,07 °С/год);
- расчетный период составляет 20 лет.

Математическая модель теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой описывает следующий путь переноса тепла: теплота от транспортируемого продукта

путем конвективного теплообмена передается стенке трубопровода и далее через стенку трубы и изоляционный слой осуществляется перенос тепла в окружающий грунт за счет теплопроводности материалов и грунтов. Перенос тепла от дневной поверхности грунта к атмосферному воздуху происходит за счет конвективного теплообмена.

Для определения ореола оттаивания трубопровода используется программный комплекс Frost 3D Universal. Задача решается в нестационарной постановке. Решается уравнение теплопроводности [17].

$$\left(C(T) + \rho L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T} \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla(-\lambda(T)\nabla T) + C_w u \nabla T = 0$$

где T – температура, °С;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м³°С;

$w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д.е.;

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/м°С;

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м³°С;

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

Решение уравнения проводится в трехмерной постановке численно, с помощью явного метода конечных разностей. Конечно-разностный метод является сеточным методом, т.е. расчетная сетка дискретизируется гексаэдрической сеткой, а решение происходит непосредственно в узлах сетки, для каждой из которых составляется разностное уравнение в соответствии с используемым шаблоном разностной схемы. Получается система линейных уравнений, решение которой позволяет получить необходимый результат в рассматриваемой расчетной области [13].

Рассматриваемая область ограничена снизу плоскостью, расположенной на достаточно большой глубине. На боковых гранях, также достаточно удаленных от исследуемого объекта, заданы условия нулевого теплового потока.

Размер расчетной области (удаленность нижней границы) подбирается путем ряда расчетов с целью обеспечения условия отсутствия значительного влияния размеров области на температурное распределение [14]. За условие отсутствия значительного влияния на температурное распределение принято совпадение радиуса оттаивания ММГ с погрешностью в 0,1 м.

Слои грунта на глубине ниже 40 метров представляются как однородные и соответствующие слою грунта над ними. Детальное моделирование тепловых процессов в нижележащих слоях грунтов не проводится в связи с незначительным влиянием на интересующую зону.

Пример расчетной сетки представлена на рисунке 1.

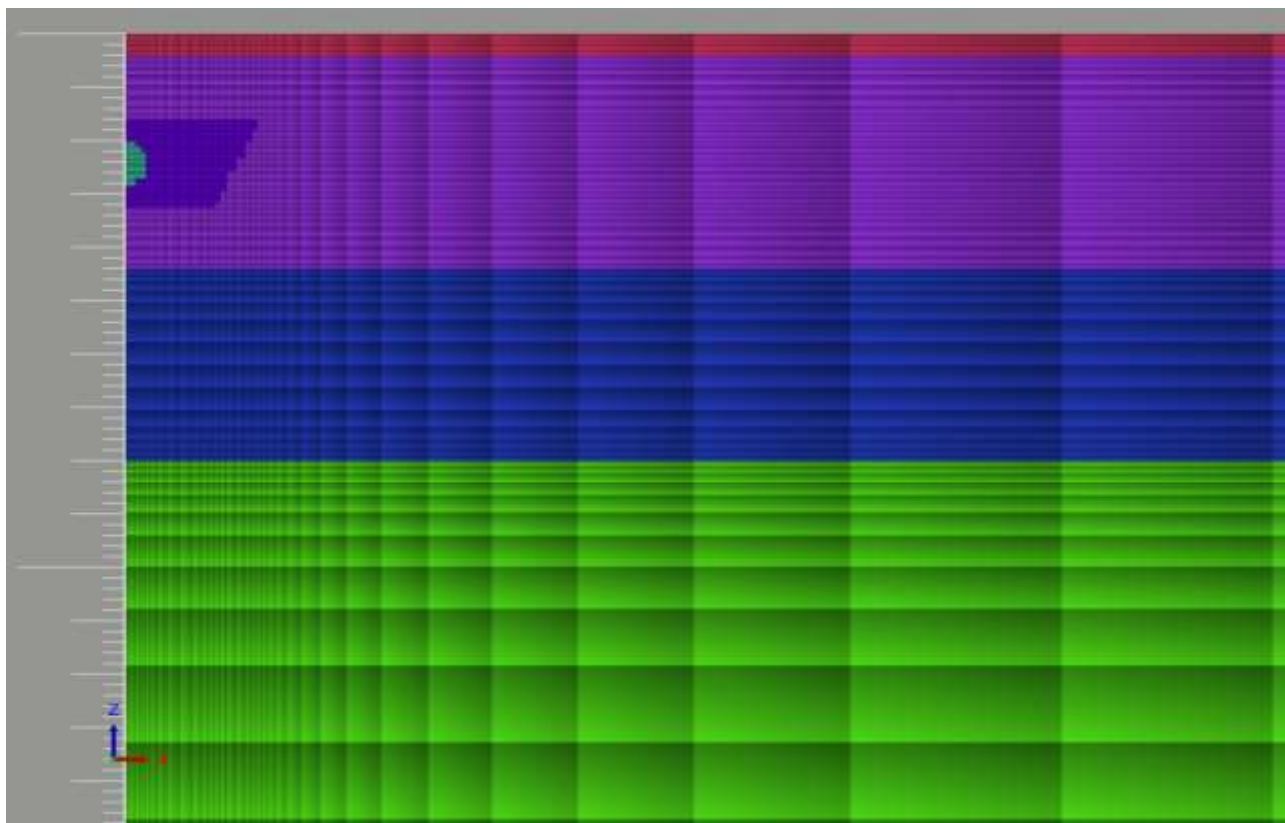


Рисунок 1 – Пример конечно-разностной сетки модели

5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода

Решение задачи проводится в нестационарной постановке. По результатам были получены температурные поля в самый теплый месяц года в течение всего срока эксплуатации. Результаты прогнозного расчета в виде температурных полей представлены в приложении В. Расчетный период 20 лет.

5.3 Расчет просадки грунта

Для расчета просадки грунта рассматривается только стабилизированная осадка. Все возможные перемещения трубопровода в вертикальной плоскости вниз, в пределах талого грунта, разбиваются на два интервала: перемещение, соответствующее осадке оттаивания, и перемещение, соответствующее осадке уплотнения.

Стабилизированные осадки слоя оттаивающего грунта h при давлении p_d в случае одномерной задачи определяются следующим образом [17]:

$$S = \bar{A}h + \bar{a}hp_d,$$

где $\bar{A}h$ – осадка оттаивания, не зависящая от величины внешнего давления, складывающаяся из изменения объема льда при переходе его в воду и из изменений объема от некоторого закрытия макротрещин грунта при оттаивании;

$\bar{a}hp_d$ – осадка уплотнения при наличии давления, прямо пропорциональная действующему давлению p_d ;

h – глубина оттаивания (от нижней образующей трубопровода или низа непросадочной подушки при её наличии), см.

В случае слоистых напластований грунтов формула примет вид согласно п. 7.3.7 СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»:

$$S_{th} = \sum_{i=1}^n (A_{th,i} + m_{th,i} \cdot \sigma_{zg,i}) \cdot h_i$$

где $\sum_{i=1}^n$ распространяется на все слои ММГ от нагруженной поверхности до полной глубины протаивания;

$A_{th,i}$ и $m_{th,i}$ – коэффициент оттаивания, доли единицы, и коэффициент сжимаемости, МПа⁻¹, i -го слоя оттаивающего грунта согласно инженерно-геологическим изысканиям (см. Приложение Б);

$\sigma_{zg,i}$ – вертикальное напряжение от собственного веса грунта в середине i -го слоя грунта и веса трубопровода, МПа;

h_i – толщина i -го слоя оттаивающего ММГ, м.

Вертикальное напряжение $\sigma_{zg,i}$ от собственного веса грунта в середине i -го слоя грунта и веса трубопровода определяется как сумма давлений от веса слоя естественного грунта над трубопроводом, веса песка присыпки, подсыпки, веса трубопровода, веса оттаявшего слоя грунта на середине глубины оттаивания.

Результаты расчета просадки грунта представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты расчета просадки грунта

Трубопровод	Геологическая скважина	Участок	Глубина оттаивания ММГ под трубой, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Газосборный трубопровод DN300 от КП206-13 до площадки узла приема СОД DN300	1512	ПК34+00	10,1	1192
	1511	ПК37+00	12,2	560
Газосборный трубопровод DN400 от площадки узла приема СОД до УКПГ	270	ПК169+00	7,8	319
	1460	ПК175+00	13,3	1488
	1413	ПК205+00-ПК206+46,56	4,3	749
	552	Вход на узел приема СОД	До 2,5	До 100

Как видно из представленных результатов, при прохождении трубопроводов в ММГ на отдельных участках наблюдается повышение температур окружающих грунтов и переход их в талое состояние. Согласно ГОСТ Р 55990-2014 требуется проверка трубопроводов на прочность с учетом осадки ММГ.

6 Проверка условий прочности трубопроводов

Решение задачи проводится в нелинейной статической постановке с учетом нелинейности поведения окружающего трубу грунта. Расчет проводится с помощью программы AutoPIPE V8i (SELECT series 3) Plus Edition.

Действующие нагрузки определены с учетом коэффициентов надежности по нагрузкам согласно указаниям раздела 11 ГОСТ Р 55990-2014, учтена просадка ММГ в районе переходов вследствие растепления грунтов согласно результатам теплотехнического расчета.

Температура замыкания принята равной $t = \text{минус } 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$. В качестве температуры замыкания принимается температура воздуха при которой производится фиксация схемы – приварка «неподвижных» опор, подключение к оборудованию, засыпка трубопровода.

Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 2... 11.

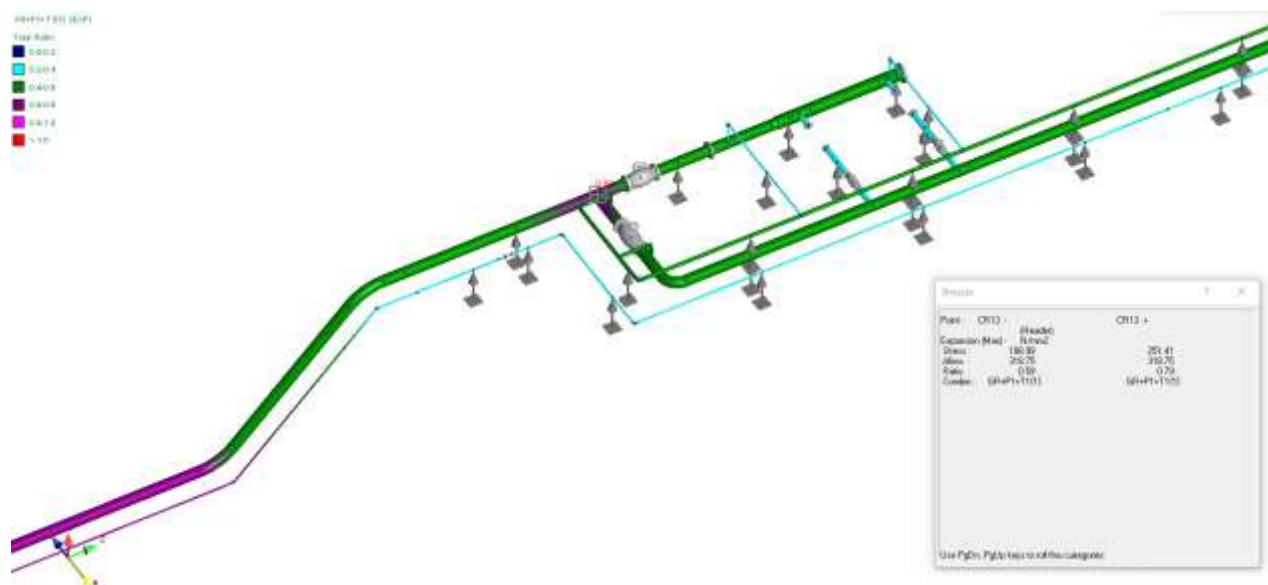


Рисунок 2 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла запуска СОД

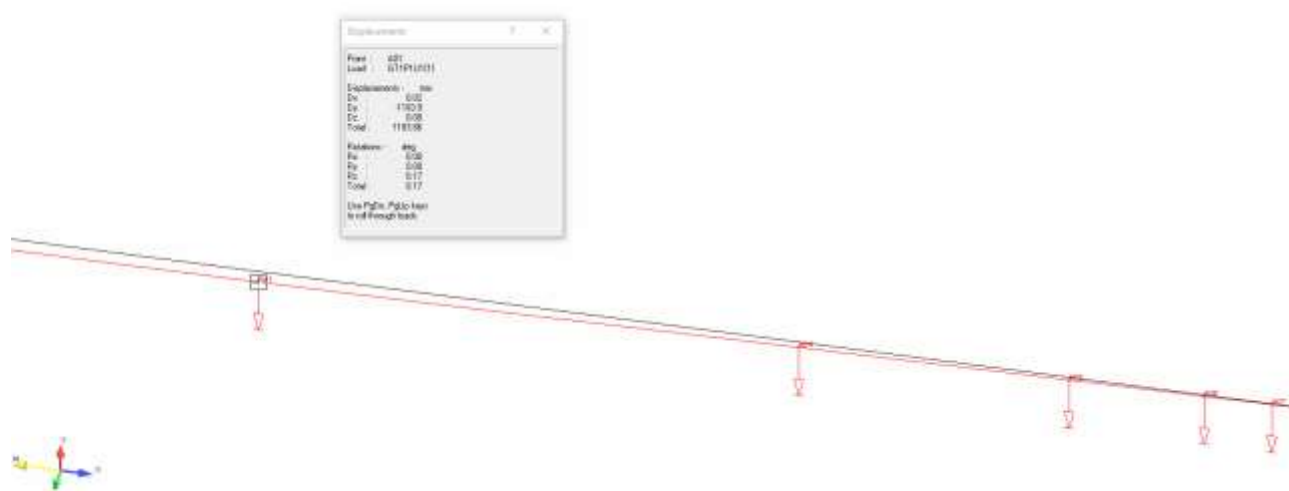


Рисунок 3 – Картина просадки в районе ПК37+00

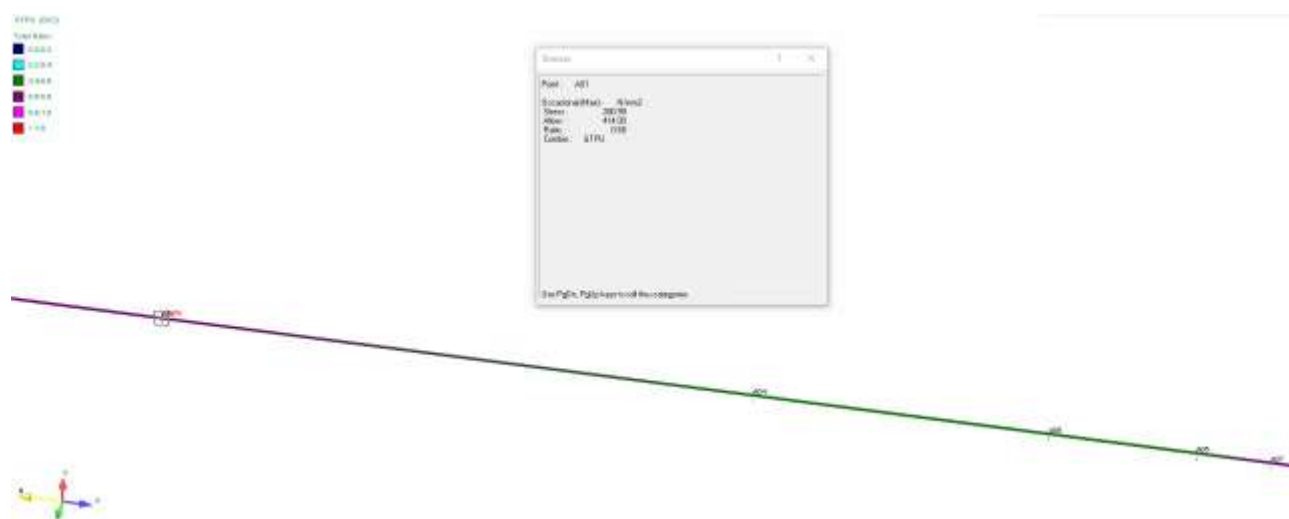


Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК37+00

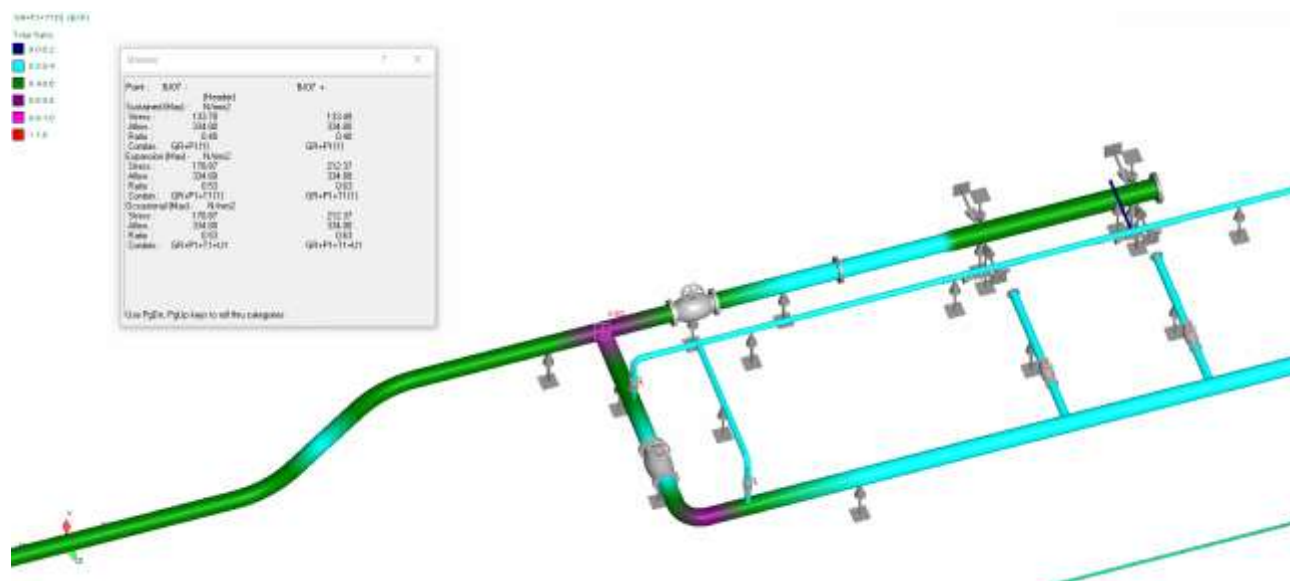


Рисунок 5 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла приема СОД DN300

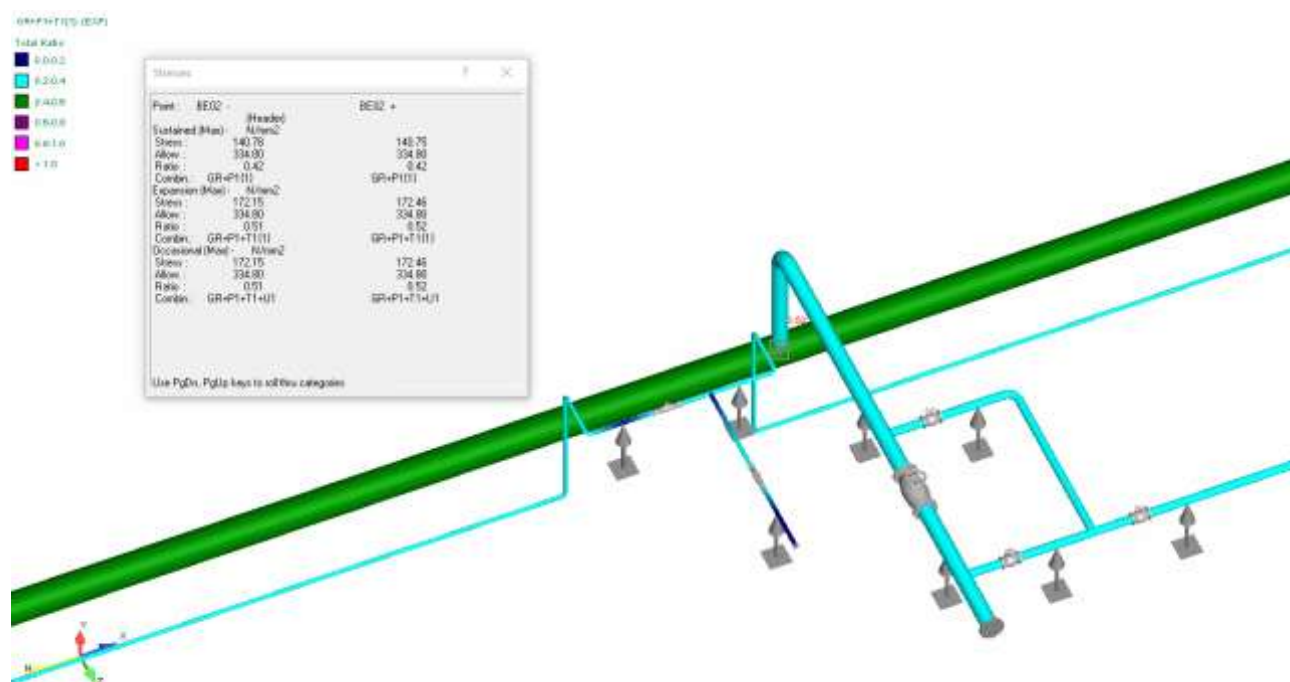


Рисунок 6 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла подключения газопровода от КИ107

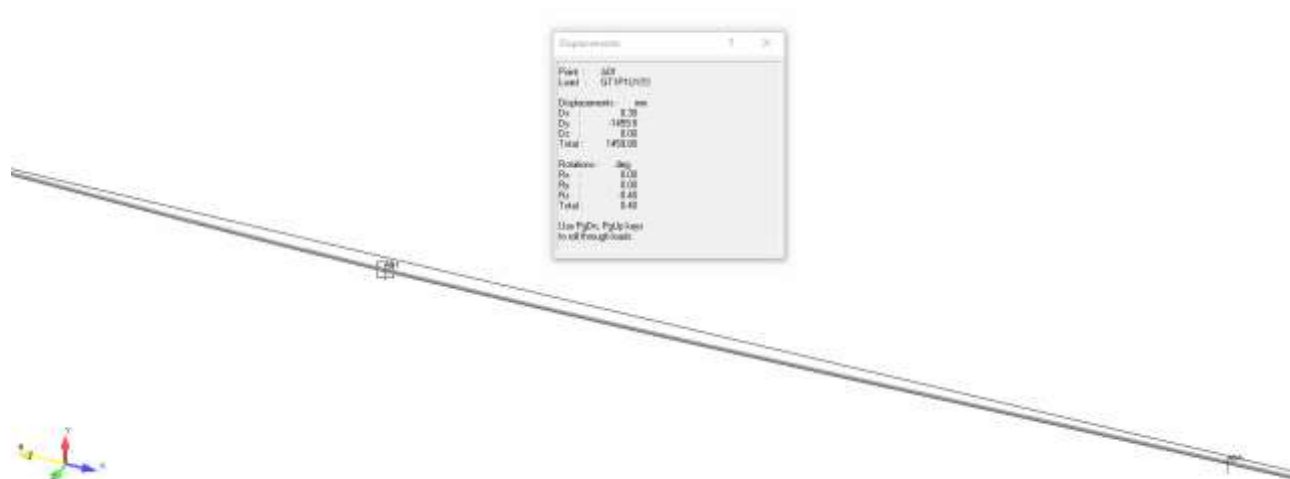


Рисунок 7 – Картина просадки в районе ПК175+00

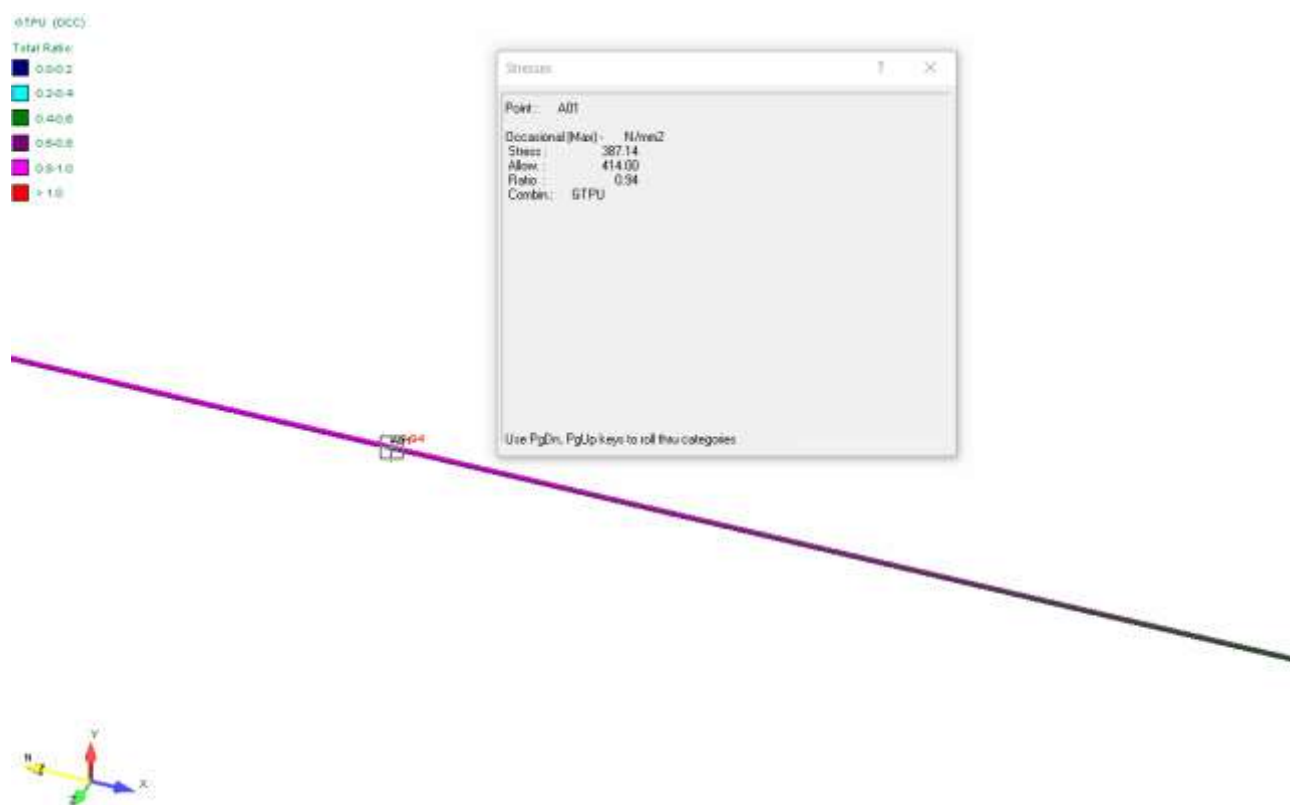


Рисунок 8 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК175+00



Рисунок 9 – Картина просадки в районе ПК205+00-ПК206+46,56 перед узлом приема СОД DN400

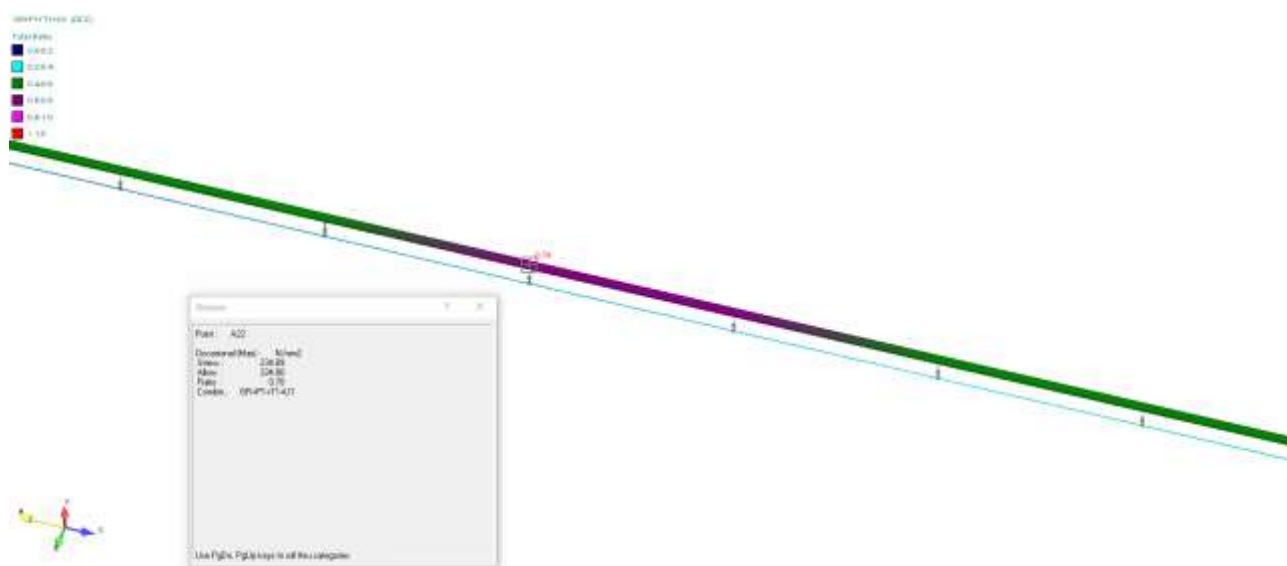


Рисунок 10 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК205+00-ПК206+46,56 перед узлом приема СОД DN400

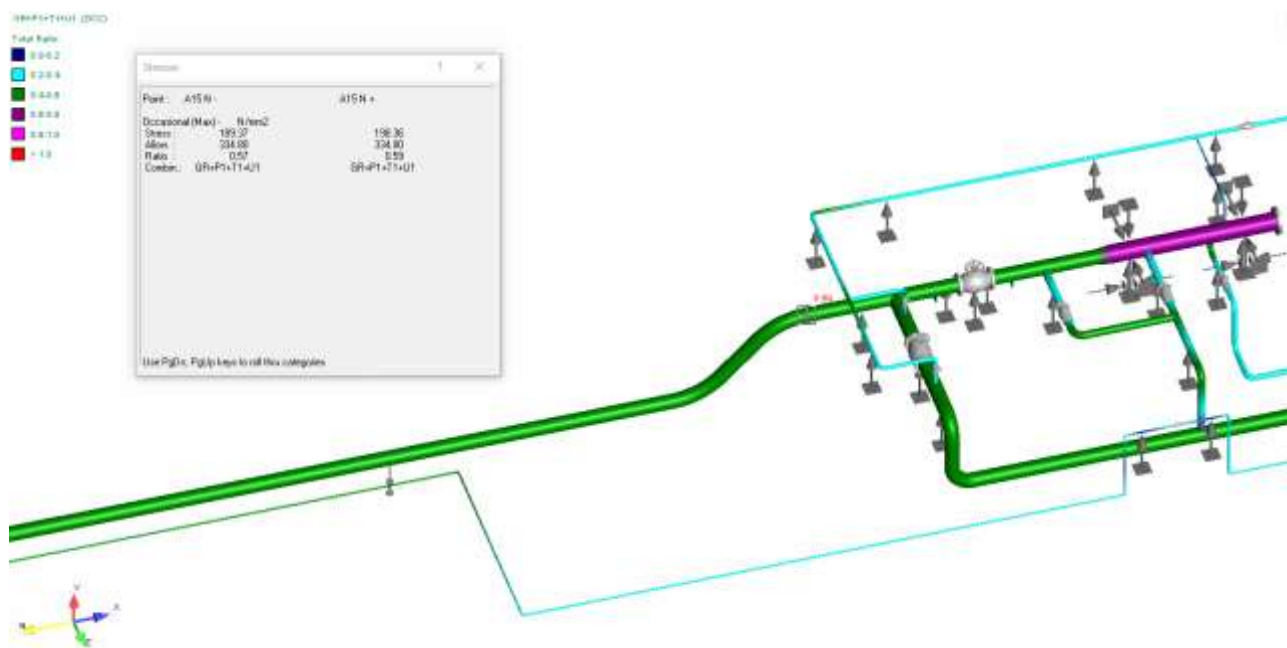


Рисунок 11 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла приема СОД DN400

Проверка прочности подземных трубопроводов проводится по условию (12.13) ГОСТ Р 55990-2014:

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 \geq 0$$

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

σ_y – Нормативный предел текучести материала труб, МПа;

f_{eq} – расчетный коэффициент, принимаемый по таблице 16 ГОСТ Р 55990-2014 и равный 0,9 для стадии эксплуатации.

Вызванные просадкой напряжения в трубопроводе представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты теплотехнического расчета и проверка условий прочности

Трубопровод	Участок трубопроводов	Просадка, мм	σ_{eq} , МПа	$f_{eq}\sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
Газосборный трубопровод DN300 от КП206-13 до площадки узла приема СОД DN300	Участок в районе площадки узла запуска СОД	-	251,4	334,8	ДА
	Участок проектируемого газосборного трубопровода в районе ПК 60+00	До 1192	281,0	414,0	ДА
Газосборный трубопровод DN400 от площадки узла приема СОД до УКПГ	Участок в районе площадки узла подключения газопровода от КП107	-	172,5	334,8	ДА
	Участок проектируемого газосборного трубопровода в районе ПК 173+00	До 1488	387,2	414,0	ДА
	Участок проектируемого газосборного трубопровода в районе ПК 205+00	До 749	234,9	414,0	ДА
	Участок в районе площадки узла приема СОД	До 100	198,4	334,8	ДА

7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов нефтегазосборных проекта «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13» сделаны следующие выводы:

- Согласно геокриологическим условиям (свойства грунтов, термометрия) участки многолетнемерзлых грунтов характеризуются температурами пограничными к оттаиванию;
- Согласно проведенным прогнозным расчетам температурного режима ММГ наблюдается значительное оттаивание ММГ в первые годы эксплуатации с последующей консолидацией и просадкой грунтового основания. Деградация ММГ происходит вне зависимости от эксплуатации трубопровода, за счет глобальных климатических процессов.
- Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 1488 мм, при этом монотонно убывая до границы участков ММГ, резкие изменения положения кровли ММГ отсутствуют, деформации основания по протяженности трубопровода изменяются равномерно;
- Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях (выполнение строительных работ в зимнее время, минимизация повреждения мохово-растительного слоя, замена мерзлого грунта под трубопроводом на непучинистый непросадочный мелкопористый)

грунт подсыпки мощностью не менее 0,2 м, температурная стабилизация грунтов в районе площадки узла приема СОД);

- В соответствии с требованиями п. 9.6.10 и в качестве компенсации осадок грунта при уплотнении после строительства и растеплении ММГ в ходе эксплуатации, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа, с диапазоном регулирования 150...300 мм. Контроль просадок подземной части трубопровода вести по деформационным маркам на подземном участке, устанавливаемым на расстоянии 10 метров от границы подземная/надземная прокладка. Решения по деформационным маркам разработать в рамках геотехнического мониторинга.

Приложение А

Список использованный источников

- 1) Айнбиндер А.Б. Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.;
- 2) ВСН 013-88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;
- 3) ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- 4) Кондратьев. К. Я. Актинометрия. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во. 1965. – 691 с.
- 5) Кузьмин П.П. Процесс таяния снежного покрова. Л.: Гидрометеиздат. 1961. С.346.;
- 6) Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеиздат, 1969
- 7) Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат. 1990. – 367 с.
- 8) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Чернов Р.А. Роль снежного покрова в промерзании грунтов // Известия АН Серия географическая. 2001. № 4. С.52-57;
- 9) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Китаев Л.М., Чернов Р.А. Влияние снежного покрова на теплообмен с подстилающей поверхностью. В кн. Оледенение Северной Евразии в недавнем прошлом и ближайшем будущем. Под. ред. В.М. Котлякова. Наука. М.. 2007. С. 15–54. С.368.;
- 10) Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН. 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск. Наука. Сиб. отд., 1979. С.286.;
- 11) Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН». Тюмень. 2017.
- 12) РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечноммерзлых грунтов численными методами»;
- 13) Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

- 14) СП 22.13330.2016. СНиП 2.02.01-83* Актуализированная редакция. «Основания зданий и сооружений»;
- 15) СП 25.13330.2020. СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;
- 16) СП 131.13330.2020. СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция. «Строительная климатология»;
- 17) Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: Учебное. пособие. – М.: «Высш. школа». 1973. – 448 с.

Приложение Б
Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

Таблица Б.1 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств талых грунтов

Номер ИГЭ	Содержание частиц											Плотность частиц грунта,	Влажность природная,	Плотность сухого грунта	Плотность грунта,	Коэффициент пористости,	Влажность на границе текучести	Влажность на границе раскатывания	Число пластичности	Показатель текучести	Коэффициент водонасыщения	Удельное сцепление,	Угол внутреннего трения,	Модуль деформации	Модуль деформации с учетом поед	Относительное содержание оргач. вещ	Трехосное сжатие			талый грунт мерзлый грунт		Объемная теплоемсть,																
	%																										Модуль деформаци	Угол внутреннег о трения,	Удельно е сцеплени е	талы й грунт	мерзлы й грунт	талы й грунт	мерзлы й грунт															
	свыше 10 мм	10 - 5 мм	5 - 2 мм	2 - 1 мм	1 - 0,5 мм	0,5 - 0,25 мм	0,25 - 0,10 мм	0,10 - 0,05 мм	0,05 - 0,01 мм	0,01 - 0,002 мм	меньше 0,002																г/см 3	%	г/см 3	г/см 3	д.е .	%	%	%	д.е .	д.е .	МП а	град .	МП а	МП а	%	МПа	град	МПа	Вт/(м°С)		Дж/м3*°С*10^-6	
	A10	A5	A2	A1	A0,5	A0,25	A0,1	A0,05	A0,01	A0,002	A0																гs	W	гd	г	e	WL	Wp	Ip	IL	Sr	Cпк	jпк	Eoed	Emoe d	Iom	E	j	C	λ,	λ,	C	C
161100	-	-	-	-	0,2	0,4	3,1	22,1	28,7	28,9	16,6	2,71	16,82	1,76	2,06	0,55	42,86	23,45	19,41	- 0,35	0,85	0,051	18	7,79		11,86	25,0	17	0,053	1,41	1,59	2,86	2,26															
при 0,85															1,75							0,05	18	7,22			24,3	17	0,052																			
при 0,95															1,74							0,05	17	6,83			23,84	17	0,052																			
162000	-	-	-	-	0,8	1,4	3,8	20,8	31,0	23,8	18,2	2,72	22,99	1,61	1,97	0,70	40,45	21,25	19,20	0,09	0,88	0,054	18	7,7		1,6	21,6	18	0,05	1,62	1,43	2,98	2,24															
при 0,85															1,94							0,05	18	6,37			19,58	18	0,05																			
при 0,95															1,93							0,05	18	5,36			18,06	17	0,05																			
163000	-	-	-	-	0,6	1,8	4,4	23,5	28,0	25,4	16,3	2,73	28,02	1,49	1,90	0,84	40,04	21,66	18,38	0,35	0,90	0,050	20	6,2		1,2	13,1	15	0,04	1,47	1,63	3,07	2,24															
при 0,85															1,89							0,05	19	5,63			12,55	15	0,04																			
при 0,95															1,88							0,04	18	5,28			12,15	14	0,04																			
163100	-	-	-	-	с	0,1	2,9	30,0	26,5	26,9	13,6	2,70	28,53	1,47	1,89	0,84	39,98	21,40	18,58	0,38	0,93	0,03	17	2,87		16,91	14,4	18	0,04	1,67	1,82	3,11	2,25															
при 0,85															1,88							0,03	16	2,68			13,8	18	0,04																			
при 0,95															1,87							0,03	16	2,55			13,4	18	0,04																			
164000	-	-	-	-	0,6	3,4	7,2	16,5	31,15	24,5	16,6	2,71	30,60	1,41	1,85	0,92	38,86	20,65	18,21	0,55	0,91	0,022	9	3,0		3,3	9,2	11	0,035	1,46	1,60	3,04	2,20															
при 0,85															1,84							0,02	9	2,79			8,70	10	0,03																			
при 0,95															1,84							0,02	8	2,64			8,36	9	0,03																			
211000	-	-	-	-	-	0,0	2,5	25,1	35,2	22,4	14,8	2,68	14,76	1,78	2,05	0,51	28,19	18,12	10,07	- 0,34	0,81	0,034	23	6,9		2,24	22,2	24	0,031	1,33	1,49	2,80	2,25															
при 0,85															2,01							0,03	22	6,45			22,07	24	0,03																			
при 0,95															1,99							0,03	21	6,09			22,00	24	0,03																			
212000	-	-	-	-	1,4	2,6	5,7	23,0	30,2	25,3	11,8	2,68	15,69	1,80	2,08	0,49	23,84	14,25	9,59	0,15	0,84	0,031	22	9,6		2,7	21,4	23	0,030	1,34	1,51	2,80	2,25															
при 0,85															2,07							0,03	21	8,82			20,7	23	0,03																			
при 0,95															2,06							0,03	21	8,33			20,2	22	0,03																			
213000	-	-	-	-	0,9	3,5	5,9	21,4	29,7	25,1	13,6	2,70	19,95	1,67	2,01	0,62	26,24	16,48	9,76	0,36	0,89	0,027	18	4,8		2,22	17,9	22	0,028	1,42	1,62	2,95	2,25															
при 0,85															2,00							0,03	17	3,50			16,3	21	0,03																			
при 0,95															2,00							0,02	16	2,68			15,1	21	0,02																			

Номер ИГЭ	Содержание частиц											Плотность частиц грунта, г/см ³	Влажность природная, %	Плотность сухого грунта г/см ³	Плотность грунта, г/см ³	Коэффициент пористости, д.е.	Влажность на границе текучести %	Влажность на границе раскатывания %	Число пластичности %	Показатель текучести д.е.	Коэффициент водонасыщения д.е.	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град.	Модуль деформации МПа	Модуль деформации с учетом поед МПа	Относительное содержание оргач. вещ.	Трехосное сжатие			талый грунт мерзлый грунт		Объемная теплоемсть,																
	%																										талы грунт	мерзлы й грунт	талы грунт	мерзлы й грунт																		
	свыше 10 мм	10 - 5 мм	5 - 2 мм	2 - 1 мм	1 - 0,5 мм	0,5 - 0,25 мм	0,25 - 0,10 мм	0,10 - 0,05 мм	0,05 - 0,01 мм	0,01 - 0,002 мм	меньше 0,002 мм																г/см ³	%	г/см ³	г/см ³	д.е.	%	%	%	д.е.	д.е.	МПа	град.	МПа	МПа	%	МПа	град	МПа	Вт/(м°С)		Дж/м3*°С*10 ⁻⁶	
	A ₁₀	A ₅	A ₂	A ₁	A _{0,5}	A _{0,25}	A _{0,1}	A _{0,05}	A _{0,01}	A _{0,002}	A ₀																г _s	W	г _d	г	e	W _L	W _p	I _p	I _L	S _r	C _{пк}	j _{пк}	E _{оed}	E _{моed}	I _{ом}	E	j	C	λ _г	λ _м	C	C
214000	-	-	-	0,1	1,5	3,7	5,9	20,3	30,0	25,0	13,5	2,70	24,53	1,54	1,93	0,76	28,44	18,45	9,98	0,61	0,91	0,027	18	3,4		2,2	11,4	17	0,020	1,46	1,64	3,04	2,26															
при 0,85															1,91						0,03	16	3,3			10,4	17	0,02																				
при 0,95															1,90						0,02	15	3,2			9,7	16	0,02																				
231000	-	-	-	-	0,1	1,0	3,4	26,3	30,7	24,4	14,1	2,71	13,62	1,86	2,13	0,46	32,25	18,23	14,02	0,33	0,87	0,030	22	7,7		2,50	25,5	25	0,038	1,32	1,48	2,81	2,26															
при 0,85															2,12						0,03	21	7,10			23,5	25	0,04																				
при 0,95															2,10						0,03	21	6,66			22,1	24	0,04																				
232000	-	-	0,1	0,1	1,0	2,2	4,8	22,8	30,4	25,0	13,7	2,71	21,14	1,67	2,01	0,63	33,52	19,23	14,30	0,13	0,90	0,03	22	6,9		3,84	21,7	23	0,032	1,628	1,436	2,257	2,972															
при 0,85															2,00						0,03	22	6,56			21,0	22	0,03																				
при 0,95															2,00						0,03	22	6,32			20,5	22	0,03																				
234000	-	-	-	-	0,5	2,4	5,0	21,4	30,4	25,4	14,9	2,70	27,55	1,49	1,90	0,81	33,42	19,19	14,23	0,59	0,91	0,018	20	6,8		3,34	16,2	17	0,017	1,644	1,483	2,250	3,085															
при 0,85															1,90						0,02	19	6,32			16,1	17	0,02																				
при 0,95															1,89						0,02	18	6,04			16,1	17	0,02																				
242006	-	0,1	26,3	3,4	3,1	4,1	2,9	11,9	35,6	11,7	0,7	2,67	13,20	1,88	2,13	0,42	21,70	12,07	9,63	0,12	0,83	0,015	18	8,9		2,18	22,7	23	0,032	1,42	1,27	2,25	2,75															
при 0,85															2,12						0,01	18	8,57			22,4	23	0,03																				
при 0,95															2,12						0,01	17	8,37			22,2	22	0,03																				
251001	8,1	6,1	0,5	1,6	0,5	3,5	3,1	65,4	0,6	0,7	9,9	2,70	12,02	1,91	2,15	0,42	24,41	15,33	9,08	0,40	0,81	0,030	21	9,7		14,81	21,3	21	0,03	1,41	1,27	2,25	2,75															
при 0,85															2,14						0,03	21	9			21,0	21	0,03																				
при 0,95															2,13						0,03	21	9			20,8	21	0,03																				
251006	8,8	25,6	3,2	3,1	4,3	2,7	51,0	0,3	0,4	0,6	8,8	2,69	14,56	1,83	2,09	0,48	27,68	18,00	9,68	0,37	0,82	0,027	24	7,2		1,8	19,5	21	0,029	1,5	1,3	2,3	2,8															
при 0,85															2,07						0,02	23	6,02			18,4	20,10	0,03																				
при 0,95															2,06						0,00	1,13	1,64			17,6	19,67	0,03																				
272100	-	-	0,1	0,2	1,5	1,9	4,2	24,4	30,2	24,2	12,8	2,70	14,07	1,84	2,10	0,47	20,10	12,56	7,55	0,20	0,81	0,03	23	8,4		6,92	22,08	23	0,04	1,49	1,32	2,25	2,76															
при 0,85															2,09						0,03	22	8,15			21,1	23	0,04																				
при 0,95															2,09						0,03	22	7,95			20,4	22	0,03																				
282001	8,4	6,7	0,6	0,5	1,9	3,0	4,1	8,6	29,8	25,7	10,6	2,69	23,07	1,63	1,99	0,65	35,80	20,84	14,96	0,15	0,92	0,028	21	6,7		13,6	-	-	-	1,6	1,5	2,3	3,0															
при 0,85															1,98						0,03	21	6,6																									
при 0,95															1,97						0,03	21	6,5																									
283000	-	-	0,0	0,1	0,7	2,4	5,0	24,2	29,3	24,3	14,0	2,71	25,23	1,48	1,85	0,83	34,60	18,66	15,94	0,41	0,82	0,031	23	6,8		2,4	15,8	21	0,0	1,6	1,4	2,2	2,9															

Файл ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ТКР.01.01-РР-001_4

Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода

25

Таблица Б.2 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств мерзлых грунтов

ИГЭ 2391204 Суглинок легкий пылеватый пластичномерзлый, слабольдистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный минеральный

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными включениями, т.е. лед и прослойки льда	Влажность мерзлого грунта за счет лед включений, т.е. лед и прослойки льда	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной E порового льда т.е. льда-цемента (q)	Пластичность			Показатель текучести PL, д.е.	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Льдистость суммарная I _{tot} , д.е.	Льдистость за счт ледяных включений, т.е. лед и прослойки льда	Льдистость за счет порового льда, т.е. льда-цемента I _c , д.е.	Степень заполнения льдом и незамёрзшей водой пор мерзлого грунта	Относительное содержание органического вещества I _{org} %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске										Относительная деформация течения F _{th} %	Коэф. сжим. при оттаивании m _f , МПа-1	Коэффициент оттаивания A _{th} , д.е	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта M _f	Модуль деформации, МПа	Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (грунт-металл) R _{af} , МПа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (мерзлый грунт-грунт) R _{af} , МПа	Теплопр-сть, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м³С*10⁶		Температура начала замерзания T _б , С
							Галька (щебень)	Гравий	Песок				Пыль										Глина <0,002 мм	Талый грунт	Мерзлый грунт	Талый грунт	Мерзлый грунт																		
									40,00-20,00		20,00-10,00	10,00-20,00																5,00-10,00	2,00-5,00	1,00-2,00	0,50-1,00	0,25-0,50									0,10-0,025	0,05-0,010	0,002-0,01	0,002-0,01	
Асп	Среднее знач.		0,303	0,243	0,061	0,083	0,160	0,343	0,236	0,106	0,63	2,697	1,86	1,43	46,9	0,887	0,92	0,261	0,096	0,165	0,78	1,9	0,0024							0,120	0,065	0,040	20,3	0,106	0,065	0,096	1,51	1,65	3,16	2,27	-0,25				
Расчетное значение 0,85			0,297									2,690	1,85																	0,119	0,064	0,039	19,9	0,106	0,064	0,094									
Расчетное значение 0,95			0,293									2,686	1,84																	0,119	0,064	0,038	19,6	0,105	0,063	0,093									

ИГЭ 2491204-Суглинок легкий пылеватый пластичномерзлый. слабольдистый слоистой криотекстуры при оттаивании мягкопластичный с примесью. органического вещества

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, расположенного между деламины прослойками Wm, д.е. (г)	Влажность мерзлого грунта за счет лед включений, т.е. лед и прослойки Wl, д.е. (в)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной температуре воды Ww, д.е.	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цементы Wd, д.е.(г)	Пластичность			Показатель текучести Pl, д.е.	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водоусадки St, д.е.	Льдистость суммарная I _{tot} , д.е.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. лед и прослойки li, д.е.	Льдистость за счет порового льда, т.е. льда-цементы Is, д.е.	Степень заполнения льдом и немаршей водой пор мерзлого грунта Is, д.е.	Относительное содержание органического вещества I, %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске							Относительная деформация пучения E _{pl} , %	Коэф. сжати. при оттаивании m _ф , МПа-1	Коэффициент оттаивания Ath, д.е. Талый грунт	Коэффициент связности мерзлого грунта Mg	Модуль деформации, МПа	Прямое длительное значение эквивалентного сцепления МПа	Сопротивление сжатию по поверхности сжатия (грунт-грунт)	Сопротивление сжатию по поверхности сжатия (мерзлый грунт-мерзлый грунт)	Теплопроводность, Вт/(м·С)		Объемная теплоемкость, Дж/м³·С°10 ⁶		Температура начала замерзания T _б , С	Концентрация порового раствора, д.е.
								На границе текучести W _L , д.е.	На границе раскатывания W _p , д.е.	Число пластичности I _p , д.е.		Частиц грунта P _s , г/см³	Грунта P, г/см³	Сухого грунта P _d , г/см³										0.50-1.00	0.25-0.50	0.10-0.05	0.05-0.01	0.002-0.01	0.002-0.01	Глина <0.002 мм									Песок	Пыль	Глина <0.002 мм			
Аср Среднее знач.	0,298	0,238	0,060	0,072	0,167	0,353	0,205	0,148	0,63	2,70	1,89	1,47	45,7	0,843	0,93	0,242	0,094	0,149	0,80	5,5	0,0020	1,3	3,1	6,8	24,7	25,4	24,6	14,1	7,7	0,135	0,071	0,034	23,9	0,093	0,068	0,094	1,49	1,64	3,09	2,24	-0,25	0,007		
Расчетное значение 0,85	0,292									2,69	1,88																				0,134	0,070	0,033	23,5	0,092	0,066	0,092							
Расчетное значение 0,95	0,289									2,69	1,87																				0,133	0,070	0,033	23,2	0,091	0,065	0,090							

ИГЭ 2691204-Суглинок тяжелый песчанистый пластичномерзлый слабодистый слоистый криотекстуры при оттаивании мягкопластичный слабозаторфованный

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W (m) W _с , д.с	Влажность мерзлого грунта, расположенного между линиями прослойками W _м , д.с (r)	Влажность мерзлого грунта за счет лед включений, т.е. лиз и прослоек льда W _г , д.с (в)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной температуре воды W _в , д.с	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цемента W _с , д.с (п)	Пластичность			Показатель текучести I _L , д.с.	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.с.	Коэффициент водонасыщения S _r , д.с.	Льдистость суммарная I _л о, д.с.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. лиз и прослоек I _л в, д.с.	Льдистость за счет порового льда, т.е. льда-цемента I _л с, д.с.	Степень заполнения льдом и незамёрзшей водой пор мерзлого грунта S _п , д.с.	Относительное содержание органического вещества I, %	Засоленность D sal, д.с.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске							Относительная деформация пучения E _п , %	Коэф. сжима. при оттаивании m _f , МПа-1	Коэффициент оттаивания A _{th} , д.с	Талый грунт	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта M _f	Модуль деформации, МПа	Теплопр-сть, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м3*С*10 ⁶		Температура начала замерзания T _{bf} , С	Концентрация порового раствора, д.с.
								На границе текучести W _L , д.с.	На границе раскатылиания W _p , д.с.	Число пластичности I _p , д.с.		Частиц грунта P _k , г/см ³	Грунта P, г/см ³	Сухого грунта P _d , г/см ³										1,00-2,00	0,50-1,00	Песок			0,002-0,01	0,002-0,01							Глина <0,002 мм					
																										0,25-0,50	0,10-0,025	0,05-0,01														
																																						9,7	18,1	37,0		
Аср Среднее знач.		0,304	0,244	0,061	0,078	0,166	0,356	0,212	0,144	0,64	2,70	1,84	1,41	48,0	0,923	0,89	0,237	0,097	0,140	0,763	15,3	0,0018	0,2	5,7	9,7	18,1	37,0	14,7	9,2	5,4	7,5	0,367	0,158	0,043	18,8	1,46	1,60	3,05	2,20	-0,25	0,0060	
Расчетное значение 0,85		0,300									2,70	1,83																			0,366	0,157	0,042	18,5								
Расчетное значение 0,95		0,297									2,70	1,82																			0,366	0,157	0,042	18,3								

ИГЭ 2690203-Суглинок тяжелый песчанистый с щебнем, пластичномерзлый слабольдистый слоистой криотекстуры при оттаивании тугопластичный с примесью. органического вещества

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными	Влажность мерзлого грунта за счет лед включений, т.е. лед и прослоек	Влажность мерзлого грунта за счет содержания в нем при данной E	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цемента (ц)	Пластичность			Показатель текучести PL, д.е.	Плотность	Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Льдистость суммарная I tot, д.е.	Льдистость за счет ледяных включений, т.е. лед и прослоек II	Льдистость за счет порового льда, т.е. льда-цемента I c, д.е.	Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого	Относительное содержание органического вещества I org %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске										Относительная деформация пучения E fn, %	Коэф. сжим. при оттаивании m f, МПа-1	Коэффициент оттаивания A th, д.е	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта M f	Модуль деформации, МПа	Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа	Сопротивление срезу по поверхности сдвига (грунт-металл) R af, МПа	Сопротивление срезу по поверхности сдвига (мерзлый грунт-грунт) R mf, МПа	Теплопроводность, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м³С°*10⁶		Температура начала замерзания T bf, С	Концентрация порового раствора, д.е.				
								На границе текучести WL, д.е.	На границе раскатывания WP, д.е.	Число пластичности Ip, д.е.												Галька (щебень)	Гравий			Песок				Пыль										Глина <0.002 мм	Талый грунт	Мерзлый грунт	Талый грунт			Мерзлый грунт			
																							40.00-20.00	20.00-10.00	10.00-20.00	5.00-10.00	2.00-5.00	1.00-2.00	0.50-1.00	0.25-0.50	0.10-.025																0.05-.010	0.002-0.01	0.002-0.01
Аср Среднее знач.		0,275	0,220	0,055	0,075	0,145	0,366	0,214	0,152	0,40	2,71	1,82	1,43	47,3	0,897	0,83	0,220	0,092	0,128	0,71	5,8	0,0021		4,8	5,2	4,0	1,4	3,0	13,9	22,5	19,0	10,1	5,7	5,0	5,5	4,9	0,128	0,035	23,2	23,2	0,108	0,106	0,137	1,41	1,57	2,94	2,15	0,25	0,007
Расчетное значение 0,85		0,269									2,71	1,82																						0,126	0,034	22,9	22,9	0,107	0,105	0,135									
Расчетное значение 0,95		0,266									2,71	1,81																						0,125	0,034	22,6	22,6	0,105	0,104	0,133									

ИГЭ 3291203 Супесь песчанистая пластичномерзлая слабльдистая слоистой криотекстуры при оттаивании текучая

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослоями Wm, д.е. (с)	Влажность мерзлого грунта за счет лед включений, т.е. лиз и прослоек льда Wl, д.е. (с)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащегося в нем при льдах Т. ледяной воды Ww, д.е. (с)	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цеолитов Wc, д.е. (с)	Пластичность			Повязатель текучести Пт, д.е.	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Льдистость суммарная Itot, д.е.	Льдистость за счт льдинах включений, т.е. лиз и прослоек льда Iл, д.е.	Льдистость за счет порового льда, т.е. льда-цеолита Ic, д.е.	Степень заполнения льдом и неаморфиз льдом пор мерзлого	Относительное содержание органического вещества I, %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске							Относительная деформация пучения Eп, %	Коэф. сжим. при оттаивании пф, МПа-1	Коэффициент оттаивания Ath, д.е	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf	Модуль деформации, МПа	Предельно длительное значение живичного сцепления МПа (париковый штамп_ Seq	Сопротивление срезу по поверхности смятия (грунт-металл) Rsf, МПа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (мерзлый грунт-грунт) Rsf, МПа	Теплопр-сть, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м3*С*10 ⁶		Температура начала замерзания Tbf, С	Концентрация порового раствора, д.е.
								На границе текучести Wl, д.е.	На границе раскатывания Wp, д.е.	Число пластичности Ip, д.е.		Частиц грунта Ps, г/см ³	Грунта P, г/см ³	Сухого грунта Pd, г/см ³										Песок			Пыль		Глина <0.002 мм															
																														1.00-2.00									0.50-1.00	0.25-0.50	0.10-.025	0.05-.010		
Аср Среднее знач.		0,335	0,268	0,067	0,123	0,145	0,330	0,273	0,057	1,08	2,70	1,86	1,41	47,9	0,922	0,95	0,322	0,100	0,222	0,80	17	0,0017	1,0	3,4	7,4	14,1	27,7	23,3	16,8	6,2	4,4	0,233	0,1421	0,027	30,0	0,083	0,160	0,170	1,76	1,84	2,25	3,12	-0,18	0,05
Расчетное значение 0,85		0,327									2,69	1,85																			0,230	0,141	0,027	29,5	0,082	0,155	0,168							
Расчетное значение 0,95		0,323									2,68	1,84																			0,228	0,141	0,026	29,1	0,081	0,151	0,167							

ИГЭ 4481003 Песок мелкий твердомерзлый слабльдистый массивной криотекстуры при оттаивании водонасыщенный средней плотности

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, расчлещенного мелку ледяными прослойками Wm, д.е. (I)	Влажность мерзлого грунта за счет талых включений, т.е. лиз и прослоек льда Wi, д.е. (II)	Влажность мерзлого грунта за счет содержания в нем при данной E (замороженной воды Ww, д.е.)	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цементы (Iw)	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Льдистость суммарная Iot, д.е.	Льдистость за счт ледяных включений, т.е. лиз и прослоек льда Iic, д.е.	Льдистость за счт порового льда, т.е. льда-цементы Iic, д.е.	Степень заполнения льдом и незамороженной водой пор мерзлого грунта Sr, д.е.	Относительное содержание органического вещества Iom, %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске						Коэффициент фильтрации прир. Сложения, м/сут	Угол откоса, град.		Относительная деформация пучения Efp, %	Коэф. сжиг. при оттаивании mT, МПа-1	Коэффициент оттаивания ATh, д.е	Предельно длительное значение жвакательности сжигания МПа (шариковый штамп)_Сед	Сопротивление срезу по поверхности сжигания (грунт-металл) Rat, МПа	Сопротивление срезу по поверхности сжигания (мерзлый грунт-грунт) Rat, МПа	Теплопр-сть, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м3*С*10 ⁶		Температура начала замерзания Tbf, С	Концентрация порового раствора, д.е.		
								Частич грунта Pn, г/см ³	Грунта P, г/см ³	Сухого грунта Rd, г/см ³										Гравий	Песок						Сухой	Под водой							Талый грунт	Мерзлый грунт	Талый грунт	Мерзлый грунт				
																					5.00-10.00	2.00-5.00	1.00-2.00	0.50-1.00	0.25-0.50																0.10-0.25	0.05-0.10

Аср Среднее знач.	0,226	0,181	0,045	0,000	0,181	2,63	1,91	1,56	40,7	0,688	0,87	0,392	0,080	0,312	0,762	1,2	0,0005	0,0	0,0	0,5	1,7	15,8	59,7	22,2	4,9	33	20	0,9	0,051	0,051	0,064	0,160	0,183	2,23	2,47	2,94	2,20	-0,14	0,0 2
Расчетное значение 0,85	0,225					2,63	1,91																						0,050	0,050	0,063	0,150	0,173						
Расчетное значение 0,95	0,224					2,63	1,91																						0,050	0,050	0,063	0,143	0,166						

ИГЭ 4482003-Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры при оттаивании водонасыщенный средней плотности

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками Wm, д.е. (f)	Влажность мерзлого грунта за счет ледяных включений, т.е. лиз и прослоек льда Wl, д.е. (b)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной T незамёрзшей воды Ww, д.е.	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цемента Wc, д.е.(ц)	Плотность			Пористость мерзлого грунта n, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Ледистость суммарная Iot, д.е.	Ледистость за счт ледяных включений, т.е. лиз и прослоек li д.е.	Ледистость за счт порового льда, т.е. льда-цемента Ic, д.е.	Степень заполнения льдом и незамёрзшей водой пор мерзлого грунта Sg, д.е.	Относительное содержание органического вещества I, %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания на весовке					Коэффициент фильтрации пр.пр. Сложения, м/сут	Угол откоса, град.		Относительная деформация пучения Epl, %	Коэф. сжати. при оттаивании mI, МПа-1	Коэффициент оттаивания Ah, д.е	Предельно длительное значение жидкотекучего счисления Mfa (ширикой штампа) Seq	Соприотавление срезу по поверхности сжмания (грунт-металл) RaI, МПа	Соприотавление срезу по поверхности сжмания (мерзлый грунт-грунт) RaI, МПа	Теплоп-сть, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м³*С*10⁶		Температура начала замерзания Tbf, С	Концентрация порового раствора, д.е.
								Частиц грунта Rk, г/см³	Грунта R, г/см³	Сухого грунта Rd, г/см³										сухой	Под водой	Талый грунт	Мерзлый грунт	Талый грунт		Мерзлый грунт													
Аср Среднее знач.			0,249	0,199	0,050	0,000	0,199	2,65	1,91	1,53	42,2	0,729	0,89	0,420	0,084	0,336	0,79	1,17	0,0011	0,4	3,4	17,8	58,4	20,0	5,6	32	23	4,6	0,048	0,037	0,061	0,173	0,206	2,27	2,51	2,99	2,23	-0,16	0,0045
Расчетное значение 0,85			0,245					2,65	1,91																				0,048	0,037	0,061	0,169	0,203						
Расчетное значение 0,95			0,242					2,66	1,91																				0,048	0,036	0,060	0,167	0,201						

ИГЭ 4581003-Песок пылеватый твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры при оттаивании водонасыщенный средней плотности

№ п.п.	Номер выработки	Глубина отбора образца h, м	Влажность суммарная (естественная) W tot (We), д.е	Влажность мерзлого грунта, рассчитанного между ледяными прослойками Wm, д.е (f)	Влажность мерзлого грунта за счет лед включений, т.е. линз и прослоек льда Wl, д.е. (b)	Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной t неизмершей воды Ww, д.е.	Влажность мерзлого грунта за счет порового льда т.е. льда-цемента Wc, д.е.(n)	Пластичность			Показатель текучести П, д.е.	Плотность			Пористость мерзлого грунта п, %	Коэффициент пористости мерзлого грунта e, д.е.	Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	Льдистость суммарная Iod, д.е.	Льдистость за счт ледяных включений, т.е. линз и прослоек льда, д.е.	Льдистость за счет порового льда, т.е. льда-цемента Ic, д.е.	Степень заполнения льдом и неизмершаей водой пор мерзлого грунта Sr, д.е.	Оптическое содержание органического вещества I, %	Засоленность D sal, д.е.	Гранулометрический состав, диаметр частиц в мм, % содержания к навеске				Коэффициент фильтрации пр.пр. Сложения, м/сут	Угол откоса, град.		Относительная деформация пучения Efn, %	Коэф. сжима. при оттаивании mф, МПа-1	Коэффициент оттаивания Ath, д.е	Предельно длительное значение жидкостного сцепления МПа (шиповый штамп) Seq	Сопротивление срезу по поверхности смятия (грунт-металл) Rsf, МПа	Сопротивление срезу по поверхности смятия (мерзлый грунт-грунт) Rsf, МПа	Теплопр-сть, Вт/(м С)		Объемная теплоемкость, Дж/м3*С*10 ⁶		Температура начала замерзания Tbf, С	Концентрация порового раствора, д.е.
								На границе текучести Wl, д.е.	На границе раскатывания Wp, д.е.	Число пластичности Ip, д.е.		Частиц грунта Rn, г/см³	Грунта R, г/см³	Сухого грунта Rd, г/см³										Песок	Пыль	Глина <0.002 мм																

Аср Среднее знач.	0,259	0,207	0,052	0,000	0,207					2,67	1,97	1,56	41,6	0,712	0,99	0,455	0,087	0,368	0,87	1,3	0,0014	0,1	3,7	51,7	44,5	1,8	33	21	4,1	0,046	0,039	0,058	0,179	0,196	2,20	2,43	2,90	2,19	-0,12	0,0052
Расчетное значение 0,85	0,257									2,66	1,96																			0,045	0,038	0,058	0,176	0,194						
Расчетное значение 0,95	0,255									2,66	1,95																			0,045	0,038	0,057	0,174	0,192						

ИГЭ 3806422 Алевролит прочный, очень плотный, среднепористый, средневыветрелый, неразмягчаемый

№ п/п	Лаб.№	Номер скважины	Глубина отбора образца, м	Влажность, %	Плотность грунта, г/см3	Плотность сухого грунта, г/см3	Плотность частиц грунта, г/см3	Пористость, %	Коэффициент пористости	Коэффициент водонасыщения, д.е.	Истираемость, д.е.	Рсж в природном состоянии Рс, Мпа	Рсж в возд. сухом состоянии Рс, Мпа	Рсж в водонасыщенном состоянии Рс, Мпа
Аср Среднее знач.				1,10	2,65	2,62	2,94	10,94	0,12	0,27		97,11	90,68	83,28
Расчётное значение 0.85				0,98	2,62	2,59	2,91		0,12			90,79	84,52	77,80
Расчётное значение 0.95				0,89	2,60	2,57	2,89		0,12			86,28	80,13	73,90

ИГЭ 3805322 Алевролит средней прочности, плотный, среднепористый, средневыветрелый, неразмягчаемый

№ п/п	Лаб.№	Номер скважины	Глубина отбора образца, м	Влажность, %	Плотность грунта, г/см3	Плотность сухого грунта, г/см3	Плотность частиц грунта, г/см3	Пористость, %	Коэффициент пористости	Коэффициент водонасыщения, д.е.	Рсж в природном состоянии Рс, Мпа	Рсж в возд. сухом состоянии Рс, Мпа	Рсж в водонасыщенном состоянии Рс, Мпа
Аср Среднее знач.				1,87	2,52	2,47	2,92	15,34	0,18	0,30	56,21	51,71	47,23
Расчётное значение 0.85				1,61	2,51	2,46	2,89		0,17		54,32	50,18	45,47
Расчётное значение 0.95				1,41	2,50	2,46	2,86		0,16		52,91	49,05	44,16

Приложение В

Результаты расчетов растепления

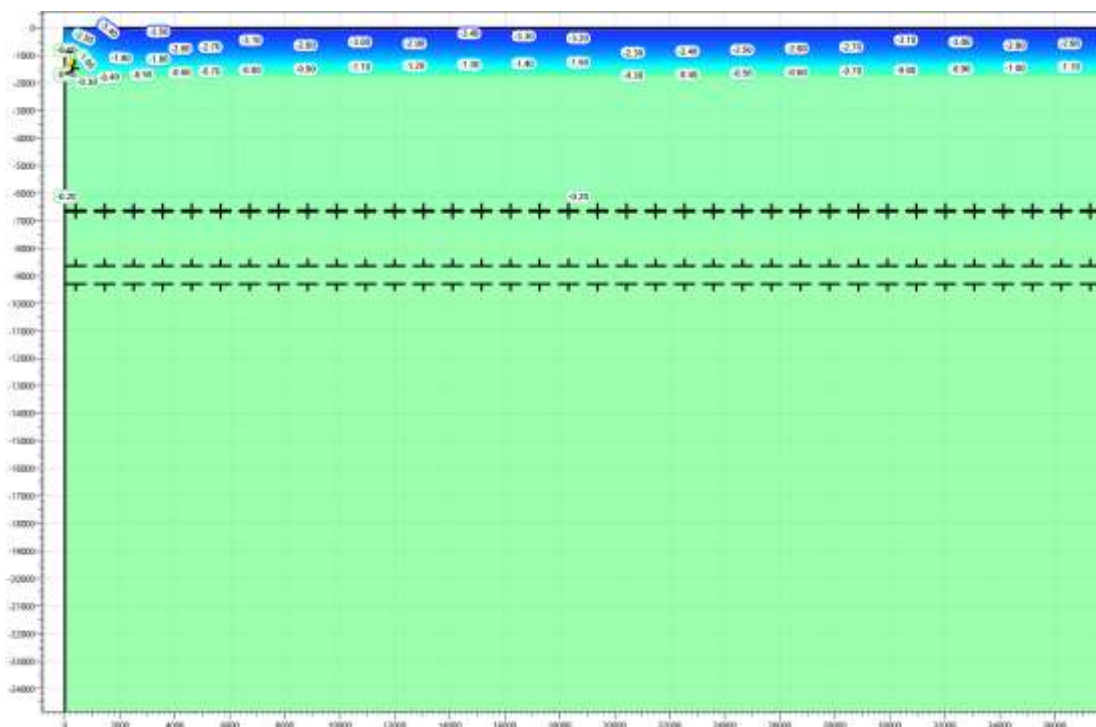


Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

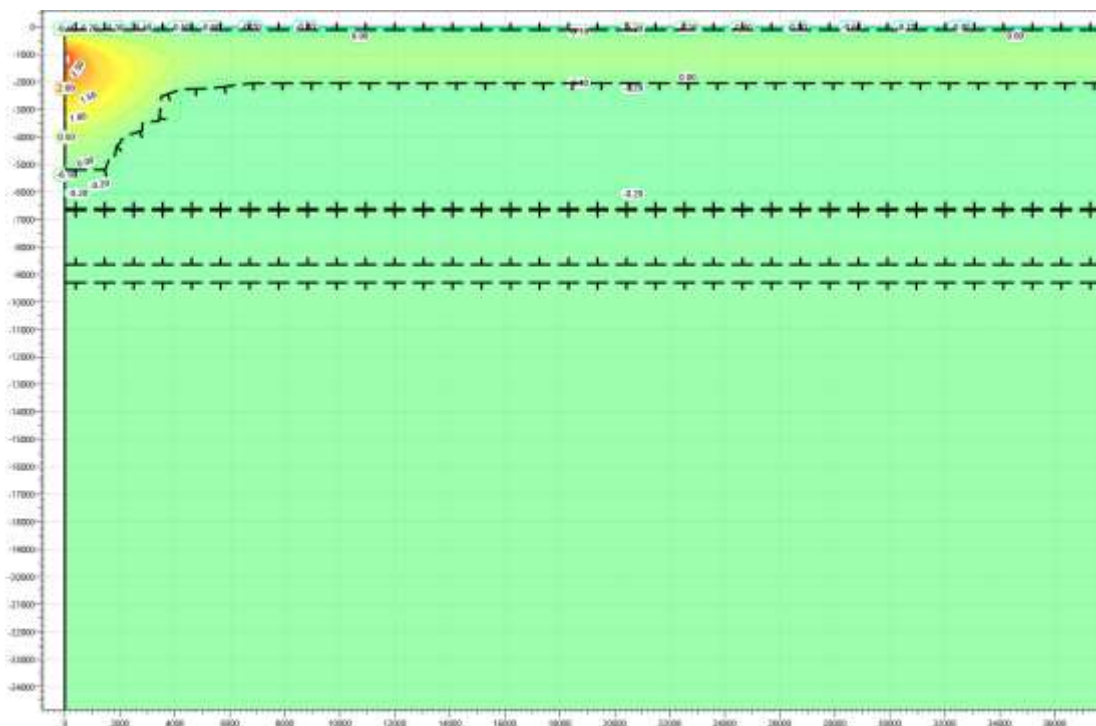


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

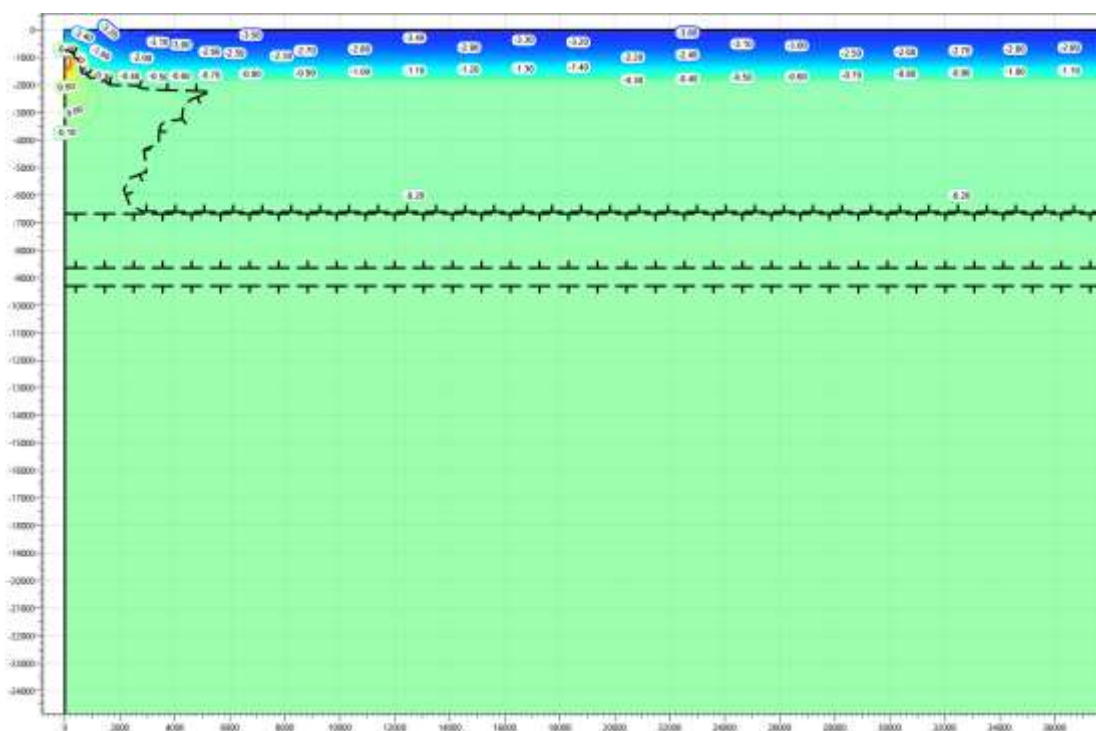


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

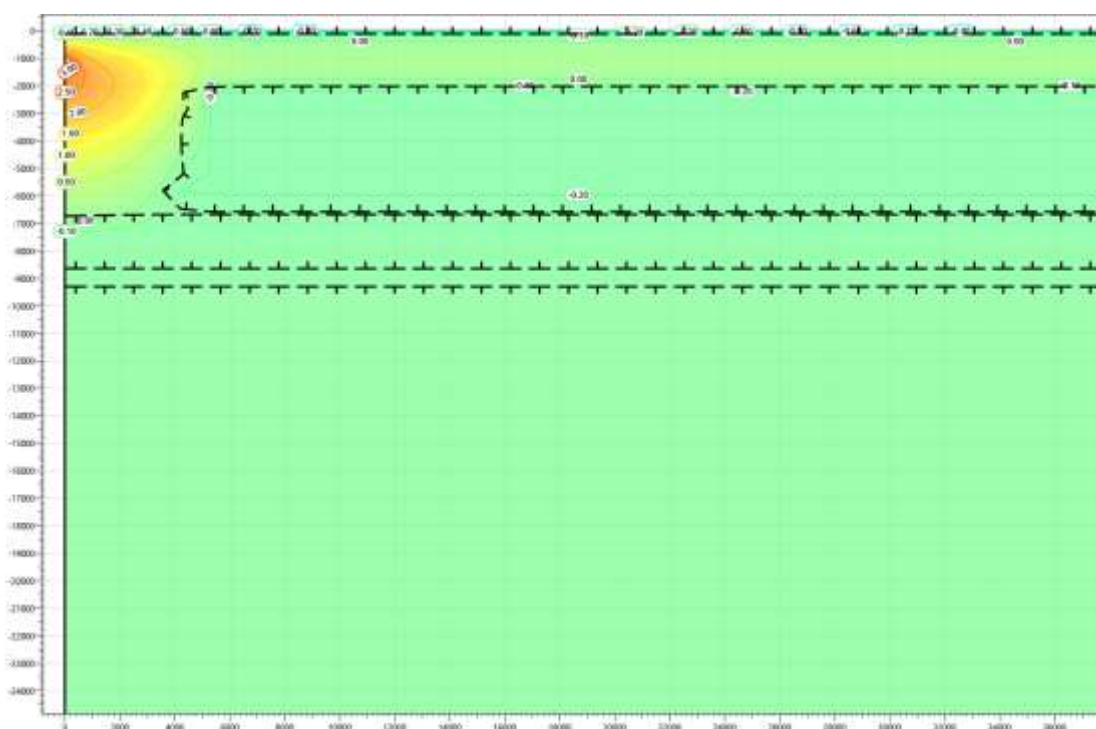


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

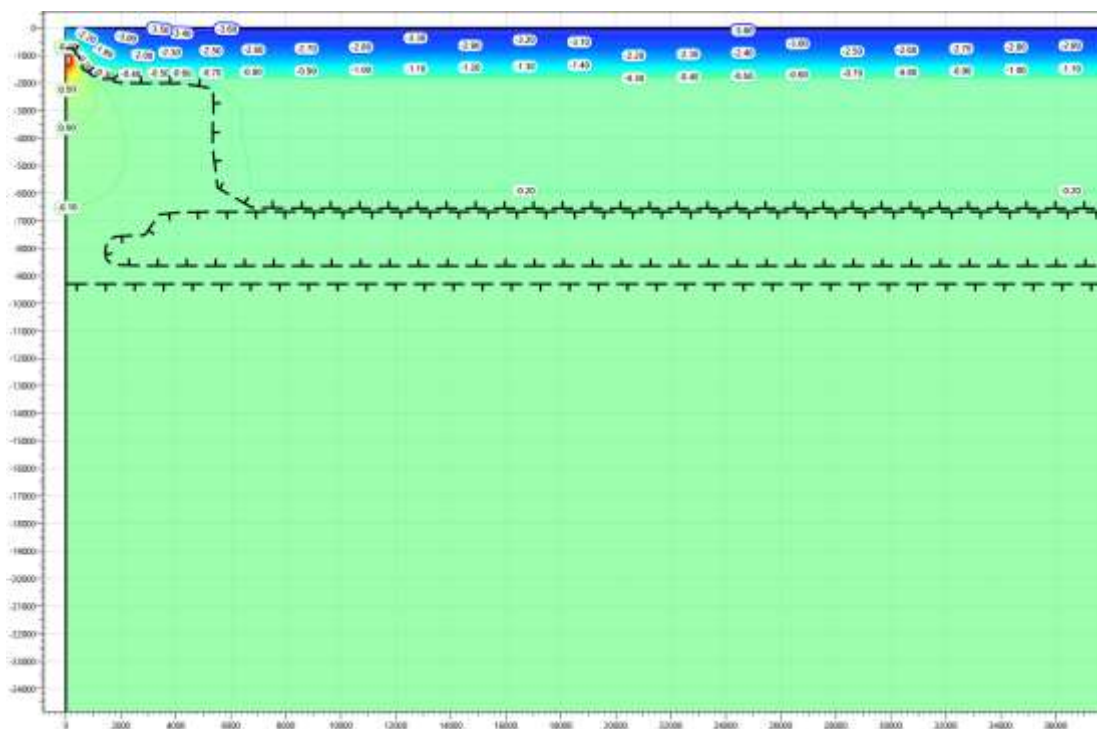


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

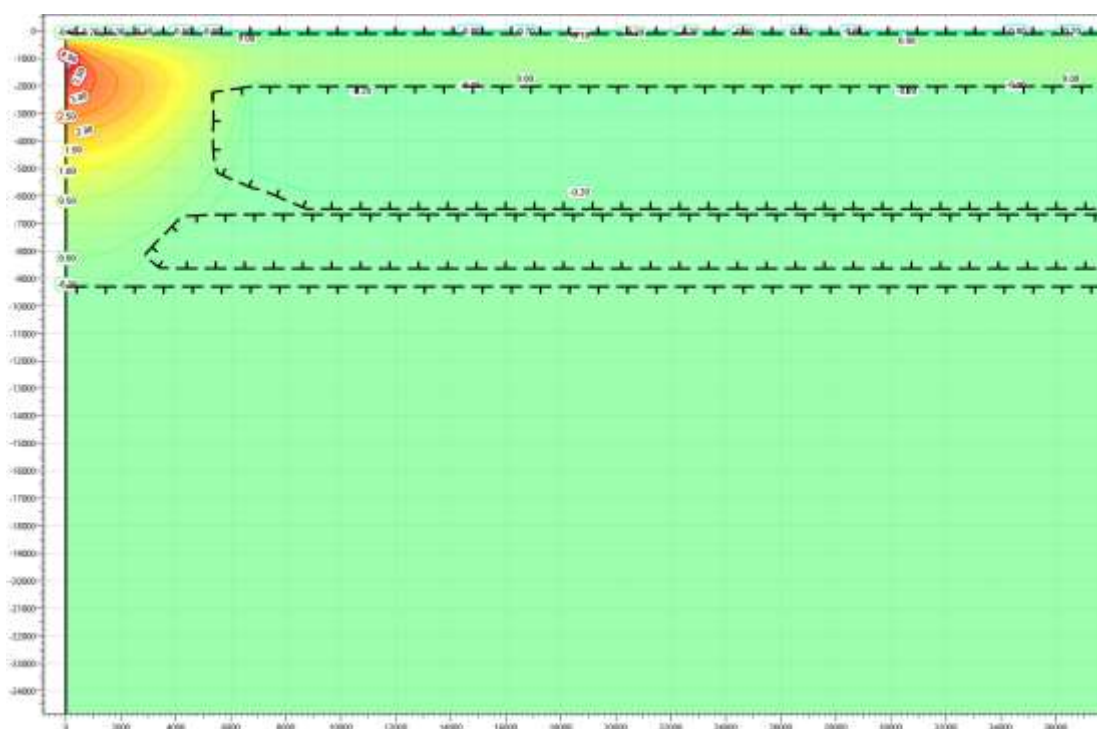


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

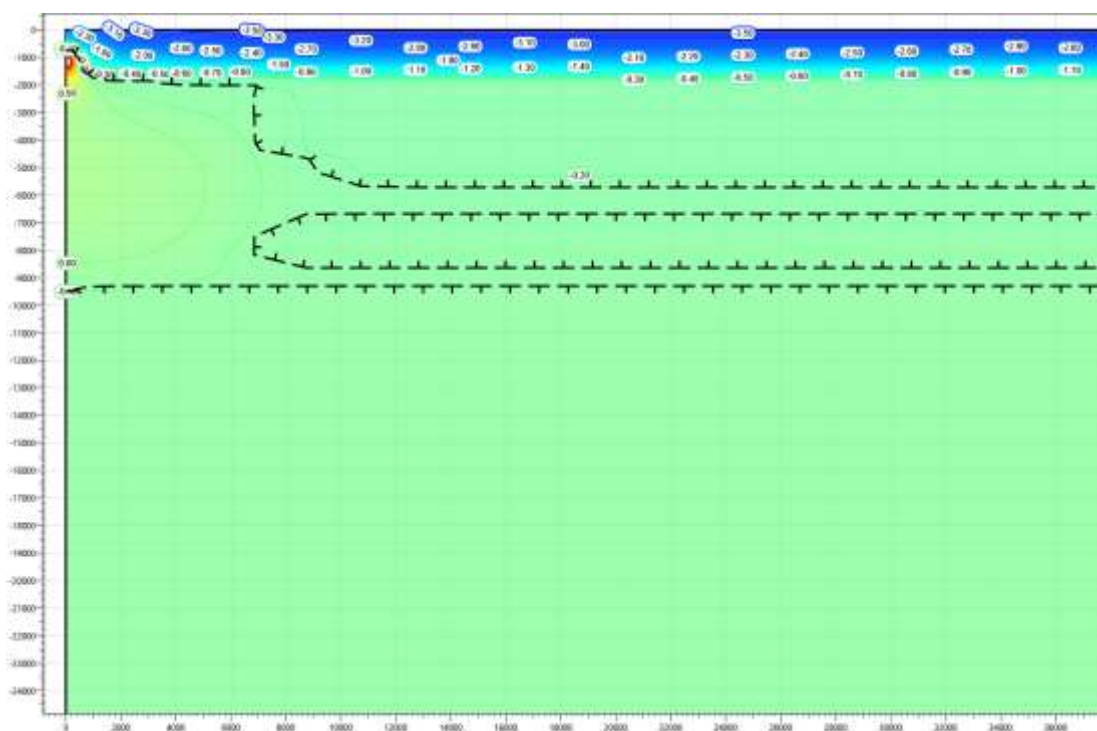


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

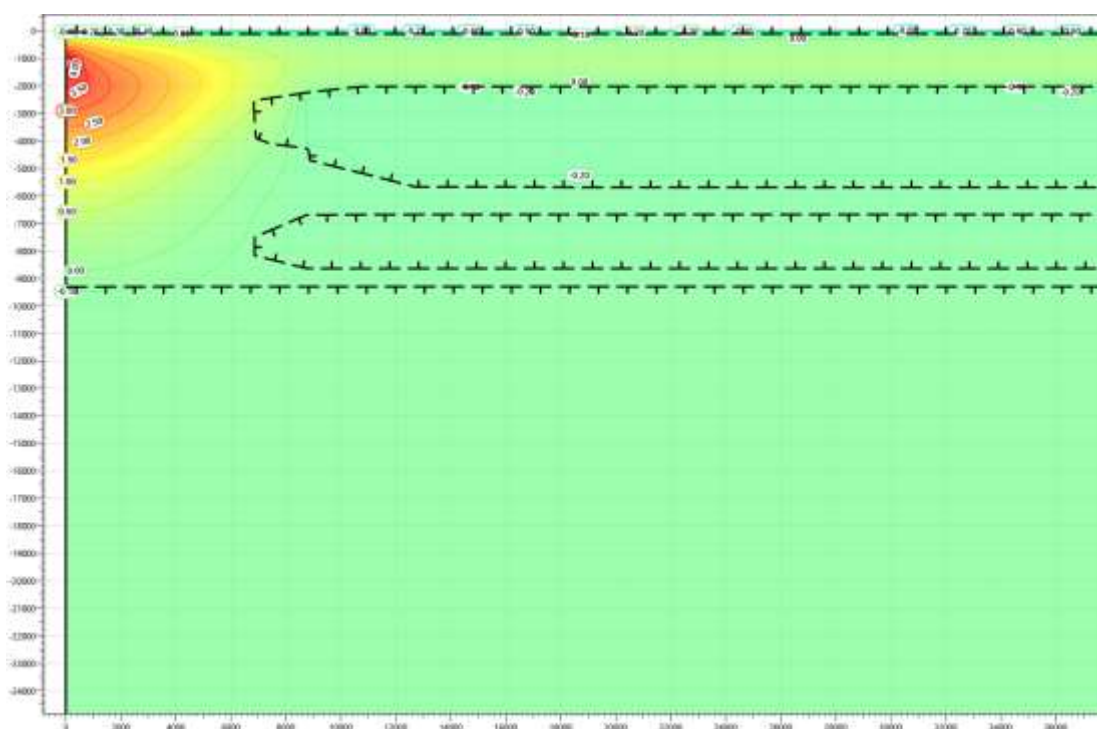


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.



Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

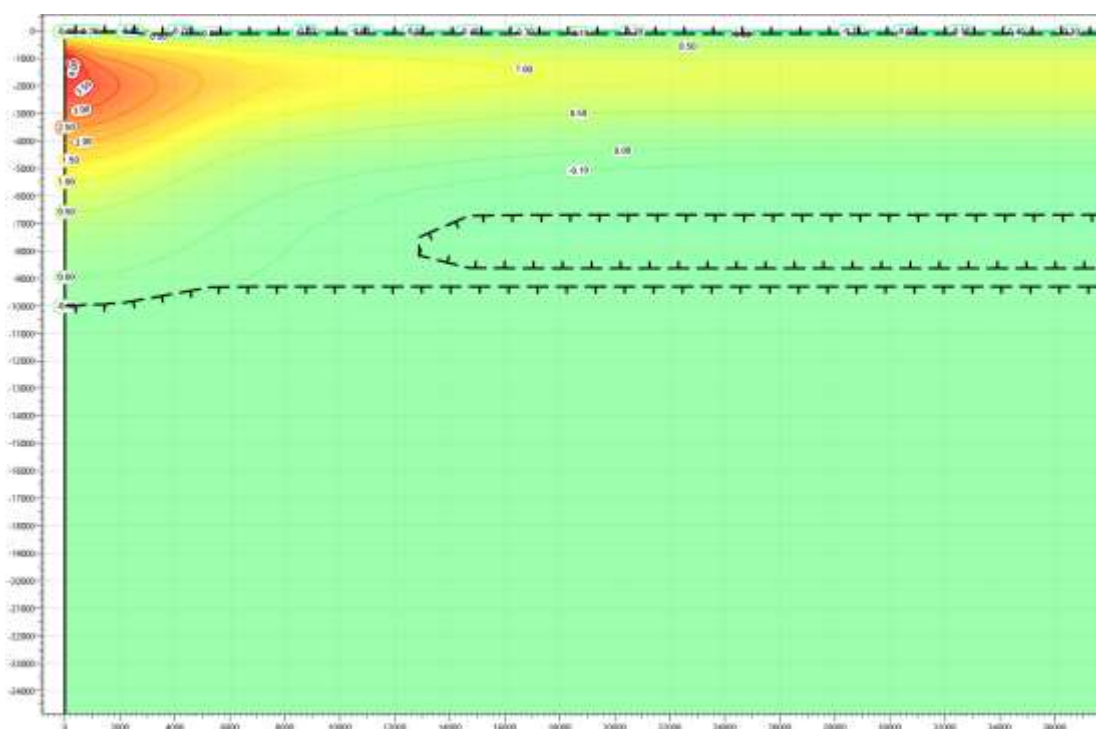


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.



Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

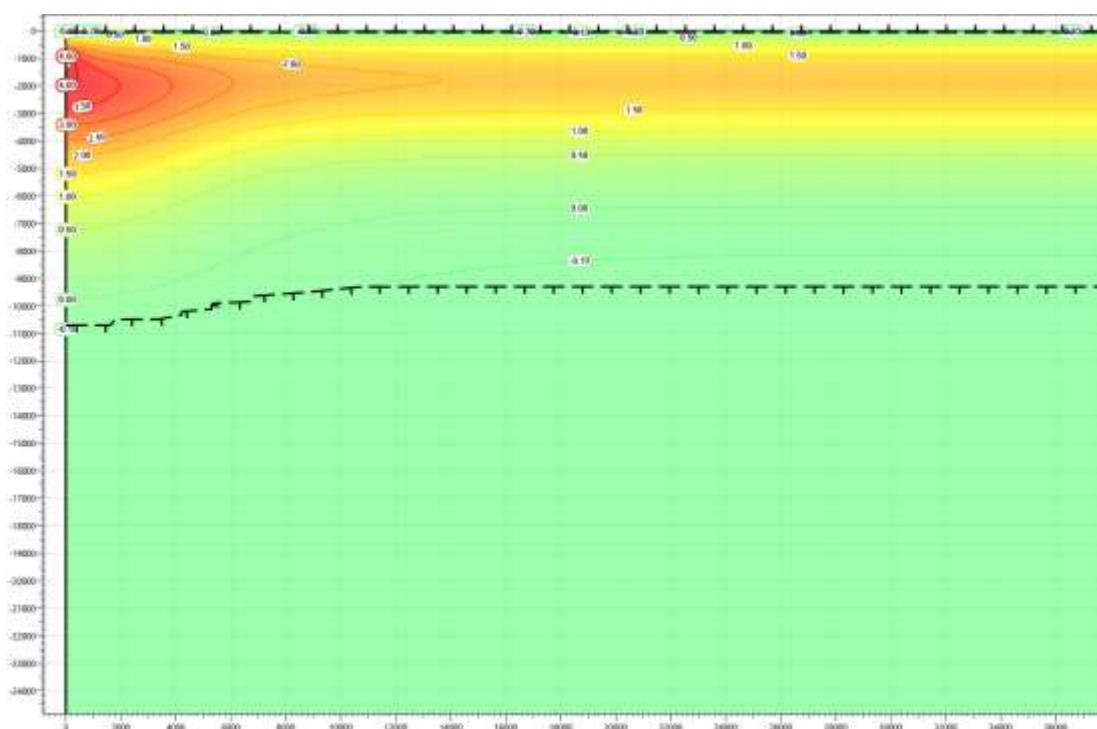


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

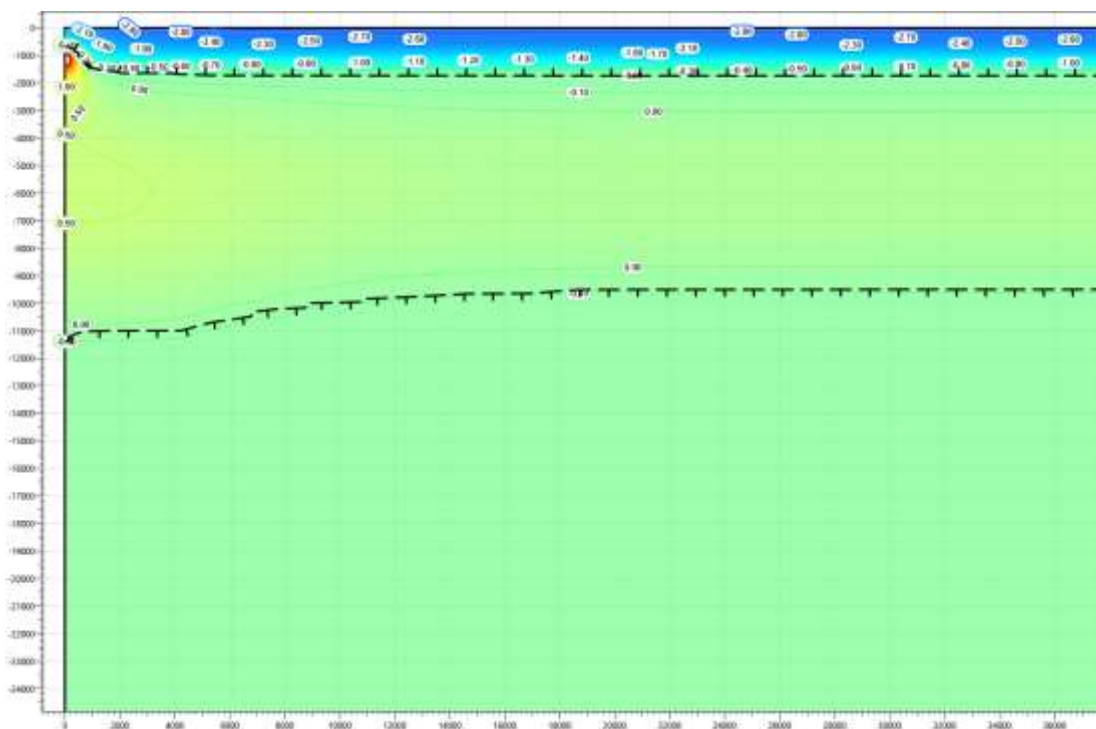


Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

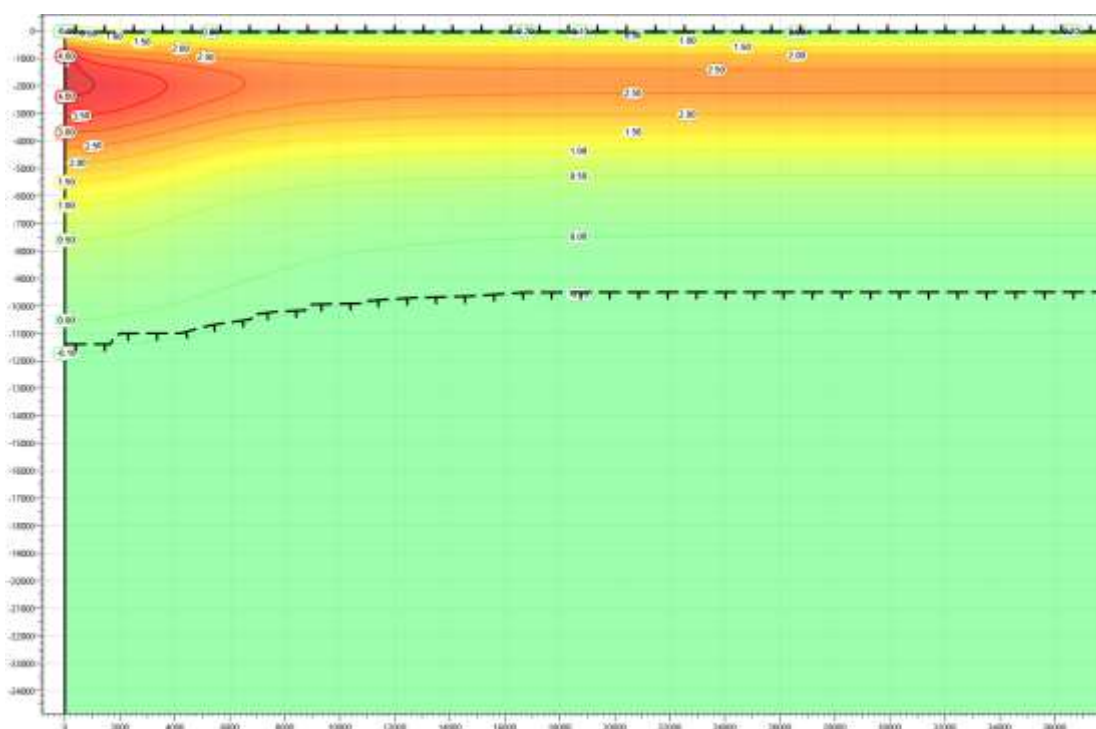


Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 34+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

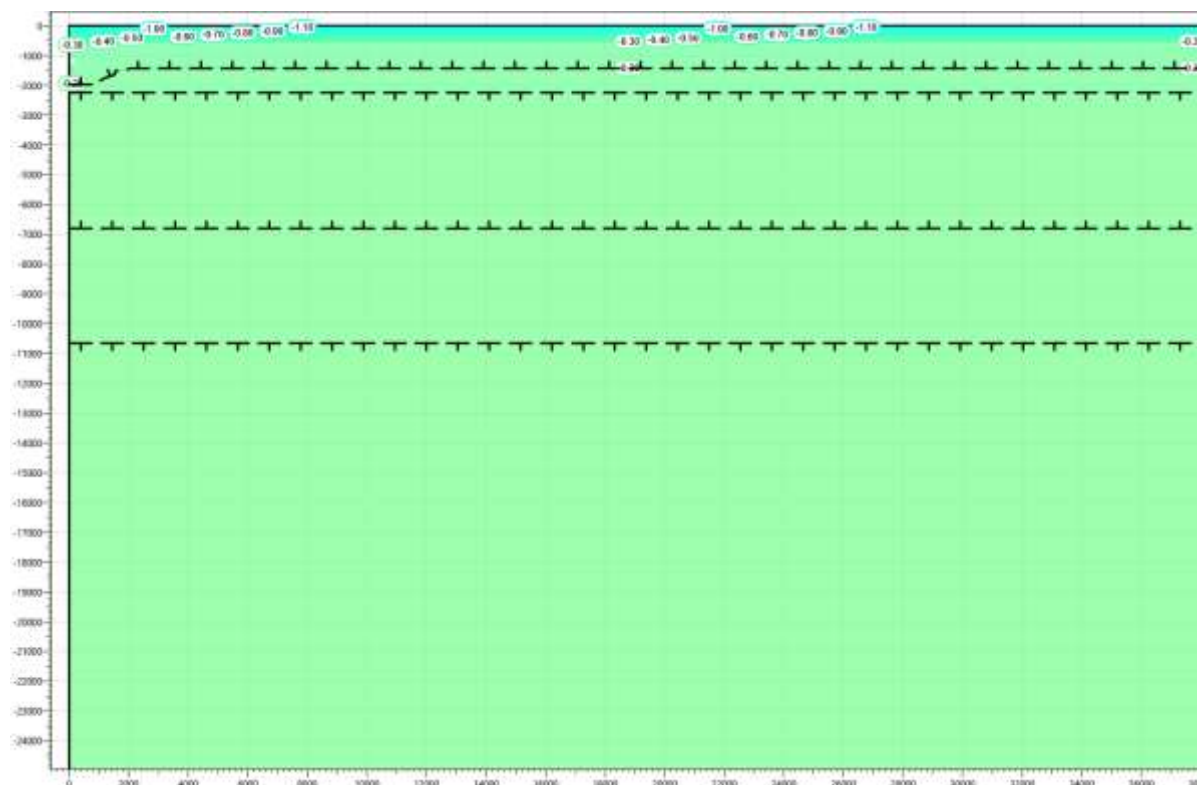


Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

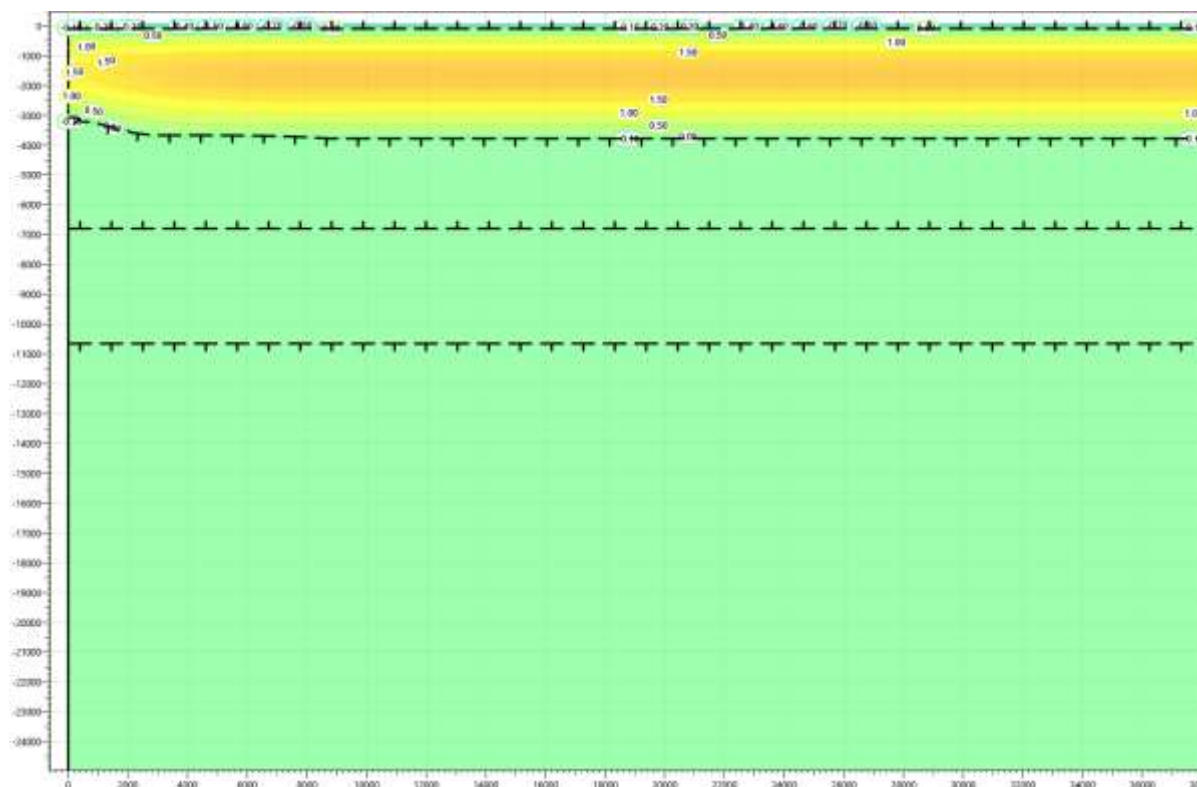


Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.



Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.



Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.



Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

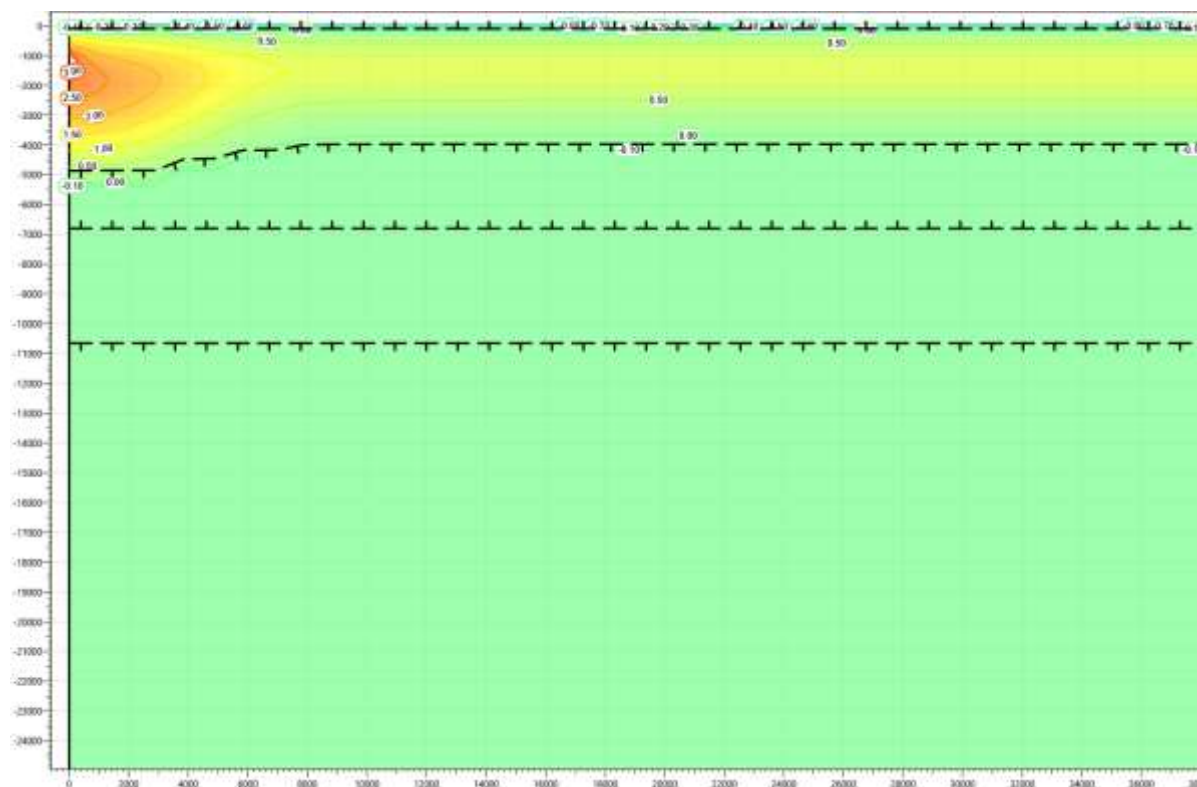


Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.



Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

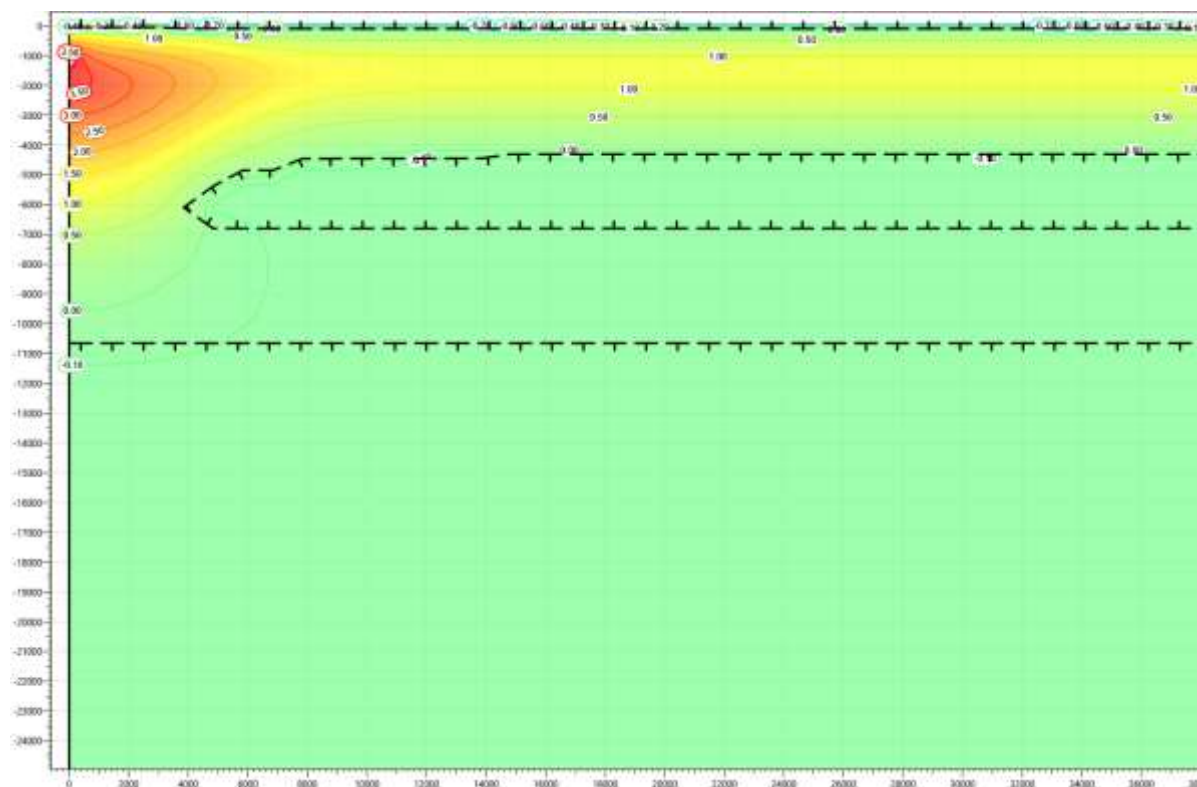


Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.



Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

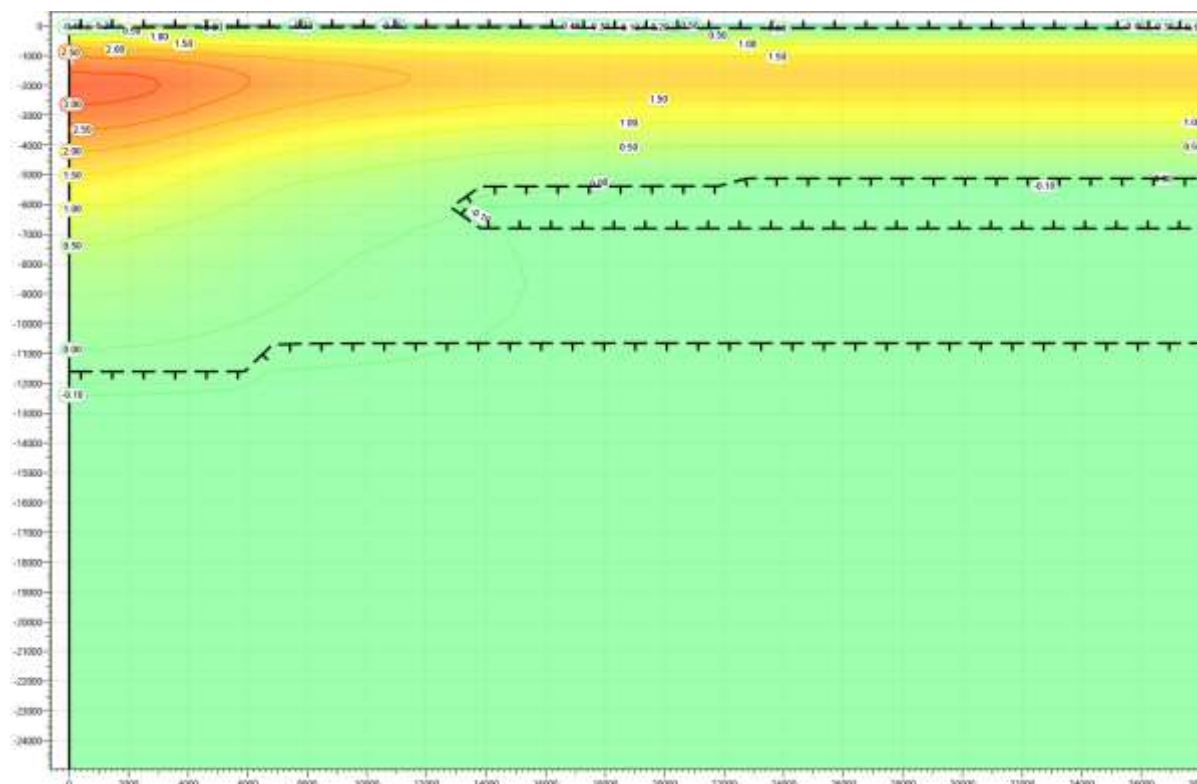


Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.



Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

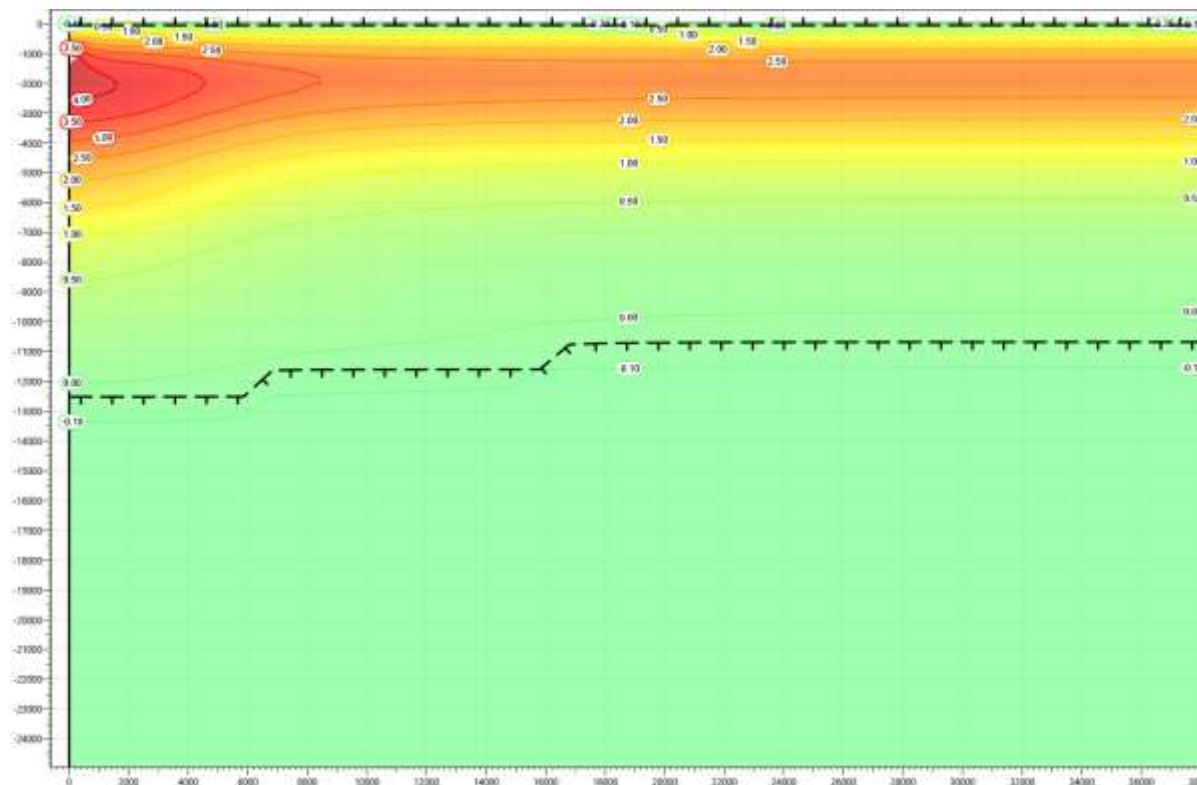


Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.



Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

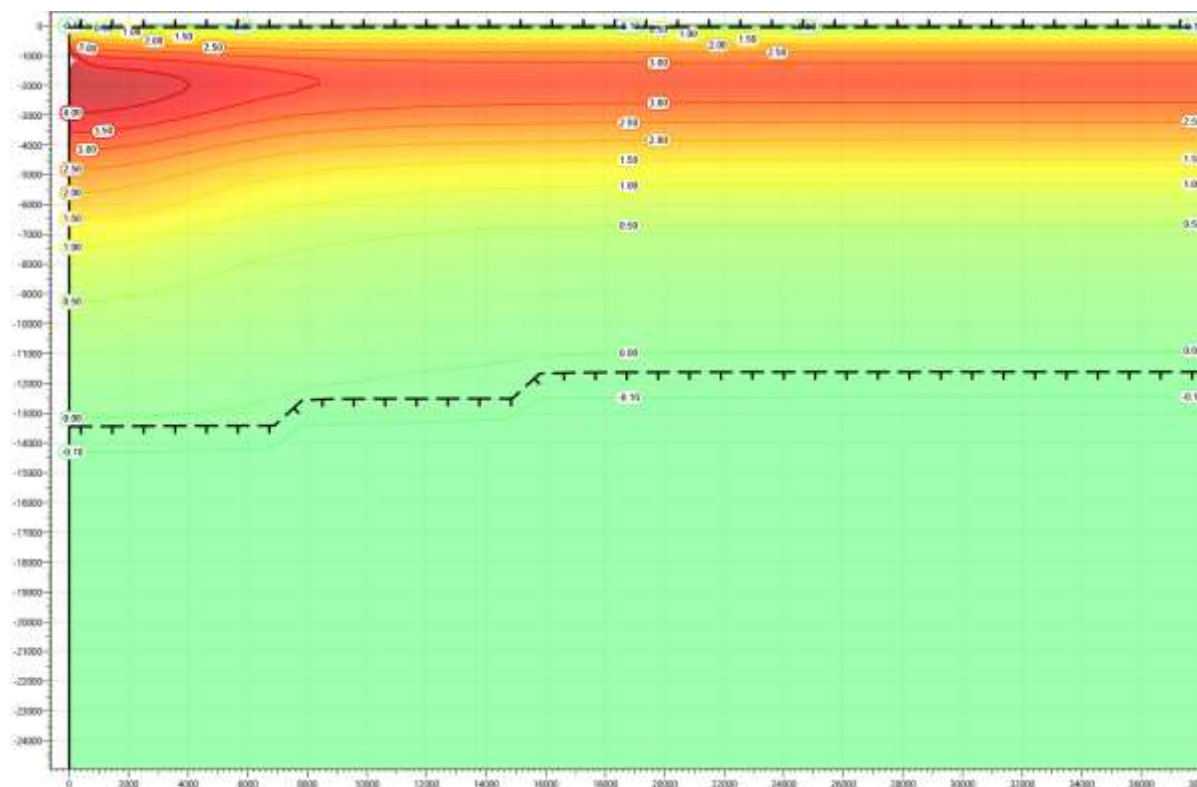


Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 300 от КП206-13 в районе ПК 37+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.



Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

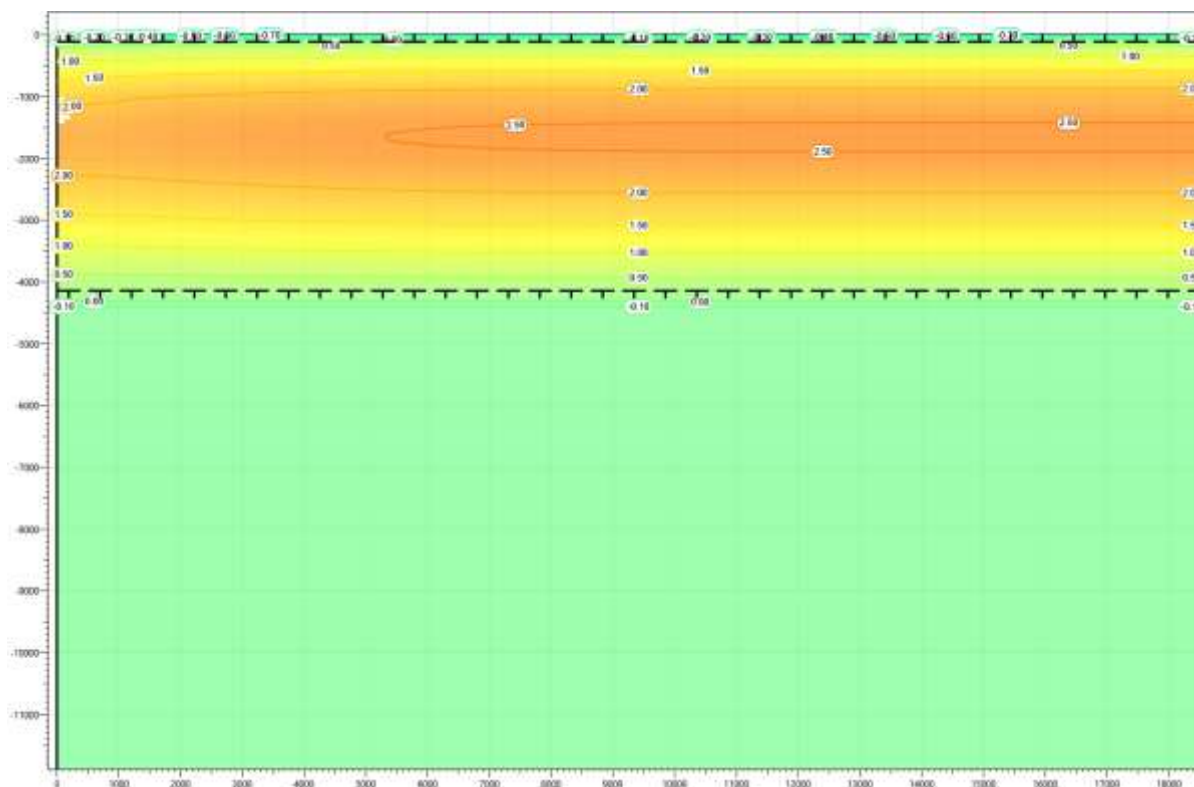


Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

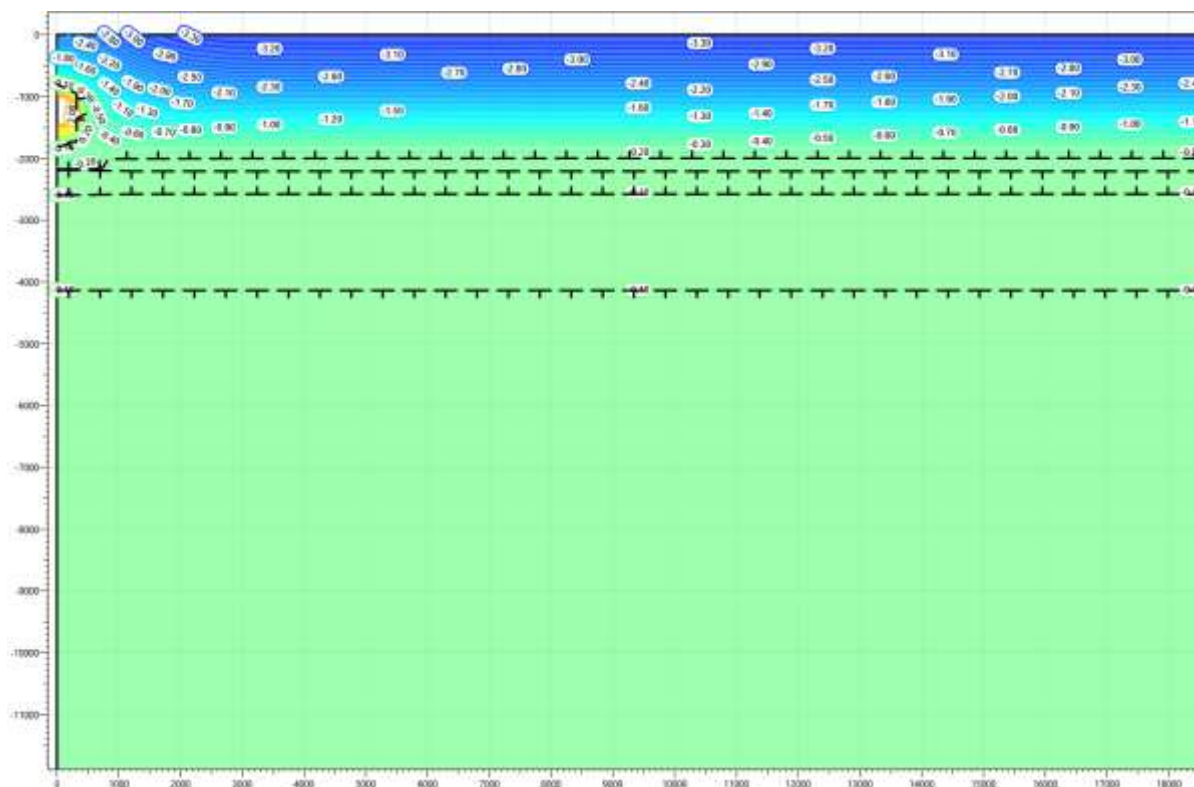


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

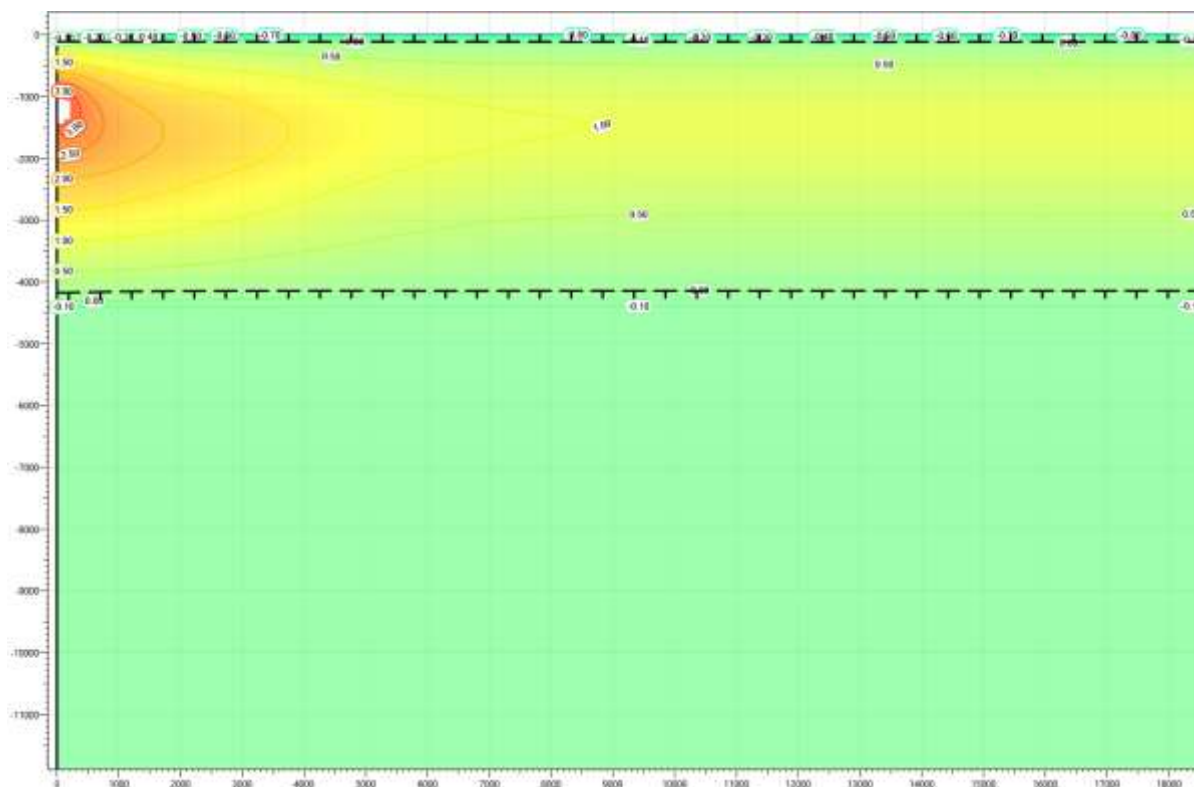


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

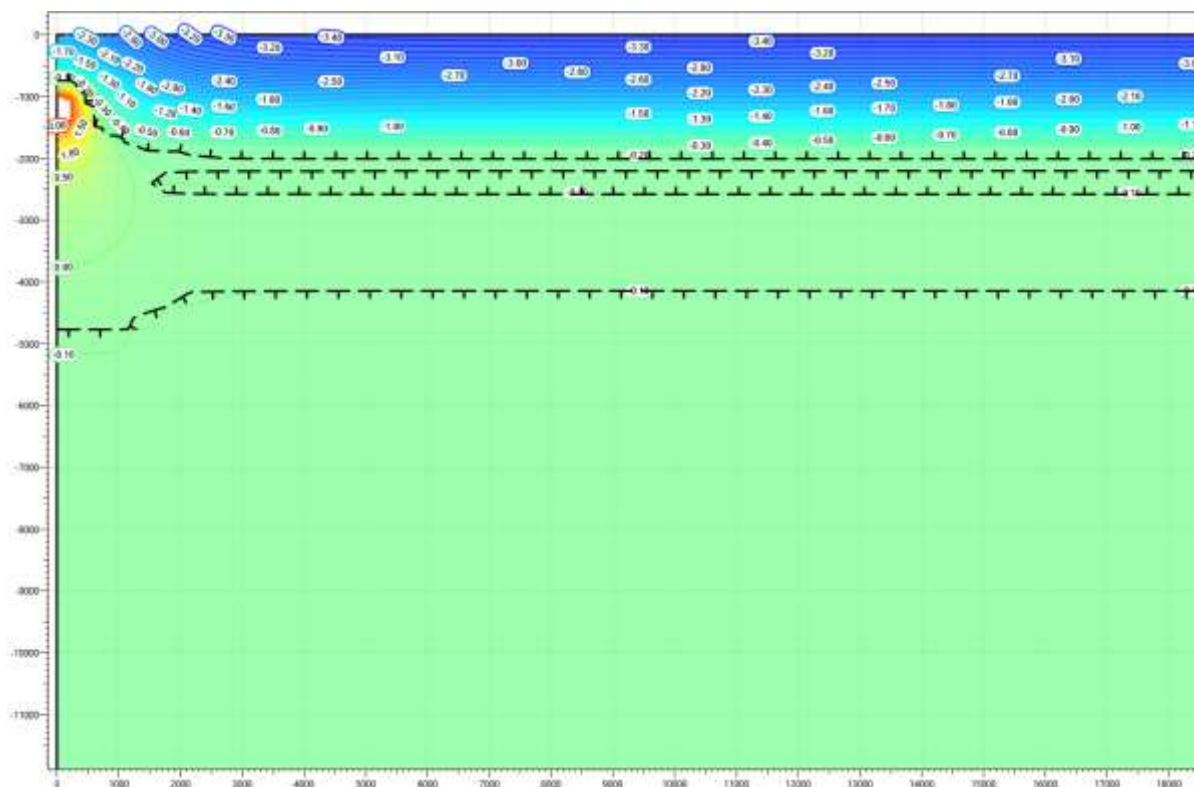


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

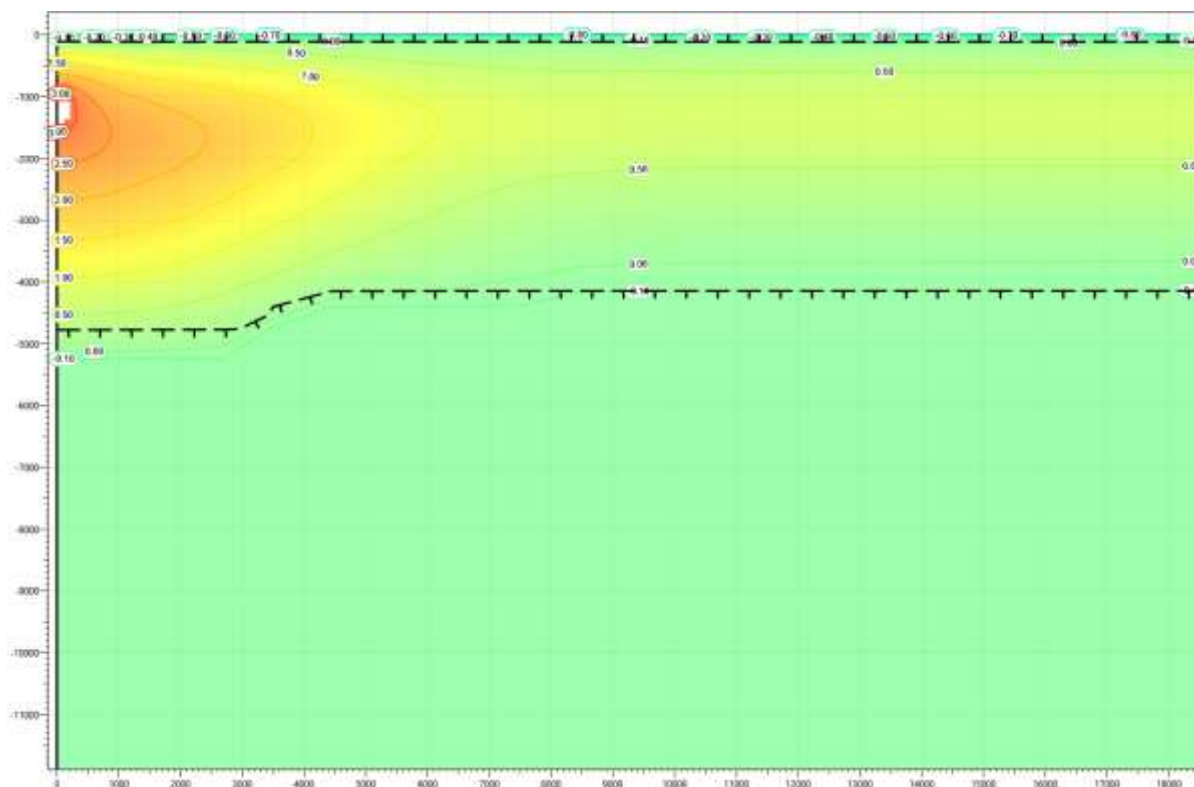


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

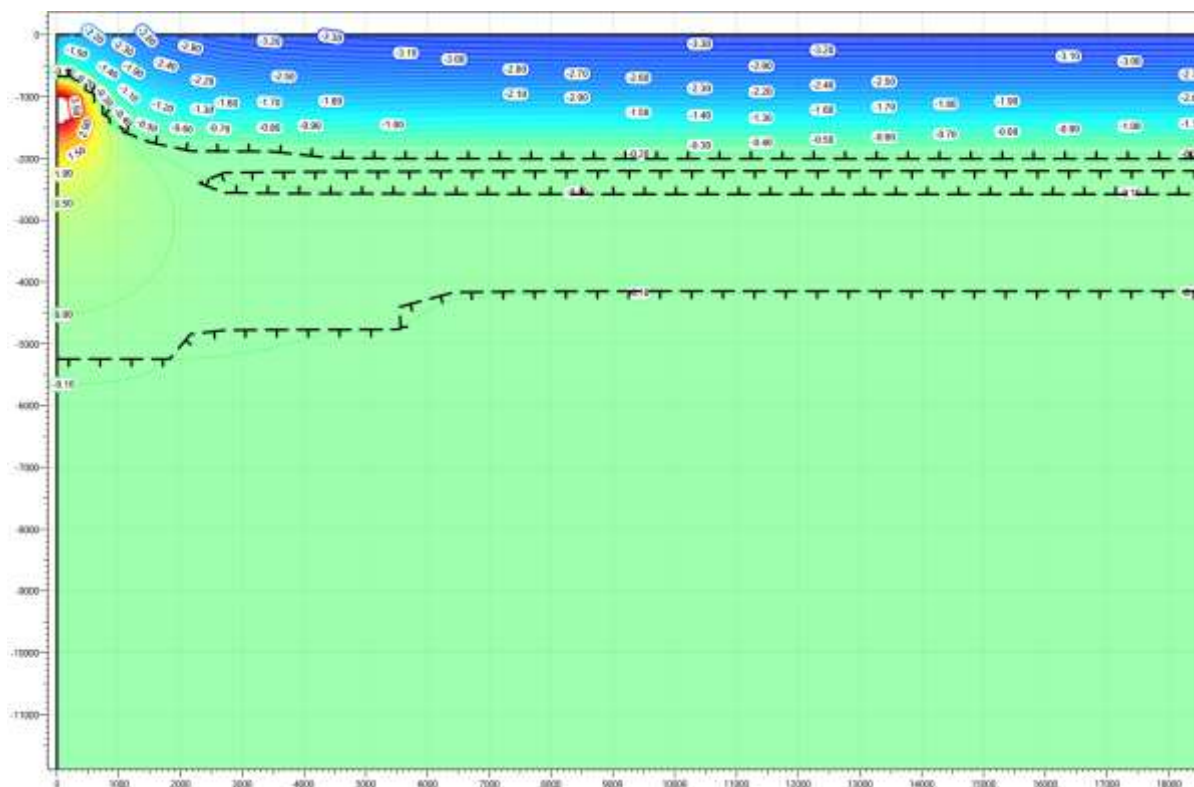


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

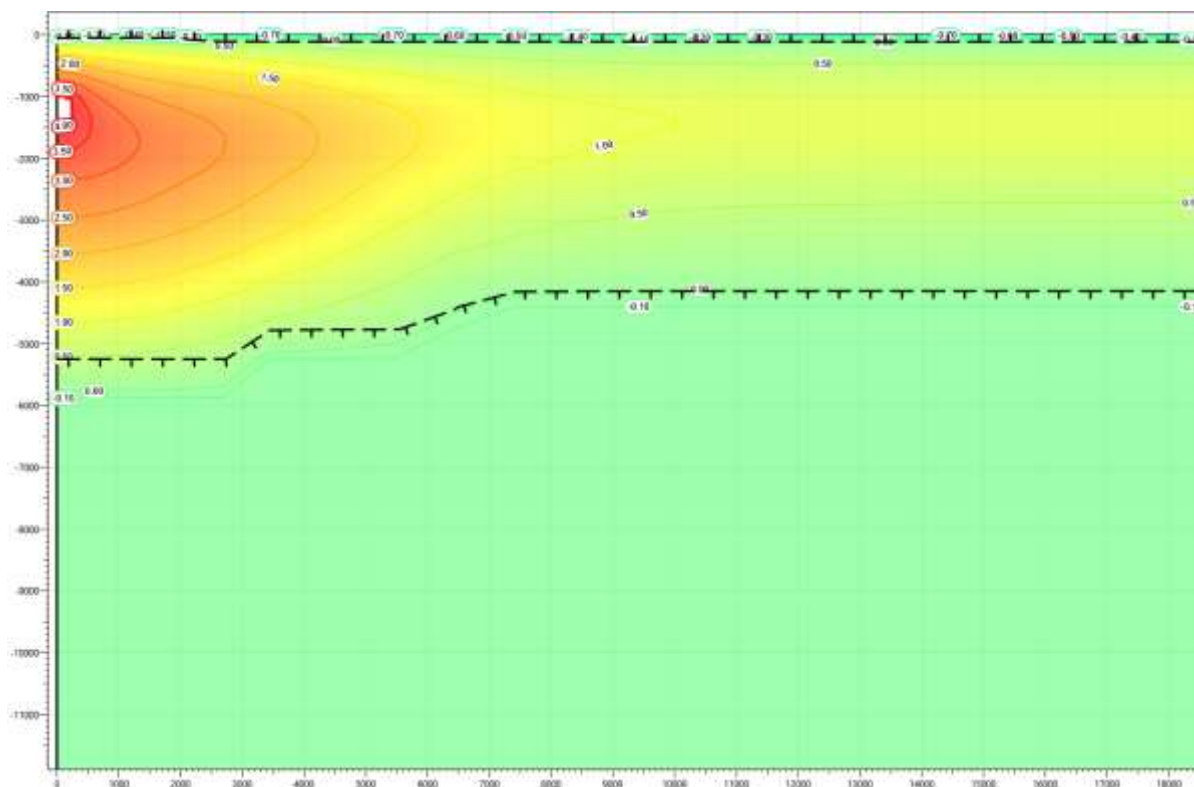


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

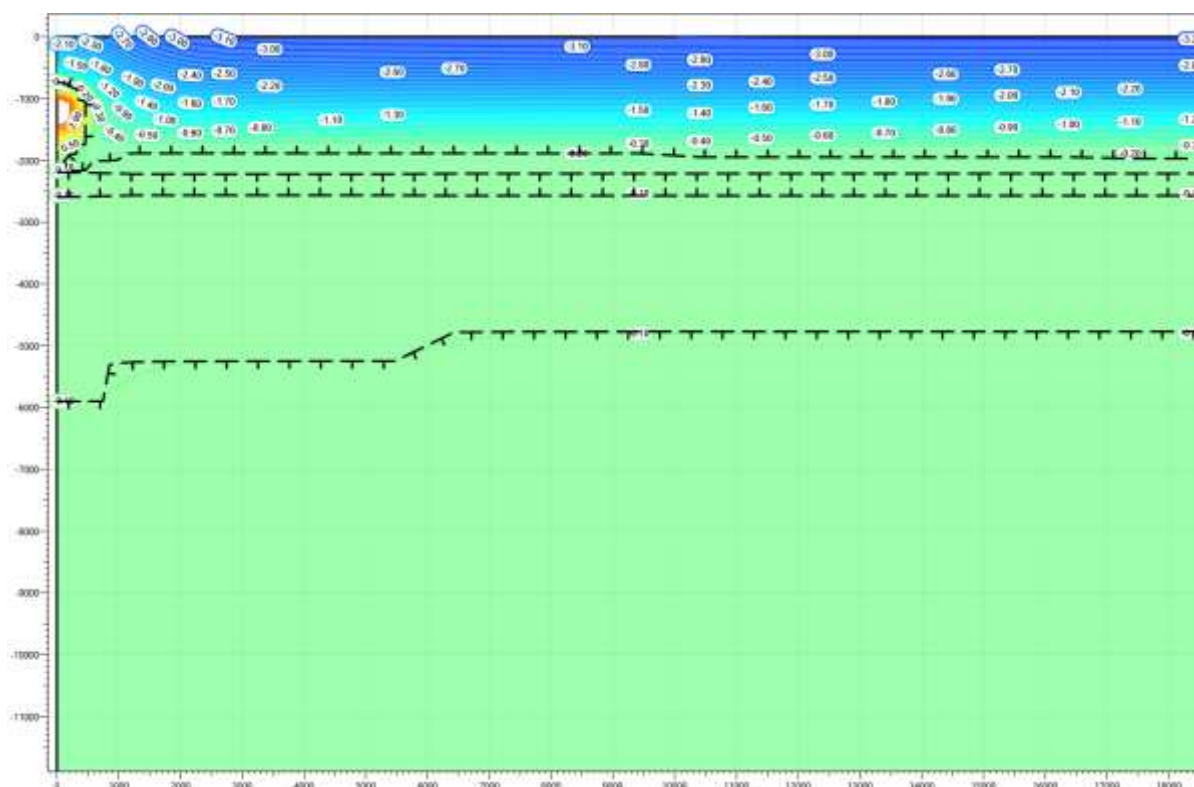


Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

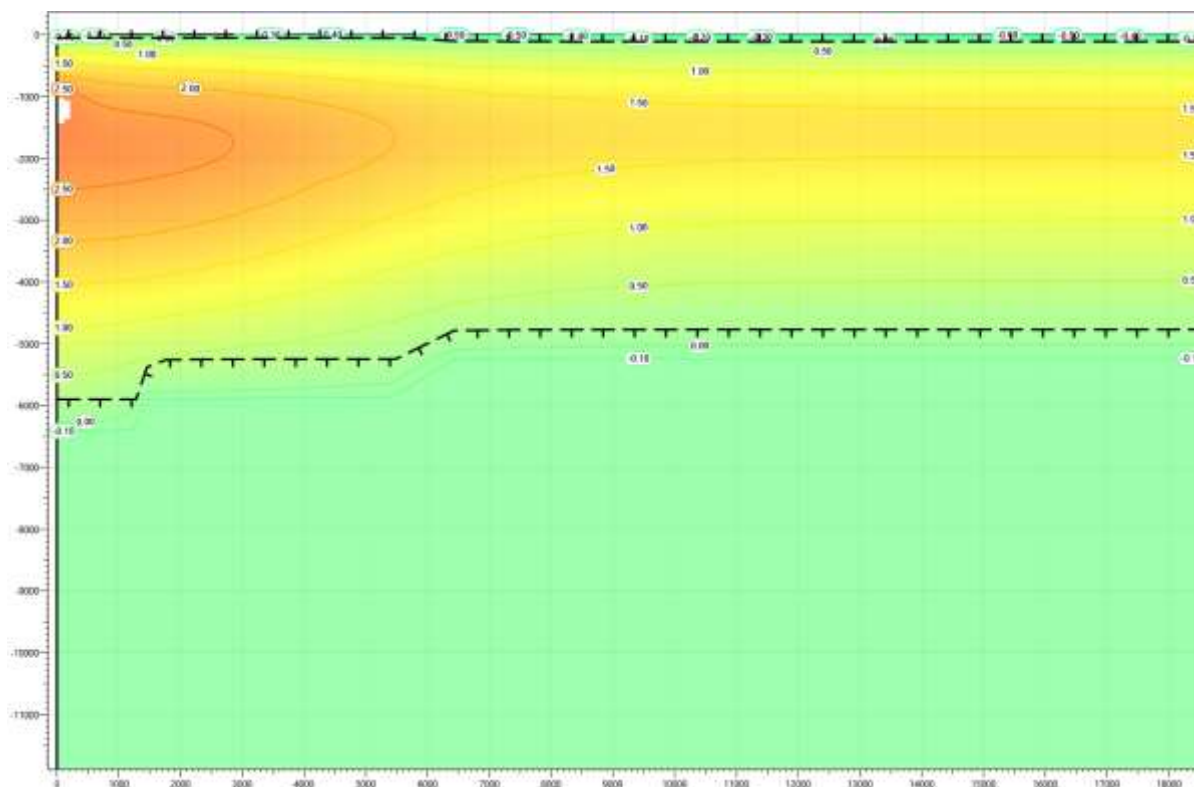


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

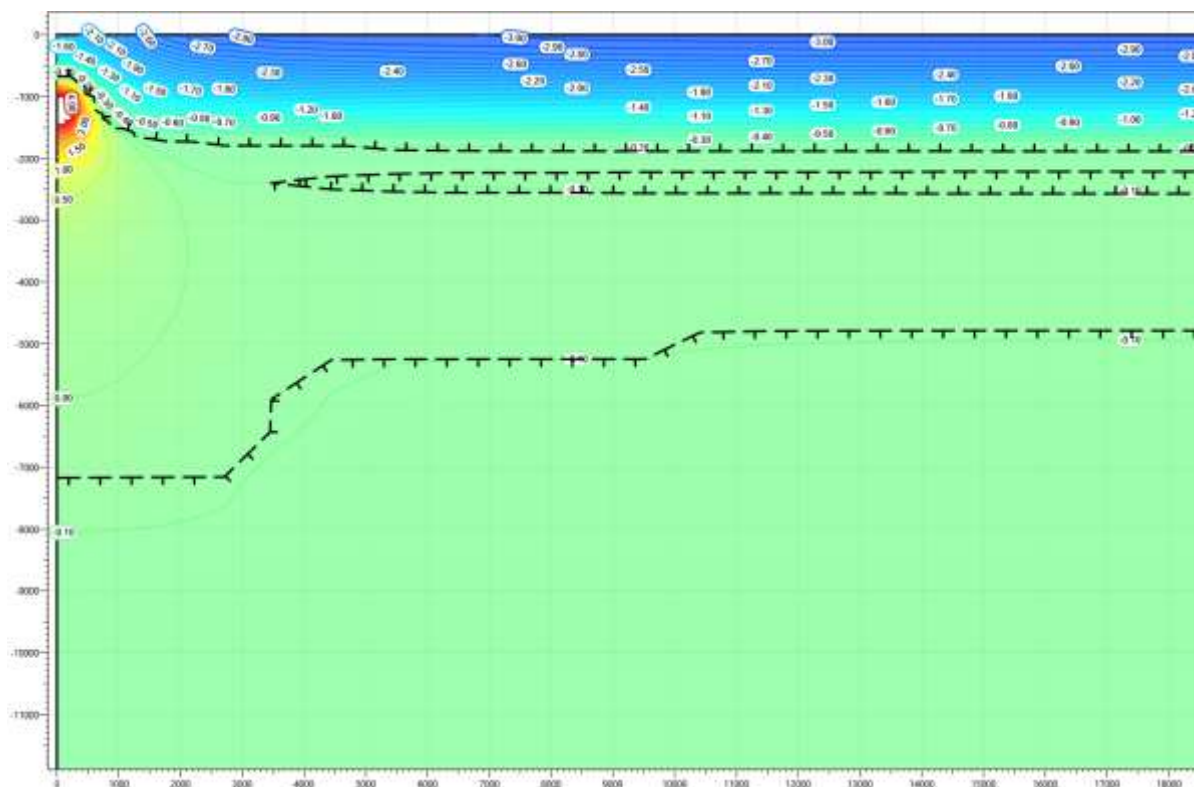


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

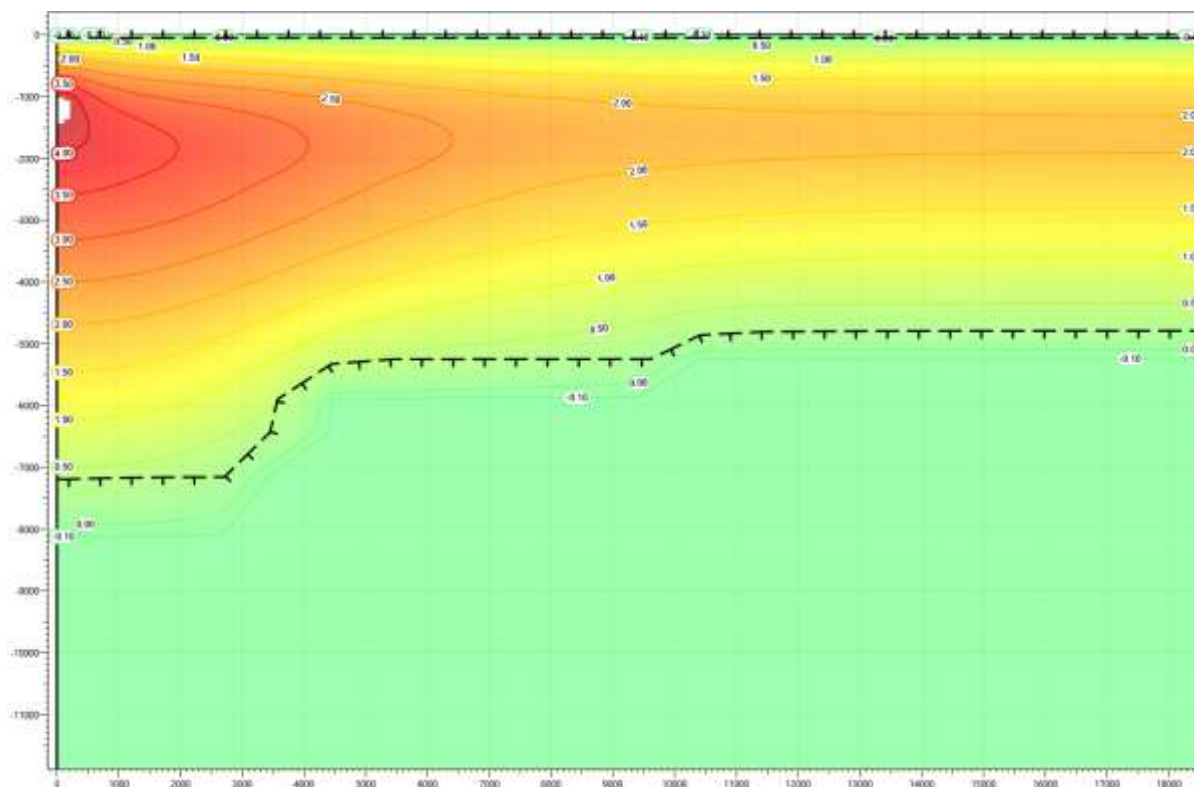


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.



Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

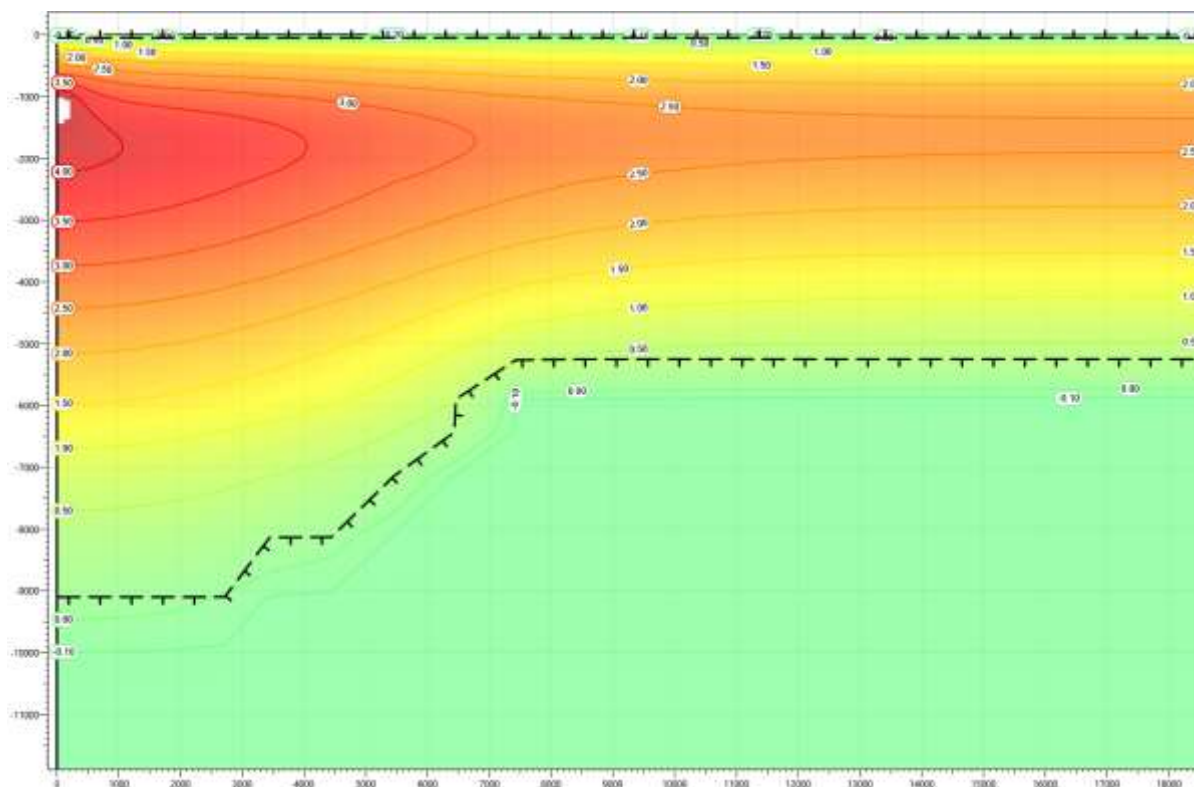


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 169+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

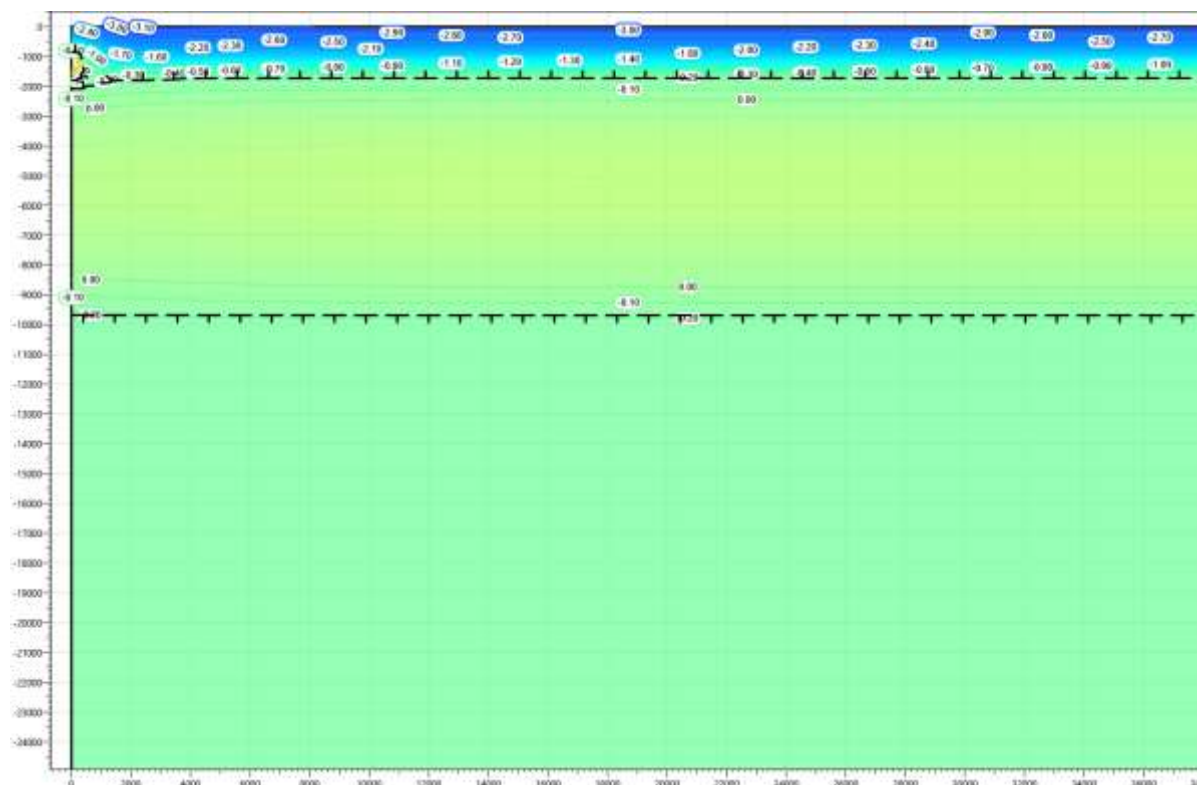


Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

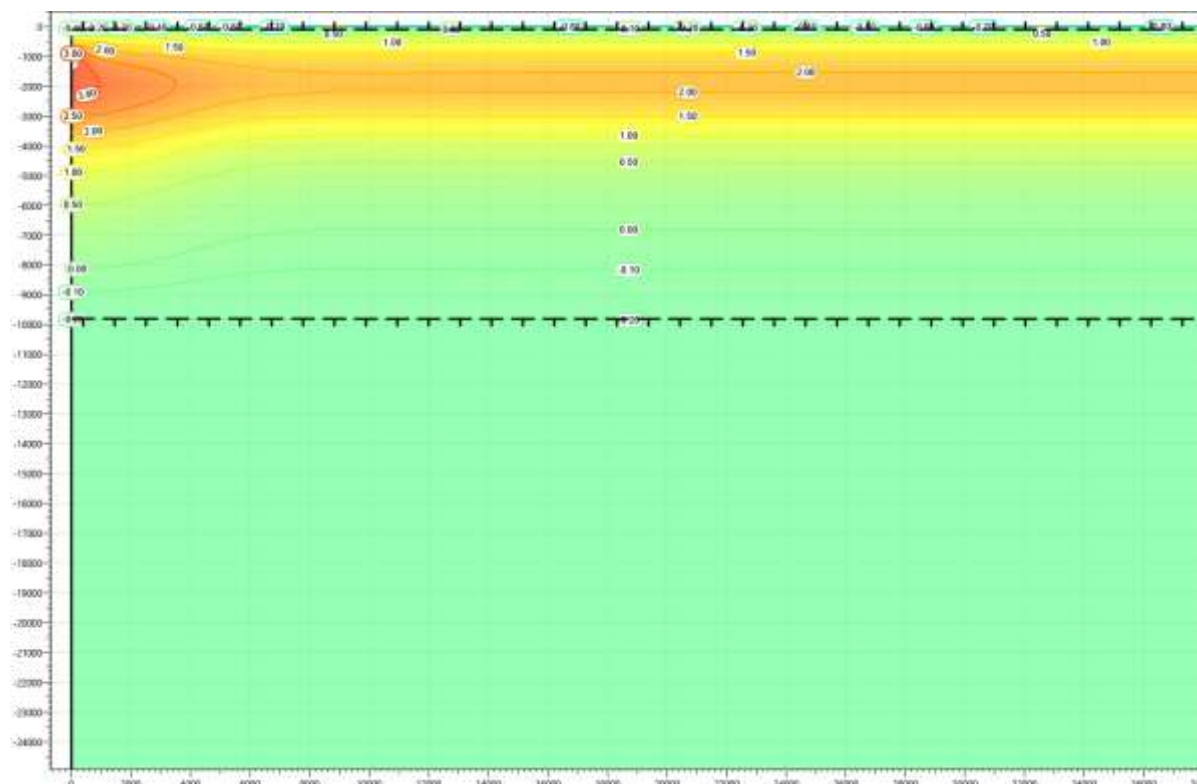


Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

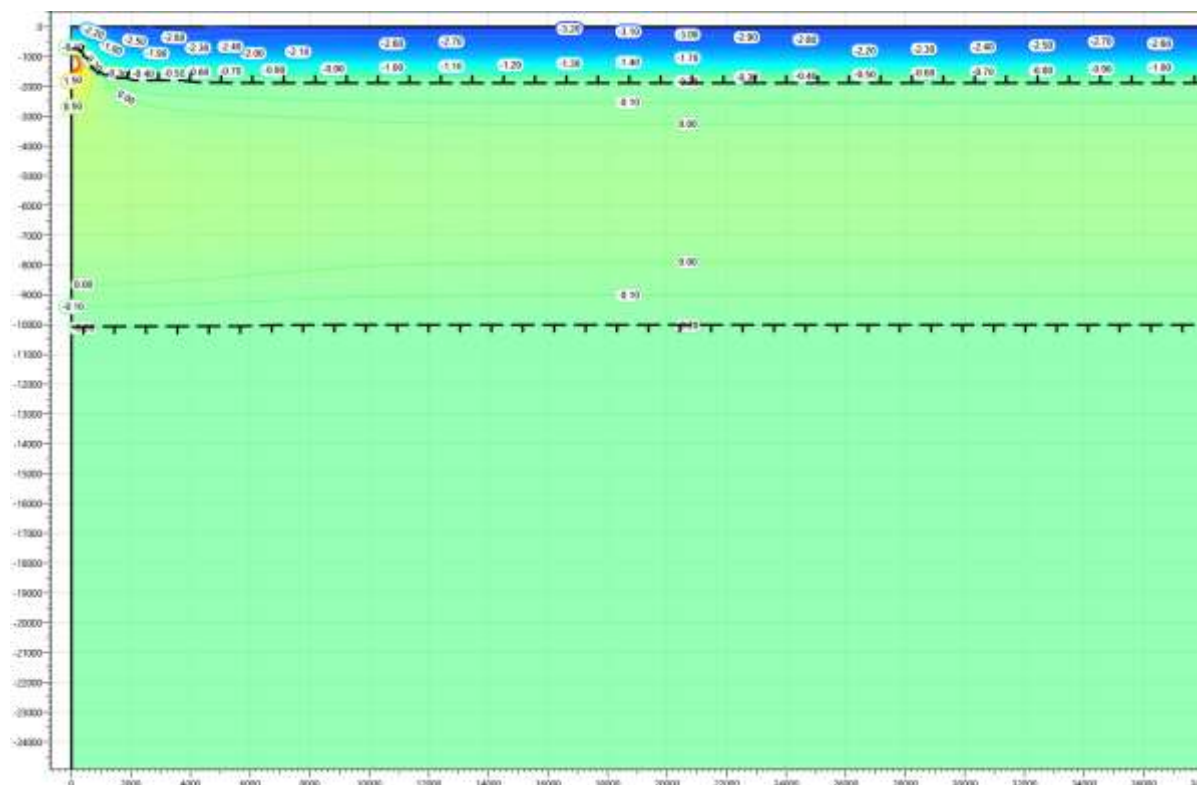


Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

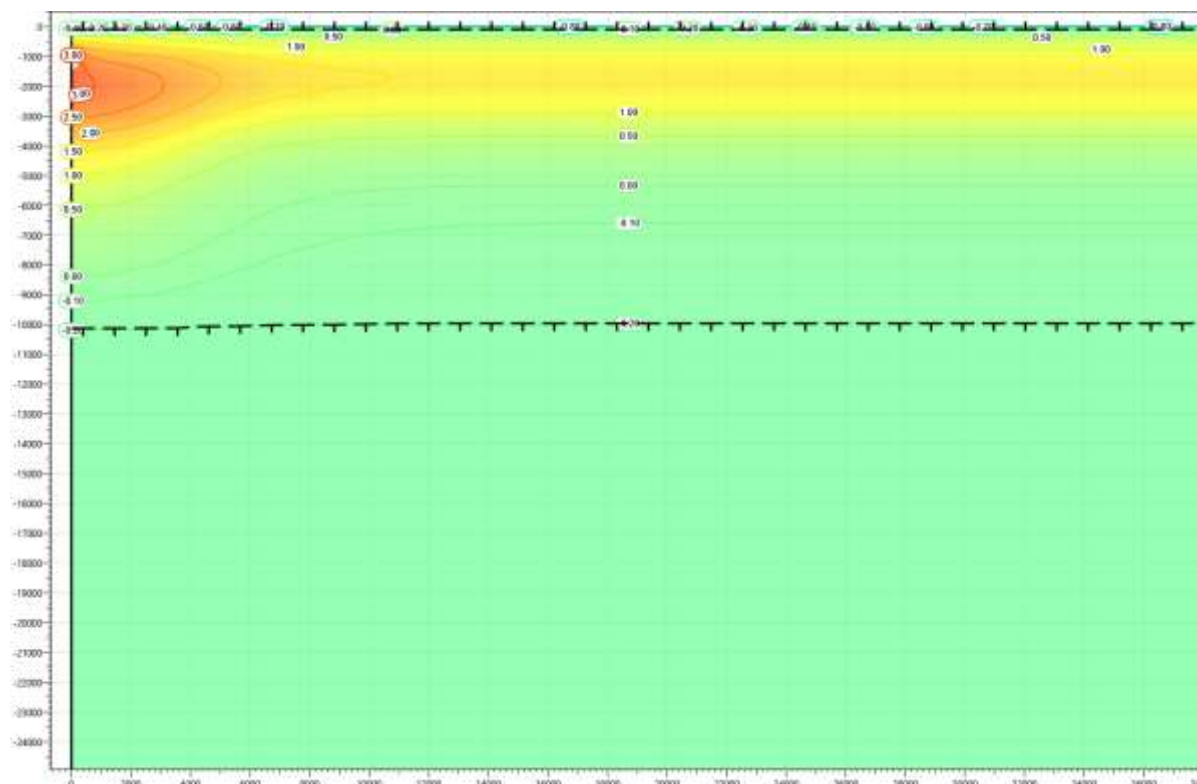


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.



Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

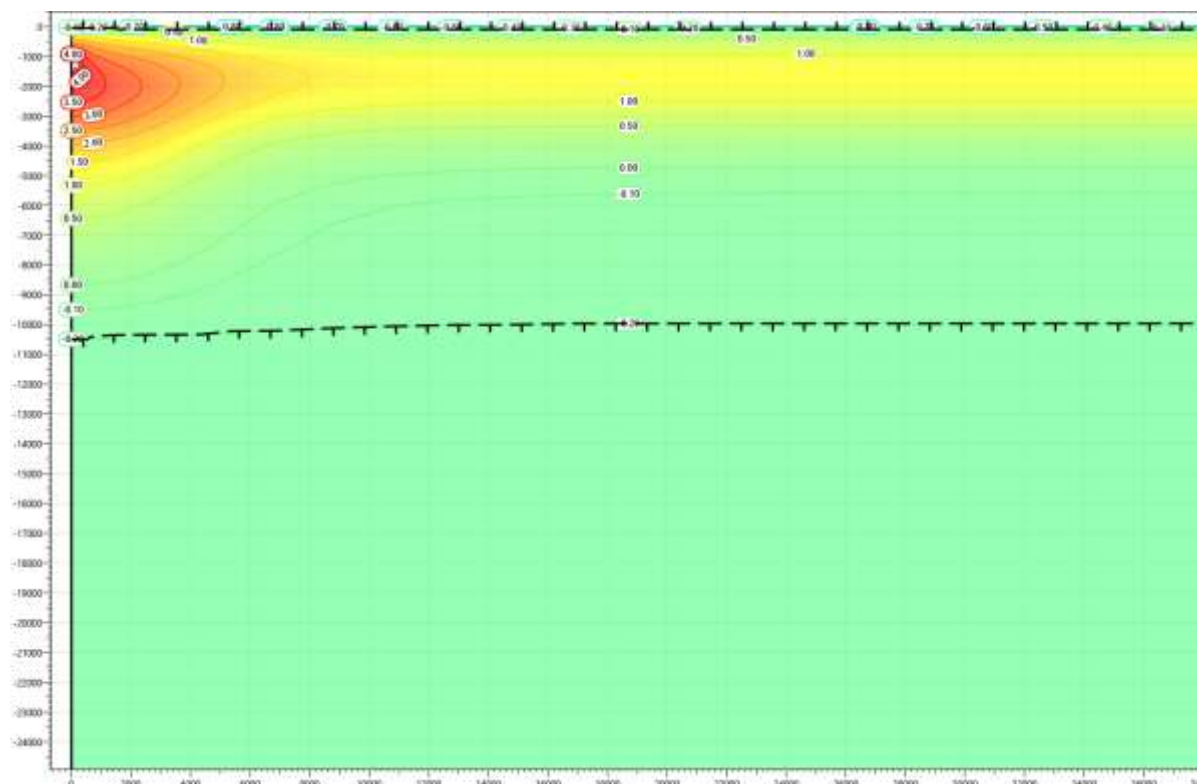


Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

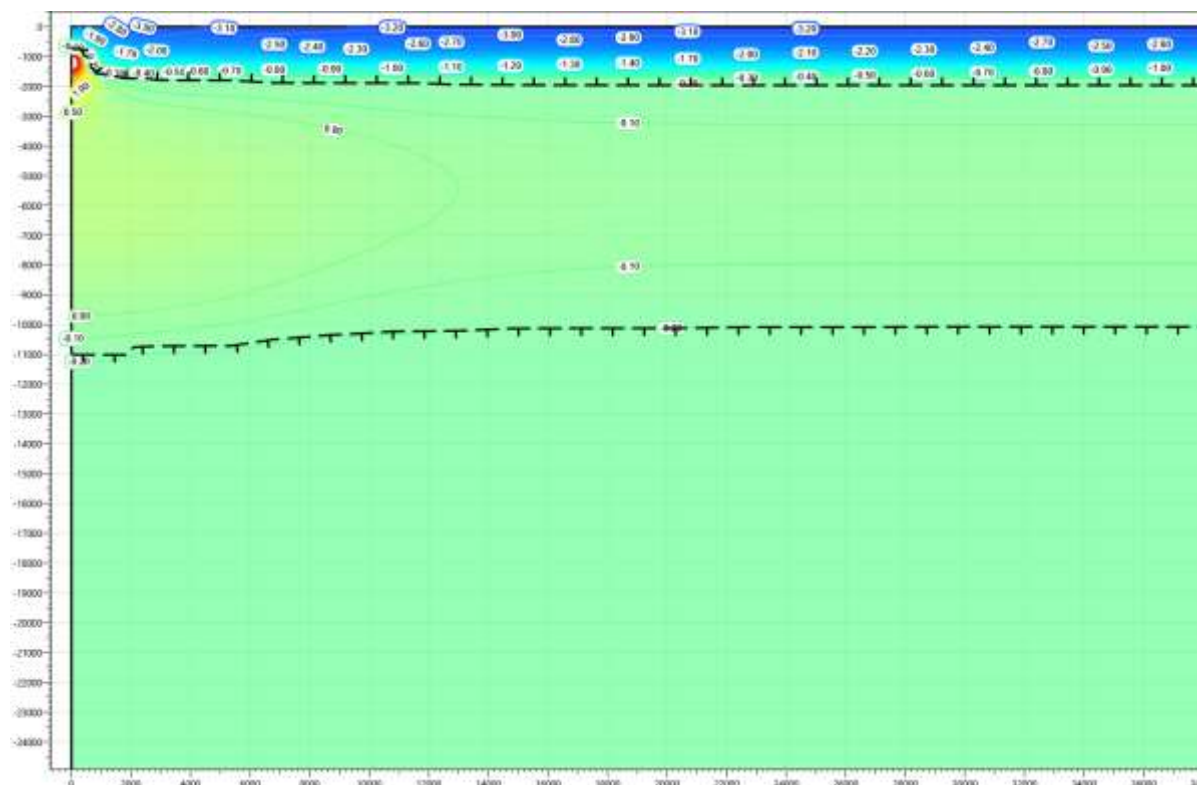


Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

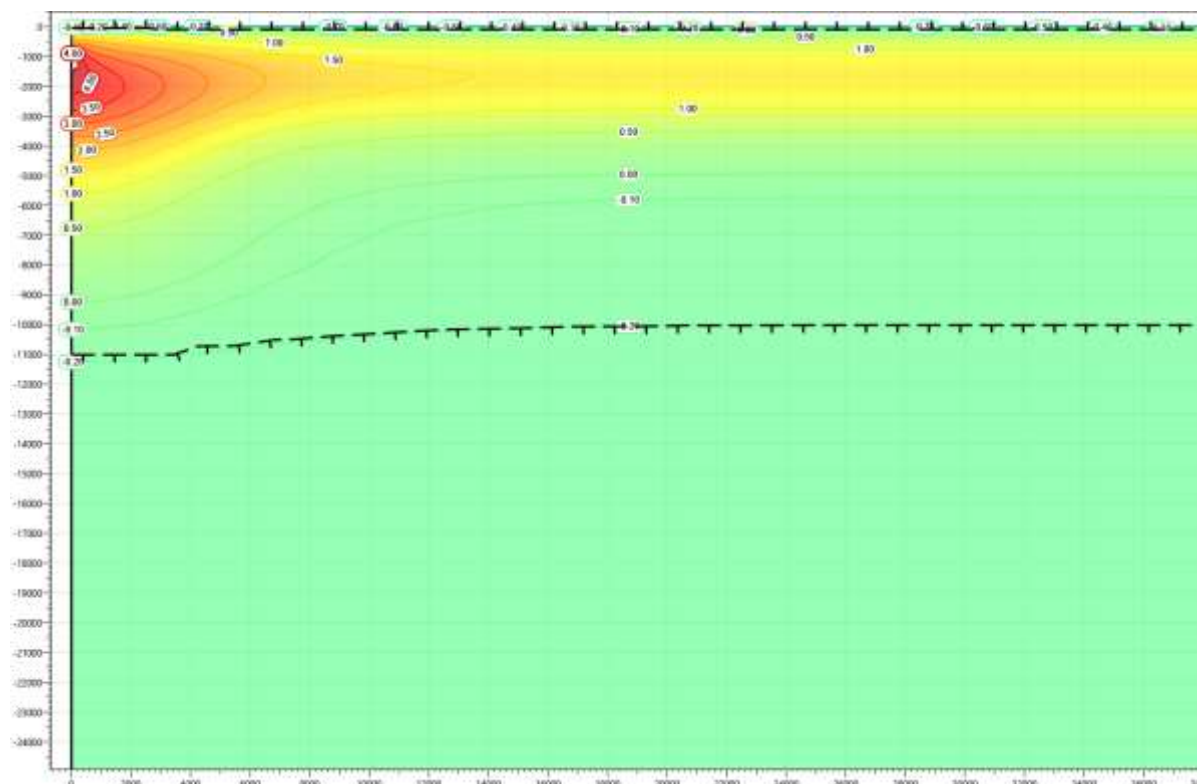


Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.



Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

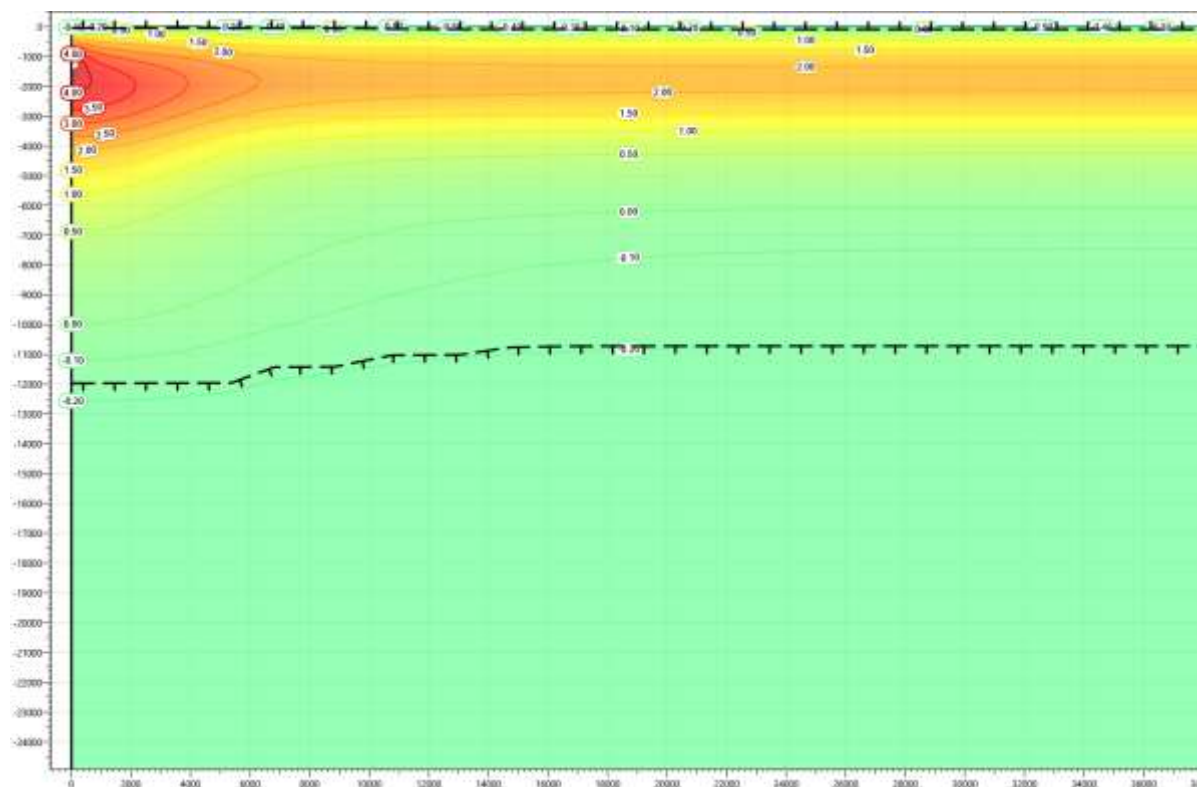


Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.



Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

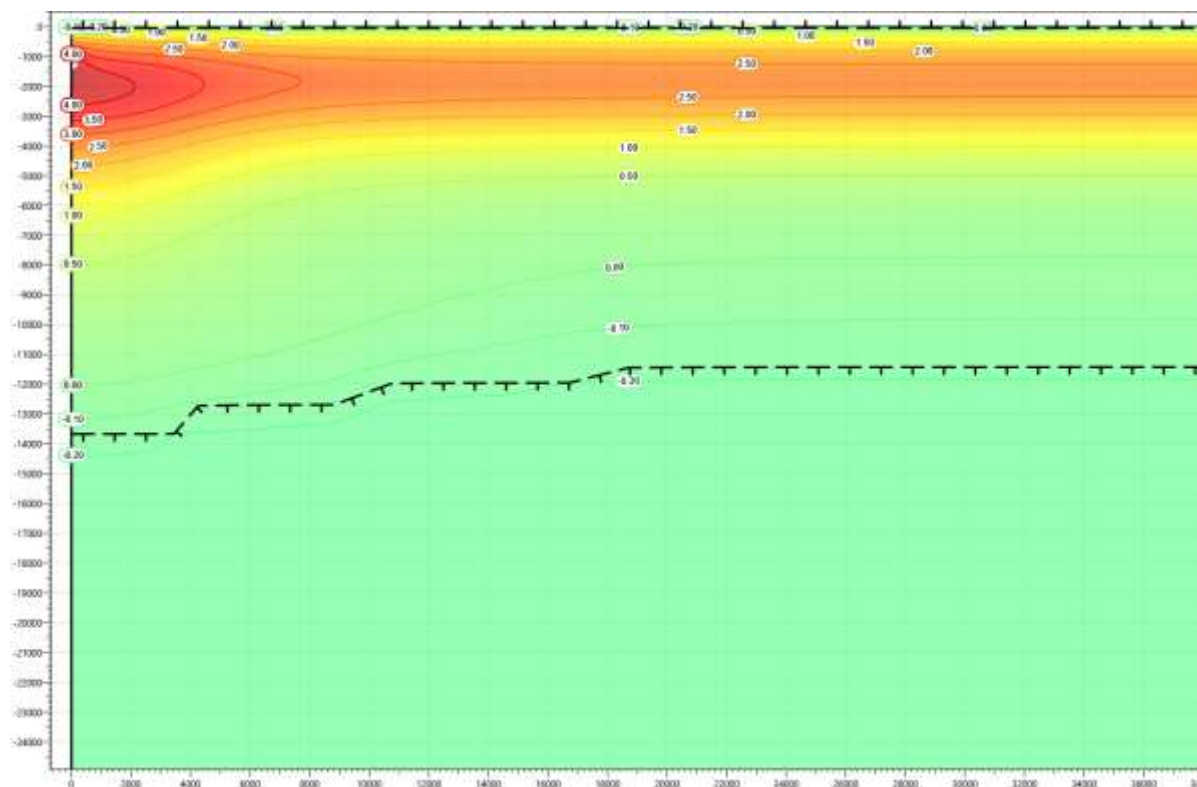


Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.



Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

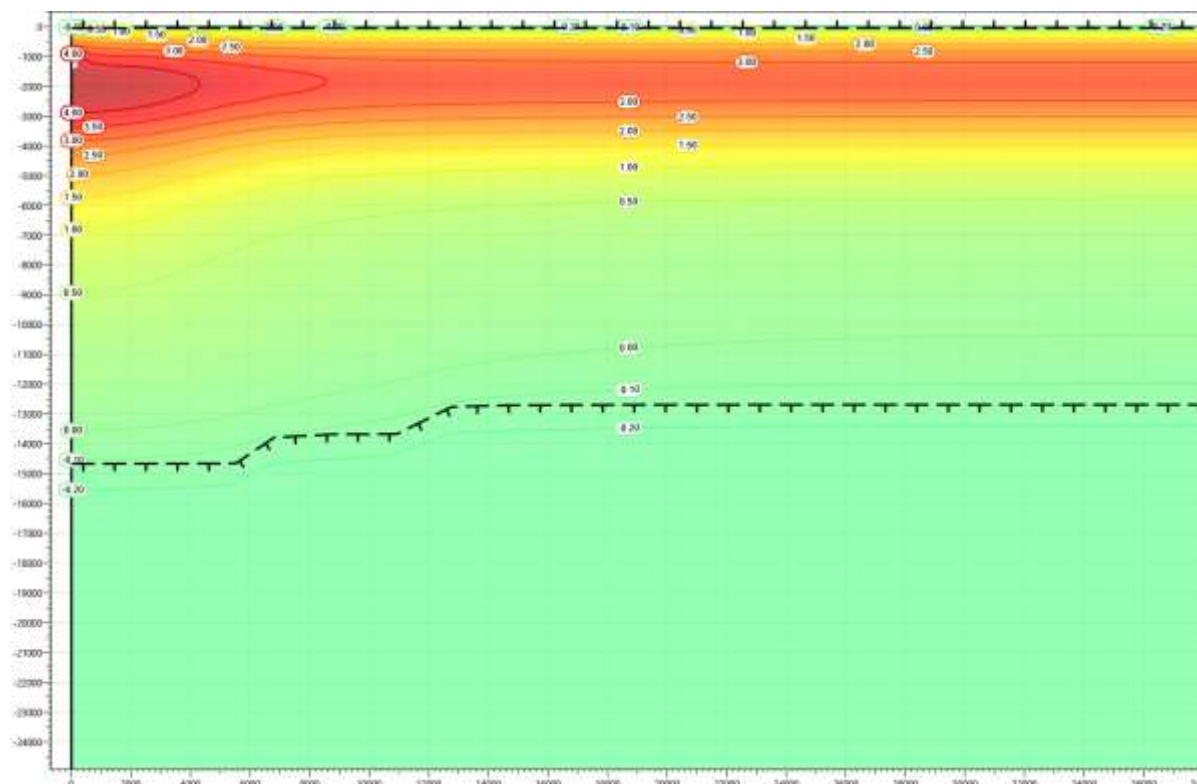


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN 400 от площадки узла приема СОД в районе ПК 175+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.