



Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**«Обустройство Вакунайского
нефтегазоконденсатного месторождения.
Куст скважин № 27»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

Книга 1. Текстовая часть

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01

Том 3.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
5	8566-25		03.10.25
6	10103-25		25.11.25
7	10778-25		12.12.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**«Обустройство Вакунайского
нефтегазоконденсатного месторождения.
Куст скважин № 27»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

Книга 1. Текстовая часть

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01

Том 3.1.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Д.А. Шибанов

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01-С-001	Содержание тома 3.1.1	Изм. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 (Зам.)
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01-ТЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 (Зам.)
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01-РР-001	Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода	Изм.1,5

Подпись и дата	Взам. инв. №				
Инв. № подп.					
7	-	Зам.	10778-25		17.12.25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Бородина			17.12.25	
Н.контр.	Поликашина			17.12.25	

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01-С-001

Содержание тома 3.1.1

Стадия	Лист	Листов
П		1

 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.Е. Лопатин
Инженер I-ой категории	А.А. Бородина
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	1–4
1.1 Введение.....	1–4
1.2 Исходные данные.....	1–4
1.3 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	1–5
1.3.1 Топографические условия.....	1–5
1.3.2 Инженерно-геологические условия.....	1–6
1.3.3 Гидрогеологические условия.....	1–12
1.3.4 Метеорологические и климатические условия.....	1–12
1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	1–14
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1–14
1.4.2 Заболачивание	1–16
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов.....	1–16
1.4.4 Подтопление	1–17
1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов	1–17
1.4.6 Сейсмичность	1–17
1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий	1–17
1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	1–19
1.6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	1–20
1.7 Сведения о проектной мощности линейного объекта	1–21
1.8 Характеристика проектируемых линейных объектов	1–21
1.8.1 Общие сведения.....	1–21
1.8.2 Объект «Куст скважин № 27». Этап 1 «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27».....	1–27
1.8.3 Объект «Газосборный трубопровод УЗАН№1 до УКПГ».....	1–27
1.8.4 Объект «Газосборный трубопровод УЗАН№2 до т.вр. ГВТ».....	1–28
1.8.5 Сведения о категории и классе линейного объекта	1–28
1.8.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении.....	1–29
1.8.7 Узлы запорной арматуры	1–29
1.8.8 Узел приема средств очистки и диагностики	1–31
1.8.9 Узлы контроля коррозии	1–33
1.8.10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	1–34
1.8.10.1 Переходы через автомобильные дороги	1–34
1.8.10.2.....	1–35
1.8.10.3 Пересечения с ВЛ	1–35
1.8.10.4 Переходы через водные преграды	1–35
1.8.10.5 Опознавательные знаки.....	1–37
1.8.11 Прокладка трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях	1–37
1.8.12 Испытания и очистка трубопровода	1–38
1.8.13 Безопасная эксплуатация систем промысловых трубопроводов	1–45
1.9 Гидравлический расчет газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ	1–45
1.10 Мероприятия по энергосбережению	1–47
1.11 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов	1–48
1.12 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	1–48
1.13 Описание автоматических систем управления технологическими процессами	1–48
1.14 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	1–49
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
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2-6
2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов.....	2-7
2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов	2-8
2.5.5 Расчёт прилегания.....	2-10
2.5.6 Выборка типоразмеров труб	2-11
2.6 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ	2-12
2.7 РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ	2-13
2.8 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. Контроль сварных швов.....	2-16
2.9 Антикоррозионные покрытия.....	2-17
3 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
Приложение А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	A-1
Приложение Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ. ЛИНЕЙНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ	Б-1
Приложение В РАСЧЕТ СБРОСА ОСТАТОЧНОГО ГАЗА ЧЕРЕЗ ПРОДУВОЧНЫЕ СВЕЧИ	В-1
Приложение Г Письмо ООО «ГПН-Развитие» №20-06.01/008062 от 11.12.2024 о скорости коррозии на Вакуайском НГКМ.....	Г-1
Приложение Д Письмо ООО «ГПН-Развитие» №20-06.01/002603 от 17.05.2024 о проектировании промысловых трубопроводов проекта «Чона газ»	Д-1
Приложение Е ТУ на подключение».....	E-1

1 Технологические и конструктивные решения линейных объектов

1.1 Введение

Настоящим разделом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин №27».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части следующих трубопроводов:

1. Объект: «Куст скважин №27»

- этап 1 «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN400, расчетное давление Ррасч.=10,8 МПа;
 - этап 1 «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27», со следующими техническими характеристиками – условный диаметр DN50, расчетное давление Ррасч.=16,0 МПа;
 - этап 1 «Узел запуска СОД DN400» - описание предусмотрено в томе 4.6.1.
2. Объект: Газосборный трубопровод УЗА №1 - УКПГ
 - этап 1 «Газосборный трубопровод УЗА №1 – УКПГ» со следующими техническими характеристиками – условный диаметр DN400, расчетное давление Ррасч.=10,8 МПа;
 - этап 1 «Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1» со следующими техническими характеристиками – условный диаметр DN50, расчетное давление Ррасч.=16,0 МПа;
 - этап 1 «УЗА №1 со свечой продувочной» на газосборном трубопроводе;
 - этап 1 «Узел приёма СОД DN400 с узлом охранной арматуры».
 3. Объект: Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ
 - этап 1 «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ» со следующими техническими характеристиками – условный диаметр DN400, расчетное давление Ррасч.=10,8 МПа;
 - этап 1 «УЗА №2 со свечой продувочной» на газосборном трубопроводе;
 - этап 1 «УЗА №3 со свечой продувочной» на газосборном трубопроводе.

1.2 Исходные данные

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

- Задание на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 14 февраля 2024 г.
- Изменение №6 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 30 апреля 2025 г.
- Изменение №7 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 25 июня 2025 г.
- Приложения №№3, 14, 17 к Заданию на проектирование;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» в январе - июне 2024 года, марта 2025 года;

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 Республике Саха (Якутия), Ленском районе, Тымпучиканском ЛУ, Иркутской области, Катангском районе, Вакунайском ЛУ.

Куст скважин № 27 расположен в 277,7 км на юго-запад от г. Ленск, в 190 км на северо-запад от пгт. Витим, в 111 км на северо-восток от с. Преображенка.

Доставка сотрудников осуществляется авиатранспортом до аэропорта «Талакан», автотранспортом по дорогам с твердым покрытием до места проведения работ. Аэропорт «Талакан» расположен в 93,7 км на юго-восток от участка проведения работ.

Объект «Куст скважин № 27». Этап 1 «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27».

Проектируемая трасса газосборного трубопровода берет начало на территории куста скважин № 27, конец трассы соответствует точке врезки проектируемого газосборного трубопровода от УЗА-001 до УКПГ Тымпучиканского НГКМ, общее направление на юго-восток. Трасса проходит по равнинной территории, максимальная отметка по трассе – 474.93 м, минимальная – 364.38 м.

Растительный покров представлен моховой растительностью, кустарничками, зарослями кустарников (береза), полосами кустарников, порослью леса (береза), сухостойным лесом, буреломом, а также смешанным естественным высокоствольным лесом (лиственница, береза).

Объект «Газосборный трубопровод УЗА №1 до УКПГ» Тымпучиканского НГКМ, «Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1»

Начало проектируемой трассы газосборного трубопровода соответствует точке врезки проектируемой трассы газосборного трубопровода от КП N р-н 27 до т.вр. УЗА-001 и подходит к проектируемой площадке камеры приема СОД DN400 совмещенной с узлом охранной запорной арматуры, общее направление на юго-запад. Трасса проходит по равнинной территории, максимальная отметка по трассе – 462.08 м, минимальная – 440.65 м.

Растительный покров представлен моховой растительностью, полосами кустарников, сухостойным лесом, буреломом, а также смешанным и хвойным естественным высокоствольным лесом (лиственница, береза).

Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ

Проектируемая трасса газосборного трубопровода отмыкает от проектируемой трассы газосборного трубопровода от УЗА-001 до УКПГ Тымпучиканского НГКМ и подходит к проектируемой площадке УКПГ, общее направление на юго-запад. Трасса проходит по равнинной территории, максимальная отметка по трассе – 456.44 м, минимальная – 448.97 м.

Растительный покров представлен естественным хвойным высокоствольным лесом (лиственница, сосна), а также моховой растительностью.

1.3.2 Инженерно-геологические условия

Объект «Куст скважин № 27». Этап 1 «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27».

Трасса проходит с северо-запада на юго-восток, абсолютные отметки от 364,0 до 372,0 м БС. Инженерно-геологический разрез трассы сложен талым, сезонно-мерзлыми и многолетнемерзлыми грунтами. С поверхности разрез повсеместно представлен почвенно-растительным слоем. По всему разрезу наблюдаются переслаивания суглинков текучепластичных, мягкопластичных, тугопластичных, полутвердых и твердых легких и тяжелых. В районе ПК0+80,0–ПК4+80,0 в нижней части разреза встречены мерзлые грунты, представленные суглинками пластичномерзлыми от нельдистых до слабольдистых. В районе ПК14+20,0-ПК15+20,0 выделяется прослой глины твердой. С ПК 22+20,0 по ПК 24+20,0 на глубине от 8,60 м встречен скальный грунт, представленный алевролитом неразмягчаемым, плотным средневыветрелым. С ПК 26+80,0 по ПК30+40,0 ниже почвенно-растительного слоя вскрыт слой глины полутвердой. С ПК30+60,0 по ПК33+60,0 в толще суглинка наблюдается линза песка мелкого водонасыщенного. В районе ПК32+80,0-ПК38+80,0 до глубины 4,5 м встречено переслаивание глин полутвердых, тугопластичных, мягкопластичных. В районе ПК42+80,0 по ПК46+80,0 вскрыты многолетнемерзлые грунты с 5,0 м до 10,0 м вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные суглинком пластичномерзлым нельдистым, глина пластичномерзлая слабольдистая. С ПК61+20,0 по ПК70+80.0 вскрыты многолетнемерзлые породы представленные глиной пластичномерзлой слабольдистой, суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми, супесью пластичномерзлой слабольдистой, песком твердомерзлым слабольдистым. С ПК44+0,0 до конца трассы в разрезе помимо переслаивающихся суглинков различной консистенции, выделяются мощные слои песка мелкого водонасыщенного, супеси пластичной, глины от твердой до полутвердой. С ПК67+20.0-ПК71+20,0 вскрыт гравийно-галечный грунт с суглинистым заполнителем.

Учитывая сложные инженерно-геокриологические условия, в соответствии с требованиями СП 25.13330.2020 (актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88) возможно применение как I так и II принципа использования грунтов. Строительство на ММГ по I принципу предусматривает сохранение вечномерзлых грунтов в мерзлом состоянии, как в процессе проведения строительных работ, так и в течение всего периода эксплуатации надземных трубопроводов. Строительство по II принципу допускает оттаивание многолетнемерзлых грунтов.

Объект «Газосборный трубопровод УЗА №1 до УКПГ» Тымпучиканского НГКМ, «Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1»

Трасса проходит с запада на восток, абсолютные отметки от 441,11 до 461,75 м БС. Инженерно-геологический разрез трассы сложен талым, сезонно-мерзлыми и многолетнемерзлыми грунтами. С поверхности разрез повсеместно представлен почвенно-растительным слоем. По всему разрезу наблюдаются переслаивания суглинков текучепластичных, мягкопластичных, тугопластичных, полутвердых и твердых легких и тяжелых. В районе ПК 0+20 по ПК 14+60,0 вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми, глинами пластичномерзлыми слабольдисчтими. В этом же массиве мерзлых грунтов наблюдается прослой талых грунтов, представленный глиной тугопластичной и суглинком мягкотипичным. Район ПК 15+0 вскрыт мощный слой песка мелкого водонасыщенного на глубине от 3,2 до 10,0 м. С ПК 15+0 по ПК22+60,0 в разрез наблюдается многолетнемерзлый грунт, представленный глиной пластичномерзлой слабольдистой. С ПК48+60,0 до ПК 62+40,0 многолетнемерзлые породы представлены переслаиванием суглинков пластичномерзлых слабольдистых и выклиниванием прослоя песка мелкого твердомерзлого слабольдистого, верхняя часть разреза на данном участке представлены талыми грунтами залегающих в горизонтальном следовании суглинками полутвердыми, глиной полутвердой. На участке

ПК59+20,0 по ПК61+60,0 в мерзлой толще выклинивается талый прослой глины мягко пластичной. Конец трассы представлен переслаиванием суглинков тугопластичных, мягкотоющих, полутвердых и твердых. С выклиниванием с глубины 3,0 по 7,50 прослоя многолетнемерзлого грунта – суглинка пластичномерзлого слабольдистого. Подстилает мерзлый грунт талый песок мелкий средней степени водонасыщенности.

Газосборный трубопровод УЗА №2 - т.вр. ГВТ

Трасса проходит с запада на восток, абсолютные отметки от 449,11 до 456,54 м БС. Инженерно-геологический разрез трассы сложен талыми и многолетнемерзлыми грунтами. С поверхности разрез повсеместно представлен почвенно-растительным слоем. По всему разрезу наблюдаются переслаивания суглинков и глин мягкопластичных, полутвердых и твердых легких и тяжелых. В районе ПК 0 по ПК 1+50,05 вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми, песками массивной криотекстуры, твердомерзлыми, слабольдистыми. Грунтовые воды вскрыты на глубине 2,0 – 3,4 м.

Учитывая сложные инженерно-геокриологические условия, в соответствии с требованиями СП 25.13330.2020 (актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88) возможно применение как I так и II принципа использования грунтов. Строительство на ММГ по I принципу предусматривает сохранение вечномерзлых грунтов в мерзлом состоянии, как в процессе проведения строительных работ, так и в течение всего периода эксплуатации надземных трубопроводов. Строительство по II принципу допускает оттаивание многолетнемерзлых грунтов.

Геологический разрез изучен на глубину до 17,0 м. Абсолютные отметки поверхности исследуемой территории изменяются от 364,52 до 474,54 м.

В соответствии с п.5 ГОСТ 25100-2020 геологический разрез представлен классом дисперсных грунтов.

Согласно ГОСТ 20522-2012 п. 4 исследуемые грунты разделены на инженерно-геологические элементы (далее – ИГЭ) с учетом их происхождения, текстурно-структурных особенностей и вида.

Выделенные ИГЭ приведены в таблице 5.1. Наименование грунта выделенных ИГЭ дано по нормативным значениям характеристик согласно ГОСТ 25100-2020.

ИГЭ – 60 – Почвенно-растительный слой (pdQIV);

ИГЭ – 61 – Мохово-растительный слой (pdQIV);

ИГЭ – 92 – Торф твердомерзлый, мерзлый, сезонномерзлый, среднеразложившийся, (bQIV);

ИГЭ – 99 - Уголь (edQII-IV);

ИГЭ – 161100 - Глина пылеватая, легкая, твердая, с примесью органического вещества, (edQII-IV);

ИГЭ – 162000 - Глина пылеватая, легкая, полутвердая, (edQII-IV);

ИГЭ – 163000 - Глина пылеватая, легкая, тугопластичная, с редкими прослойями песка, (edQII-IV);

ИГЭ – 211000 - Суглинок легкий, твердый, (edQII-IV);

ИГЭ – 211006 - Суглинок легкий, твердый, с вкл. до 30% щебня, (edQII-IV);

ИГЭ – 212000 - Суглинок легкий, полутвердый, (edQII-IV);

ИГЭ – 212006 - Суглинок легкий, полутвердый, с вкл. до 30% щебня, дресвой, (edQII-IV);

ИГЭ – 212100 - Суглинок легкий, полутвердый, с примесью органического вещества, (edQII-IV);

ИГЭ – 213000 - Суглинок легкий, тугопластичный, с редкими прослойями песка, (edQII-IV);

ИГЭ – 214000 - Суглинок легкий, мягкопластичный, с редкими прослойями песка, (edQII-IV);

ИГЭ – 215000 - Суглинок легкий, текучепластичный, (edQII-IV);

ИГЭ – 231000 - Суглинок тяжелый, твердый, (edQII-IV);
 ИГЭ – 231001 - Суглинок тяжелый, твердый, с вкл. до 10% щебня, (edQII-IV);
 ИГЭ – 231100 - Суглинок тяжелый, твердый, с примесью органического вещества, (edQII-IV);
 ИГЭ – 232000 - Суглинок тяжелый, полутвердый, (edQII-IV);
 ИГЭ – 232001 - Суглинок пылеватый, тяжелый, полутвердый, с вкл. до 10% щебня, (edQII-IV);
 ИГЭ – 233000 - Суглинок тяжелый, тугопластичный, с прослойками песка, (edQII-IV);
 ИГЭ – 322000 - Супесь песчанистая, пластичная, (edQII-IV);
 ИГЭ – 445200 - Песок мелкий средней плотности, средней влажности, (edQII-IV);
 ИГЭ – 446200 - Песок мелкий средней плотности, водонасыщенный, (edQII-IV);
 ИГЭ – 525232 - Гравийно-галечный грунт средней плотности, средней прочности, средней степени водонасыщения, с суглинистым заполнителем, (edQII-IV);
 ИГЭ – 535232 - Щебенистый грунт средней плотности, средней прочности, средней степени водонасыщения, суглинистый, (edQII-IV);
 ИГЭ – 1291201 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании твердая, (edQII-IV);
 ИГЭ – 1291202 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании полутвердая, с примесью органического вещества, незасоленная, (edQII-IV);
 ИГЭ – 1291203 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании тугопластичная, (edQII-IV);
 ИГЭ – 1291204 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании мягкапластичная, (edQII-IV);
 ИГЭ – 2190202 - Суглинок массивной криотекстуры, легкий, пластичномерзлый, нельдистый, при оттаивании полутвердый, (edQII-IV);
 ИГЭ – 2191204 - Суглинок массивной криотекстуры, легкий, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкапластичный, незасоленный, (edQII-IV);
 ИГЭ – 2390202 - Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, нельдистый, при оттаивании полутвердый, незасоленный, (edQII-IV);
 ИГЭ – 2391203 - Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании тугопластичный, незасоленный, (edQII-IV);
 ИГЭ – 2391204 - Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкапластичный, незасоленный, (edQII-IV);
 ИГЭ – 2691203 - Суглинок массивной криотекстуры, песчанистый, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании тугопластичный, с примесью органического вещества, (edQII-IV);
 ИГЭ – 3191203 - Супесь массивной криотекстуры, пылеватая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании текучая, незасоленная, (edQII-IV);
 ИГЭ – 3805322 - Алевролит плотный, средней прочности, неразмягчаемый, средневыветрелый, (edQII-IV);
 ИГЭ – 4481003 - Песок мелкий массивной криотекстуры, Твердомерзлый, слабольдистый, при оттаивании водонасыщенный, незасоленный, (edQII-IV).

Мощность и распространение выделенных ИГЭ приведено в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Мощность и распространение выделенных ИГЭ

Номер ИГЭ	Генезис	Возраст	Глубина кровли, м		Глубина подошвы, м		Абс. отметка кровли, м		Абс. отметка подошвы, м		Вскрытая мощность, м		Классификация
			мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	
60	pd	QIV	0,00	0,00	0,10	0,20	364,75	474,54	364,65	474,34	0,10	0,20	Почвенно-растительный слой
61	pd	QIV	0,00	0,00	0,10	0,20	364,52	467,93	364,32	467,83	0,10	0,20	Мохово-растительный слой
92	b	QIV	0,00	0,00	0,50	0,50	379,05	379,05	378,55	378,55	0,50	0,50	Торф твердомерзлый, мерзлый, сезонномерзлый, среднеразложившийся
99	ed	QII-IV	11,00	11,00	11,70	11,70	439,35	439,35	438,65	438,65	0,70	0,70	Уголь
161100	ed	QII-IV	4,20	14,50	6,50	16,50	360,42	453,88	358,42	450,98	2,00	5,40	Глина пылеватая, легкая, твердая, с примесью органического вещества
162000	ed	QII-IV	0,10	3,50	1,00	5,50	449,12	472,04	448,12	471,54	0,50	3,50	Глина пылеватая, легкая, полутвердая
163000	ed	QII-IV	0,10	12,00	1,60	12,40	439,26	473,09	438,86	471,29	0,30	2,20	Глина пылеватая, легкая, тугопластичная, с редкими прослойками песка
211000	ed	QII-IV	0,10	16,50	2,00	17,00	351,25	467,69	347,75	463,61	0,50	14,00	Суглинок легкий, твердый
211006	ed	QII-IV	0,00	15,00	2,50	17,00	361,26	379,40	355,79	374,92	1,50	7,00	Суглинок легкий, твердый, с вкл. до 30% щебня
212000	ed	QII-IV	0,20	15,50	1,50	17,00	362,13	458,93	359,13	456,93	1,30	3,50	Суглинок легкий, полутвердый
212006	ed	QII-IV	0,00	15,50	3,00	17,00	360,85	432,56	356,87	424,16	0,70	11,50	Суглинок легкий, полутвердый, с вкл. до 30% щебня, дресвой
212100	ed	QII-IV	0,80	11,50	3,00	15,50	356,65	463,04	353,65	459,04	2,00	5,40	Суглинок легкий, полутвердый, с примесью органического вещества
213000	ed	QII-IV	0,10	15,50	1,00	17,00	349,65	470,93	347,65	468,93	0,50	7,30	Суглинок легкий, тугопластичный, с редкими прослойками песка
214000	ed	QII-IV	0,10	13,20	1,50	15,50	363,75	464,93	361,25	462,93	0,20	3,10	Суглинок легкий, мягкотекущий, с редкими прослойками песка
215000	ed	QII-IV	2,00	13,50	4,00	15,00	364,85	471,29	362,85	469,29	0,30	4,50	Суглинок легкий, текучепластичный
231000	ed	QII-IV	1,00	13,50	3,00	17,00	353,65	468,93	349,65	467,04	0,80	7,00	Суглинок тяжелый, твердый
231001	ed	QII-IV	1,00	11,50	1,80	14,00	365,26	377,12	363,26	376,32	0,80	3,00	Суглинок тяжелый, твердый, с вкл. до 10% щебня

Номер ИГЭ	Генезис	Возраст	Глубина кровли, м		Глубина подошвы, м		Абс. отметка кровли, м		Абс. отметка подошвы, м		Вскрытая мощность, м		Классификация
			мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	
231100	ed	QII-IV	2,50	11,50	4,20	13,50	439,59	455,88	437,59	453,88	1,00	2,40	Суглинок тяжелый, твердый, с примесью органического вещества
232000	ed	QII-IV	0,10	15,50	1,00	17,00	354,37	467,04	352,37	465,04	0,90	4,50	Суглинок тяжелый, полутвердый
232001	ed	QII-IV	0,00	12,00	1,30	17,00	366,43	449,72	359,93	444,72	0,30	6,50	Суглинок пылеватый, тяжелый, полутвердый, с вкл. до 10% щебня
233000	ed	QII-IV	0,20	16,50	1,50	17,00	358,42	469,29	357,92	467,69	0,50	2,80	Суглинок тяжелый, тугопластичный, с прослойками
322000	ed	QII-IV	1,60	13,00	3,50	15,00	364,15	460,12	362,15	452,62	1,70	7,50	Супесь песчанистая, пластичная
445200	ed	QII-IV	2,10	15,00	3,40	17,00	363,26	452,78	361,26	451,48	0,80	5,00	Песок мелкий средней плотности, средней влажности
446200	ed	QII-IV	5,50	15,00	7,50	17,00	368,15	466,93	365,83	464,93	0,80	2,60	Песок мелкий средней плотности, водонасыщенный
525232	ed	QII-IV	1,50	15,00	4,00	17,00	360,35	457,52	357,94	455,02	2,00	4,00	Гравийно-галечный грунт средней плотности, средней прочности, средней степени водонасыщения, с суглинистым заполнителем
535232	ed	QII-IV	10,00	15,00	17,00	17,00	363,35	365,05	356,46	362,05	2,00	7,00	Щебенистый грунт средней плотности, средней прочности, средней степени водонасыщения, суглинистый
1291201	ed	QII-IV	0,20	15,50	1,50	17,00	434,10	459,18	430,60	457,88	1,30	6,00	Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании твердая
1291202	ed	QII-IV	0,00	16,00	1,00	17,00	373,87	474,34	372,87	472,04	0,80	6,20	Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании полутвердая, с примесью органического вещества, незасоленная
1291203	ed	QII-IV	0,00	15,00	0,80	17,00	376,72	452,47	375,12	449,97	0,60	8,50	Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании тугопластичная
1291204	ed	QII-IV	0,20	15,50	1,40	17,00	349,02	455,01	347,52	453,01	1,20	5,00	Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании мягкопластичная
2190202	ed	QII-IV	0,00	14,50	1,00	17,00	357,02	456,03	353,02	454,63	1,00	11,00	Суглинок массивной криотекстуры, легкий, пластичномерзлый, нельдистый, при оттаивании полутвердый

Номер ИГЭ	Генезис	Возраст	Глубина кровли, м		Глубина подошвы, м		Абс. отметка кровли, м		Абс. отметка подошвы, м		Вскрытая мощность, м		Классификация
			мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	
2191204	ed	QII-IV	0,10	13,00	1,00	17,00	353,02	455,26	349,02	454,36	0,90	4,50	Суглинок массивной криотекстуры, легкий, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкотекущий, незасоленный
2390202	ed	QII-IV	0,10	15,50	0,50	17,00	360,52	472,23	359,02	470,93	0,30	4,00	Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, нельдистый, при оттаивании полутвердый, незасоленный
2391203	ed	QII-IV	0,10	15,50	1,20	17,00	359,02	458,82	357,02	457,52	1,10	4,30	Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании тугопластичный, незасоленный
2391204	ed	QII-IV	0,20	14,00	0,60	17,00	387,50	465,41	386,70	464,61	0,40	8,00	Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкотекущий, незасоленный
2691203	ed	QII-IV	3,50	15,50	5,50	17,00	442,72	452,02	440,72	448,02	1,50	9,20	Суглинок массивной криотекстуры, песчанистый, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании тугопластичный, с примесью органического вещества
3191203	ed	QII-IV	0,20	15,00	2,50	17,00	429,46	462,08	427,46	459,78	2,00	9,80	Супесь массивной криотекстуры, пылеватая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании текучая, незасоленная
3805322	ed	QII-IV	6,20	16,00	7,00	17,00	432,37	451,93	431,37	450,93	0,30	2,00	Алевролит плотный, средней прочности, неразмягчаемый, средневыветрелый
4481003	ed	QII-IV	2,20	16,00	5,30	17,00	425,61	451,48	424,11	448,23	0,80	12,70	Песок мелкий массивной криотекстуры, Твердомерзлый, слабольдистый, при оттаивании водонасыщенный, незасоленный

1.3.3 Гидрогеологические условия

По трассе имеются пересечения с искусственными понижениями, созданные техногенным воздействием, вследствие чего в них скапливается вода. Данные пересечения не являются пересечениями с водными преградами.

Сведения о грунтовых водах даны в пункте 1.6 данной записи.

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

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

Гидрогеологические условия и состав грунтовых вод может изменяться в результате вертикальной планировки местности при строительстве и эксплуатации объектов. Степень минерализации и химический состав подземных вод может существенно изменяться в связи с попаданием в них промышленных и сточных вод. В результате ранее слабоагрессивные и средне агрессивные воды могут стать после освоения территории средне- и сильноагрессивными, что следует учитывать при проектировании.

Возможно образование техногенного водоносного горизонта вследствие накопления воды в обратных засыпках, котлованов и траншей во время строительства; инфильтрация поверхностных вод вследствие нарушения поверхностного стока, задержанного земляными отвалами, проездами, насыпями; инфильтрация утечек из водонесущих коммуникаций, сооружений с «мокрым» технологическим процессом, также на контакте сооружение-грунт.

Возможные изменения гидрогеологических условий будут вызваны тремя факторами:

- а) гидрологические;
- б) строительная деятельность человека;
- в) метеорологические.

Для предотвращения подтопления необходимо предусматривать дополнительные меры инженерной защиты территории (обваловка, искусственное повышение поверхности), а также регулировать гидрогеологический режим грунтовых вод защищаемой территории.

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

1.3.4 Метеорологические и климатические условия

Характеристика климата составлена 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.

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

Весна наступает в мае под влиянием выноса тёплых воздушных масс из южных широт. Усиливается циклоническая деятельность. Погода в весенний период — неустойчивая и ветреная (средняя скорость ветра 2,5—3,5 м/с). Часты снегопады; осадки увеличиваются по сравнению с зимой почти в три раза. Температура воздуха повышается интенсивно — до 15 °С

от месяца к месяцу. Однако в тылу циклонов часто наблюдаются вторжения холодных арктических масс, вызывающих возврат холода, при которых в мае температура может падать до минус 20 °C.

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

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

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.

Сведения о температуре даны в таблицах 1.2-1.4.

Таблица 1.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °C

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-30,5	-26,9	-16,6	-4,3	5,5	13,8	16,6	12,6	4,7	-5,3	-20,2	-29	-6,7

Таблица 1.3 – Абсолютный минимум температуры воздуха, °C

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-61	-59	-52	-45	-22	-9	-5	-9	-18	-39	-54	-58	-61

Таблица 1.4 – Абсолютный максимум температуры воздуха, °C

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2	5	14	20	33	36	39	35	28	19	7	2	39

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

Территория, на которой 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.
- Согласно ПУЭ (7-ое издание):
- район по ветровому давлению II, нормативное ветровое давление 500 Па;
 - район по гололёду II, толщина стенки гололеда повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0,9г/см³ на высоте 10 м над поверхностью земли – 15 мм.

В таблице 1.5 дата температура поверхности почвы на рассматриваемом участке. На метеостанции Комака не ведутся наблюдения за температурой почвы по глубине, поэтому данные приведены по метеостанции Ленск в таблицах 1.6 и 1.7.

Таблица 1.5 – Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы, °C

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-33,4	-30,1	-19,7	-7,8	5,9	18,2	21,5	16,3	6,3	-6,4	-22,2	-31	-6,7

Таблица 1.6 – Средняя температура почвы (°C) по вытяжным термометрам (мс Ленск)

Глубина, м	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
0,2	-5,1	-5,7	-5,3	-2,1	3,9	13,5	17,7	15,8	8,3	1,1	-2	-4,2	3
0,4	-4,3	-5,1	-5	-2,3	1,9	10,9	15,8	15	8,9	2,2	-0,9	-2,6	2,9
0,8	-2,6	-3,7	-3,8	-2,2	0	6,4	12,2	13,2	9,4	3,9	0,8	-1	2,7
1,6	0	-1,1	-1,7	-1,5	-0,4	1,6	7,1	10,1	9,1	5,4	2,6	1,1	2,7
3,2	1,8	1,3	0,8	0,5	0,4	0,6	2,2	4,9	6,3	5,5	4	2,6	2,6

Таблица 1.7 – Глубина промерзания почвы, см (мс Ленск)

Месяцы					Из максимальных за зиму		
X	XI	XII	I	II	сред	наиб	наим
25	66	109	165	225	200	263	80

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

Суточный максимум осадков составляет 66 мм. В среднем за год выпадает 399 мм осадков. Суточный максимум осадков 1%-ной обеспеченности равен 48 мм.

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

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

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

Согласно карте распространения многолетнемерзлых грунтов (приложение Б.9 СП 115.13330.2016), участок работ расположен в области преимущественно-сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов и относится к I2 дорожно-климатической подзоне — центральная подзона низкотемпературных вечномерзлых грунтов сплошного распространения. Мощность многолетнемерзлых грунтов изменяется от 80 м до 400 м. С поверхности залегают сезоннопротаивающие, подстилаемые мерзлыми толщами, слои.

Многолетнемерзлые толщи сливаются зимой с сезоннооттаивающим поверхностным слоем. Величина слоя сезонного пропаивания мерзлых пород с поверхности (деятельного слоя) неодинакова и зависит от состава пород, влажности, экспозиции склона и условий затененности, а также от высоты снежного покрова и ряда местных факторов.

На исследуемых объектах мерзлые грунты представлены:

ИГЭ – 1291201 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании твердая, (edQII-IV);

ИГЭ – 1291202 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании полутвердая, с примесью органического вещества, незасоленная, (edQII-IV);

ИГЭ – 1291203 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании тугопластичная, (edQII-IV);

ИГЭ – 1291204 - Глина массивной криотекстуры, легкая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании мягкапластичная, (edQII-IV);

ИГЭ – 2190202 - Суглинок массивной криотекстуры, легкий, пластичномерзлый, нельдистый, при оттаивании полутвердый, (edQII-IV);

ИГЭ – 2191204 - Суглинок массивной криотекстуры, легкий, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкапластичный, незасоленный, (edQII-IV);

ИГЭ – 2390202 - Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, нельдистый, при оттаивании полутвердый, незасоленный, (edQII-IV);

ИГЭ – 2391203 - Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании тугопластичный, незасоленный, (edQII-IV);

ИГЭ – 2391204 - Суглинок массивной криотекстуры, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкапластичный, незасоленный, (edQII-IV);

ИГЭ – 2691203 - Суглинок массивной криотекстуры, песчанистый, тяжелый, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании тугопластичный, с примесью органического вещества, (edQII-IV);

ИГЭ – 3191203 - Супесь массивной криотекстуры, пылеватая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании текучая, незасоленная, (edQII-IV);

ИГЭ – 4481003 - Песок мелкий массивной криотекстуры, Твердомерзлый, слабольдистый, при оттаивании водонасыщенный, незасоленный, (edQII-IV).

Зональные закономерности распространения и формирования температурного режима ММГ корректируются воздействием региональных факторов. Среди них ведущая роль принадлежит рельефу (мезо- и микроформам), составу приповерхностных (в слое с годовыми колебаниями температуры) грунтов, особенностям распределения по площади снежного покрова, его плотности.

В период строительства и эксплуатации возможна деградация многолетней мерзлоты; при оттаивании мерзлых грунтов могут происходить неравномерные осадки грунта, что потребует проведения мероприятий по уменьшению этих осадок и приспособлению конструкций сооружений к повышенным деформациям.

Величина слоя сезонного протаивания мерзлых пород с поверхности (деятельного слоя) неодинакова и зависит от состава пород, влажности, экспозиции склона и условий затененности, а также от высоты снежного покрова и ряда местных факторов. Изменчивость глубины деятельного слоя от вышеуказанных факторов может достигать 20%.

На территории участка изысканий преобладает устойчивый континентальный тип сезонного оттаивания, в районах интенсивного расчленения рельефа и глубоких ложбинах может формироваться умеренно континентальный тип. На отдельных возвышенностях, сложенных с поверхности песком может формироваться устойчивый повышеноконтинентальный тип оттаивания пород. По влажности слоя сезонного оттаивания на всех породах формируется мелкий тип сезонного оттаивания.

Оттаивание грунта начинается в конце мая - начале июня и заканчивается в сентябре-октябре месяце. Затем деятельный слой находится в течение короткого периода в стабильном состоянии, а с серединой сентября начинает промерзать сверху. Таким образом, продолжительность существования сезонно талого слоя не превышает 4-5 месяцев.

Глубины сезонного оттаивания напрямую зависят от среднегодовой температуры протаивающих пород наряду с прочими условиями.

Промерзание грунтов начинается в сентябре, начале октября, с момента устойчивого перехода температуры воздуха через 0 °C. Согласно проведенным инженерно-геологическим изысканиям и СП 25.13330.2020 для незасоленных суглинков значение температуры начала замерзания принято равным минус 0,20 °C, для супесей – минус 0,15 °C, для песков и - минус 0,10 °C, наибольшей величины промерзание достигает в конце марта – начале апреля.

1.4.2 Заболачивание

Болотная растительность на территории района исследований занимает небольшие площади и приурочена к долинам и водоразделам рек. В основном распространены травяные, кустарничковые и моховые болота. Видовой состав их довольно однообразен, встречаются багульник болотный, брусника, голубика, ерниковые берески, в травяном покрове – пушкицы, осоки и др.

Строительство на заболоченных территориях обычно производят после их осушения, а иногда после планировки отсыпкой или намывом.

По условиям увлажнения и мерзлотно-грунтовым особенностям (табл. В.1 СП 34.13330.2021) район изысканий относится ко 2 - му типу местности, на заболоченных участках к 3-му типу.

1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов

Криогенное пучение возникает в результате многократных циклов промерзания СТС и СМС. Оно проявляется в естественных условиях в виде сезонных и многолетних бугров пучения.

Процессы морозного пучения связаны с образованием льда и увеличением объема породы в деятельном слое, сложенном тонкодисперсными грунтами. Кроме того, пучение связано с интенсивной миграцией влаги к фронту промерзания в процессе неравномерного промерзания грунтов с поверхности. Наличие водонасыщенных грунтов в слое сезонного промерзания, с одной стороны, и наличие оголенных от снега и растительности участков, способствующих быстрому промерзанию, с другой – приводит обычно к образованию бугров пучения.

Бугры пучения формируются, когда влага устремляется к фронту промерзания, и при этом образуются шлиры льда, что вызывает увеличение объема и поднятие поверхности. Этот процесс может происходить ежегодно. Зимой с возникшего бугра пучения снег сдувается, что вызывает увеличение глубины промерзания и «дополнительную» миграцию влаги, приводящую к интенсивному льдообразованию и, соответственно, росту бугра. Такой процесс может продолжаться сотни лет.

При рекогносцировочном обследовании территории многолетние и сезонные бугры пучения не отмечены. На участке изысканий имеются все необходимые условия для процесса сезонного пучения.

Интенсивность морозного пучения определяется глубиной сезонного оттаивания, литологией грунтов и их влажностью. В зоне сезонного промерзания залегают грунты, которые при промерзании проявляют пучинистые свойства. Нарушение снежного покрова при инженерной деятельности и наличие на данной территории слабопучинистых, среднепучинистых и сильноупучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения.

Степень морозной пучинистости грунтов определялась по значению относительной деформации морозного пучения – Efn, полученной по результатам лабораторных испытаний образцов исследуемого грунта в специальной установке, которая обеспечивает промораживание образцов грунта в заданном температурном и влажностном режимах, а также позволяет измерить перемещения его поверхности. Испытания проводились для грунтов, залегающих в верхней части инженерно-геологического разреза и подвергающихся ежегодным температурным преобразованиям.

Согласно ГОСТ 25100-2020 (таблица Б.24) грунты:

- ИГЭ – 2190202, ИГЭ – 4481003 - непучинистые.
- ИГЭ – 1291201 - слабопучинистые.
- ИГЭ – 1291202, ИГЭ – 1291203, ИГЭ – 2191204, ИГЭ- 2390202, ИГЭ- 2391203, ИГЭ – 2691203, ИГЭ - 3191203 - среднепучинистые.
- ИГЭ – 1291204, ИГЭ – 2391204, - сильноупучинистые.

1.4.4 Подтопление

Все проектируемые трассы проходят по водоразделу бассейнов рек Тыпучикан и Вакунайка, поэтому находятся вне зоны затопления поверхностных водных объектов.

При проектировании и строительстве необходимо учесть, что в весенне-осенний паводковый период при обильном снеготаянии, оттаивании сезонномерзлого слоя и затяжных атмосферных осадков возможно образование верховодок. В соответствии с таблицей «И» СП 11-105-97, часть II территория в весенне-осенний паводковый период будет находиться в подтопленном состоянии в естественных условиях, тип участка I-A-2, сезонно ежегодно подтопляемые.

Также в период прохождения весеннего половодья участки трассы местами будет затоплены паводковыми водами.

Для предотвращения подтопления необходимо предусматривать дополнительные меры инженерной защиты территории (обваловка, искусственное повышение поверхности), а также регулировать гидрогеологический режим грунтовых вод защищаемой территории.

1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов

Все криогенные процессы и явления в пределах объектов изысканий носят сезонный характер и приурочены к слою сезонного промерзания.

Сезонномерзлый слой (СМС) представляет собой верхние горизонты толщ талых грунтов, подвергающихся сезонным температурным преобразованиям. В зависимости от погодных и техногенных условий глубина протаивания – промерзания может изменяться.

Основными факторами, влияющими на формирование деятельного слоя, являются: литологический состав и свойства грунтов, растительный покров, рельеф, дренированность поверхности, высота и плотность снежного покрова.

Промерзание грунтов начинается с момента устойчивого перехода температуры воздуха через 0 С. Снятие или уплотнение растительного покрова, дренирование грунтов приводит к резкому увеличению глубины сезонного промерзания.

Нормативная глубина сезонного оттаивания рассчитана согласно СП 25.13330.2020 приложение Г формула Г.3 и составляет: для супесей 2,5 м, для суглинков 2,7 м, для песков мелких 3,0 м.

Нормативная глубина промерзания талых и обратного промерзания мерзлых рассчитана согласно СП 25.13330.2020 приложение Г формула Г.9 и составляет: для супесей 2,9 м, для суглинков 2,9 м, для песков мелких 3,4-3,6 м.

1.4.6 Сейсмичность

Согласно СП 14.13330.2018 по карте общего сейсмического районирования России ОСР-2015 (В) территория изысканий попадает в зону сейсмичности - 5 баллов по шкале MSK-64, по карте общего сейсмического районирования России ОСР-2015 (С) территория изысканий попадает в зону сейсмичности - 5 баллов по шкале MSK-64.

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.

Современные представления большинства исследователей об изменении климата на ближайшее будущее предполагают его потепление. Это связывается, прежде всего, с усилением парникового эффекта (техногенный фактор) и естественным характером изменения климата (разно периодные колебания значений температуры воздуха и атмосферных осадков).

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.

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 оказывается 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 являться 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 сезона 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 °C), 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 весенне 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 усилинию 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 использовании мерзлых грунтов в основании сооружений (I принцип строительства) необходимы мероприятия, обеспечивающие сохранение грунтов в процессе их эксплуатации. Эти мероприятия заключаются в создании условий повышенного снегонакопления, укладке теплоизоляционных покрытий в зимний период, использовании тепловыделений функционирующих сооружений и т.д.

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

Согласно ГОСТ 9.602-2016 по данным геофизических исследований коррозионная агрессивность к углеродистой и низколегированной стали:

Талые грунты:

- Глина (14 - 33 Ом*м) – Высокая;
- Суглинок (35 - 79 Ом*м) – Средняя;
- Супесь (98 - 118 Ом*м) – Низкая;
- Песок (205 - 343 Ом*м) – Низкая;
- Галечниковый грунт с суглинистым заполнителем (87 - 125 Ом*м) – Низкая.

Мерзлые грунты:

- Песок (1587 - 2578 Ом*м) – Низкая;
- Супесь (743 - 877 Ом*м) – Низкая;

- Суглинок (141 - 297 Ом^{*}м) – Низкая.
- Песок (1587 - 2578 Ом^{*}м) – Низкая.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на бетон:

- по бикарбонатной щелочности – неагрессивная;
- по водородному показателю – слабоагрессивная;
- по содержанию агрессивной углекислоты – среднеагрессивная;
- по содержанию магнезиальных солей (в пересчете на ион магния) - неагрессивная;
- по содержанию аммонийных солей, в пересчете на NH4 – неагрессивная;
- по содержанию едких щелочей (в пересчете на ионы натрия и калия) – неагрессивная;
- по суммарному содержанию хлоридов, сульфатов и нитратов - неагрессивная.

Сведения о пучинистости грунтов даны в пункте 1.4.3 данной записи.

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 Ангаро-Ленского артезианского бассейна, 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 установленного на период изысканий.

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

Газосборный трубопровод КГС 27 до точки врезки. УЗА 1 (ПК0+0,0 – ПК 5+08,93; ПК2+0,0-ПК13+60.00; ПК32+0,0-ПК39+0,00; ПК51+50,0-60+47,22; ПК64+0,0-67+0,0; ПК69+80,0- ПК72+30.08 к.тр.)

Газосборный трубопровод УЗА 1 - УКПГ (ПК0+0,0 – ПК 3+80,00; ПК 10+80,00- ПК 14+0,00; ПК 12+29,38- ПК 14+0,00; ПК 32+80,00-ПК33+12,10; ПК 38+80,00-ПК 40+91,54; ПК 50+60,00-ПК 53+80,0; ПК59+0,00-ПК61+55,24).

Газосборный трубопровод УЗА №2 - т.вр. ГВТ (ПК0 - ПК ПК 7+76.84).

Мощность водоносного горизонта определяется мощностью СТС и изменяется от 2,2 м до 15,0 м, абс. отм. от 361,25 до 446,99 мБс.

По участку проведения инженерных изысканий водовмещающими породами служат делювиально-элювиальные отложения глины, суглинки и пески:

- ИГЭ 163000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 163100 коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 164000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 211000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 213000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 214000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 231000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 233100, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 233000, коэффициент фильтрации менее 0,1 м³/с
- ИГЭ 446200, коэффициент фильтрации варьируется от 3,12 м³/с до 4,25 м³/с среднее значение составляет 3,70 м³/с

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на бетон:

- по бикарбонатной щелочности – неагрессивная;
- по водородному показателю – слабоагрессивная;
- по содержанию агрессивной углекислоты – среднеагрессивная;
- по содержанию магнезиальных солей (в пересчете на ион магния) - неагрессивная;
- по содержанию аммонийных солей, в пересчете на NH4 – неагрессивная;
- по содержанию едких щелочей (в пересчете на ионы натрия и калия) – неагрессивная;
- по суммарному содержанию хлоридов, сульфатов и нитратов - неагрессивная.

1.7 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Максимальная пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с предоставленными Заказчиком данными по дебитам скважин – Приложение 5.1 Уровни добычи УВС актуализация ИКК435.

Расчётное давление газосборных трубопроводов – 10,8 МПа. Расчетное давление ингибиторопровода – 16,0 МПа.

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

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 – подземный. Трубопроводы прокладываются в одной траншее.

Расстояние между осями проектируемого газопровода DN400 и ингибиторопровода 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 КП27	Не менее 15 до подошвы дороги		Не менее 10 до подошвы дороги
Притрассовая ВЛ-10кВ к кусту скважин КП27	Не менее 20 от крайнего неотклоненного провода		Не менее 10 от крайнего неотклоненного провода
Установка комплексной подготовки газа (УКПГ Тымпучиканского НГКМ)	369	125	75
Ближайший населенный пункт (с. Преображенка)	111000	150	75

Фактическое расстояние от УКПГ до газопровода от УЗА-002 до т.вр. в ГВТ составляет 70 м, что не соответствует нормативному расстоянию, которое составляет 125 м, компенсирующие мероприятия предусмотрены в соответствии с обосновывающим отчетом.

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

Участки, относящиеся к особо опасным представлены в ведомости пересечений с автомобильными дорогами в таблице 1.12.

Материальное исполнение и типоразмер труб для проектируемых газопроводов представлены в разделе 2 «Материальное исполнение и антакоррозионные 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», утвержденных от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534 для опасных участков предусмотрены следующие специальные меры безопасности, снижающие риск аварий:

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

Компанией ООО «ПромАльянс» разработано Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Вакунайского лицензионного участка» (заключение экспертизы промышленной безопасности №0137-ОБ/24) (далее «Обоснование безопасности»), научно-техническое обоснование (НТО) на следующие объекты:

- ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27;
- ингибиторопровод УКПГ – т.вр. УЗА №1;
- газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1;**
- газосборный трубопровод УЗА №1 до УКПГ;**
- газосборный трубопровод УЗА №2 до т.вр. ГВТ.**

Обоснование безопасности разработано в связи с наличием отступлений от требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Ростехнадзора России от 15.12.2020 № 534 при эксплуатации опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Вакунайского лицензионного участка» 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 ПБНГП).

Требования промышленной безопасности, связанные с отступлением от требований ФНП, приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Требования ФНП	Решения, связанные с отступлением от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности	Мероприятия, компенсирующие отступление от требований ФНП
Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ № 534 107. При отрицательных температурах окружающей среды или невозможности обеспечить необходимое количество испытательной среды для проведения гидравлических испытаний допускается проведение испытаний ПТ на прочность и	На ОПО «Система промысловых трубопроводов Вакунайского 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 ОБ ОПО.

Требования ФНП	Решения, связанные с отступлением от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности	Мероприятия, компенсирующие отступление от требований ФНП
<p>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>		

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

1. На всех участках промысловых трубопроводов, законченных строительством, выполняется контроль диэлектрической сплошности изоляционного покрытия искровым дефектоскопом, с величиной электрического напряжения 5кВ/мм, проверка состояния изоляции методом катодной поляризации, согласно графику плановых ремонтных работ проводятся мероприятия по дефектоскопии (визуальный осмотр, толщинометрия и т.д.), наружное диагностирование, устранение выявленных дефектов, проверка положения трубопроводов, состояние засыпки и средств инженерной защиты.

2. До проведения пневматических испытаний проводится 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 проводятся только после укладки и полной засыпки его в траншее и крепления на опорах.

4. Временные трубопроводы для подключения дополнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров предварительно подвергаются гидравлическим испытаниям давлением 1,25Рраб трубопровода в течение 6 ч.

5. Заполнение трубопроводов производится 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 необходимо сначала испытать нагнетательные линии.

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

7. Давление при пневматическом испытании на прочность трубопроводов в целом на последнем этапе предусматривается на уровне 1,25 Рраб, продолжительность - в течение 12 ч.

8. Проверки на герметичность участка или трубопроводов, в целом, проводится 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 разрабатывается методика по проведению пневматических испытаний, в которой отражаются 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, установлены в соответствии с рассчитанными радиусами разлета осколков, не менее чем в Приложении 7 Приказа №534 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в обе стороны от оси испытуемых промысловых трубопроводов.

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

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

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

14. 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.

Научно-техническое обоснование разработано в связи с наличием отступлений от ГОСТ Р 55990-2014 при эксплуатации опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Вакунайского лицензионного участка».

Проектные решения, связанные с отступлением от требований ГОСТ Р 55990-2014, приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Проектные решения, связанные с отступлениями от ГОСТ Р 55990-2014

Требования ГОСТ	Решения, связанные с отступлением от требований ГОСТ	Мероприятия, компенсирующие отступление от требований ФНП
ГОСТ Р 55990-2014, п.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 Вакунайского 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.2.2 данного НТО.
ГОСТ Р 55990-2014, требования таблицы 7 (группа В) В соответствии с требованиями расстояние от газопровода УЗА2-т.вр.ГВТ до территории УКПГ должно составлять не менее 125 метров.	Фактически расстояние не менее 70 метров	Перечень мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, и обоснование их достаточности приведен в п.2.2 данного НТО.
ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.2.5 В соответствии с требованиями на одном из концов участков газопроводов между запорной арматурой, узлах пуска и приема ВТУ, узлах подключения следует предусматривать установку продувочных свечей.	На УЗА-003 газопровода «от УЗА-002 до т.вр. в ГВТ» продувочная свеча не установлена.	Перечень мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, и обоснование их достаточности приведен в п.2.2 данного НТО.
ГОСТ Р 55990-2014, п. 10.3.6 В соответствии с требованиями при пересечении автомобильных дорог концы футляра газопровода должны выводиться не менее чем на 25 метров от бровки земляного полотна. Фактически – не менее 5 метров	Фактически расстояние не менее не менее 5 м от бровки земляного полотна	Перечень мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, и обоснование их

Требования ГОСТ	Решения, связанные с отступлением от требований ГОСТ	Мероприятия, компенсирующие отступление от требований ФНП
		достаточности приведен в п.2.2 данного НТО.

1.8.2 Объект «Куст скважин № 27». Этап 1 «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27»

Принятые для данного объекта проектные решения соответствуют национальным стандартам и сводам правил. Система сбора газа включает в себя газопровод, от кустовой площадки скважин №27 до точки врезки УЗА№1, которая предназначена для транспортировки газа по газосборному трубопроводу и ингибиторопровод для подачи ингибитора гидратообразования от УЗА№1 на кустовую площадку скважин №27.

Началом проектируемого газопровода от кустовой площадки р-н 27 до УЗА№1 является отключающая запорная арматура с электроприводом на выходе с куста К27-XV-002 в составе узла запуска СОД DN400. Отключающая запорная арматура К27-XV-002 и арматура на ингибиторопроводе К27-XV-003) являются границей промысловых и технологических трубопроводов. Концом проектируемого газопровода в данном объекте является запорная арматура Л27-ЗА-001.1 DN400 PN125 с ручным управлением на УЗА№1.

Начало и конец проектируемого ингибиторопровода - от запорной арматуры с ручным управлением М27-ЗА-001 на УЗА№1 до запорной арматуры на кусте К27-XV-003 в составе узла запуска СОД DN400 соответственно (Том 4.6.1).

В данном объекте с газопроводом DN400 в одной траншее прокладывается ингибиторопровод DN50 от УЗА№1 на кустовую площадку скважин №27 для ингибиторопровода, от кустовой площадки №27 до УЗА№1 для газопровода.

Протяженность газопровода DN400 Ррасч.=10,8 МПа на участке от кустовой площадки р-н 27 до УЗА№1, ингибиторопровода DN50 Ррасч.=16,0 МПа на участке от УЗА№1 до кустовой площадки р-н 27 составляет 7,23 км (7230 м).

1.8.3 Объект «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ»

Принятые для данного объекта проектные решения соответствуют национальным стандартам и сводам правил. Система сбора газа включает в себя газопровод от УЗА№1 до УКПГ для транспортировки газа по газосборному трубопроводу и ингибиторопровод для подачи ингибитора гидратообразования от объекта УКПГ до УЗА№1.

На данном участке предусматривается установка камеры приема СОД в районе УКПГ.

С газопроводом в одной траншее прокладывается ингибиторопровод от УКПГ до УЗА№1. Начало проектируемого ингибиторопровода - точка подключения на УКПГ, конец – ЗРА на ингибиторопроводе на площадке УЗА№1.

При подходе газосборного трубопровода к УКПГ, на узле приема СОД предусматривается установка охранной запорной арматуры. В качестве охранной арматуры предусмотрено применение шарового крана DN400 PN125 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 №27.

Также на данном узле предусмотрена установка охранной запорной арматуры на ингибиторопроводе. В качестве охранной арматуры предусмотрено применение шарового

крана DN50 PN160 с электроприводом с возможностью автоматического отключения и дистанционным управлением из АБК ОБП с ВЖК.

Протяженность газопровода DN400 Ррасч.=10,8 МПа на участке от УЗА№1 до совмещенной площадки узла приема СОД DN400, ингибиторопровода DN50 Ррасч.=16,0 МПа на участке от совмещенной площадки узла приема СОД DN400 до УЗА№1 составляет 6,44 км.

Протяженность газопровода DN400 Ррасч.=10,8 МПа на участке от совмещенной площадки камер приема СОД DN400 до УКПГ, ингибиторопровода DN50 Ррасч.=16,0 МПа на участке от УКПГ до совмещенной площадки камер приема СОД DN400 составляет 0,29 км (от ограждения совмещенной площадки узла приема СОД DN400 до ограждения УКПГ), без учета протяженности трубопроводов на площадке.

Протяженность газопровода и ингибиторопровода в границах совмещенной площадки камер приема СОД составляет 0,04 км (в пределах ограждения).

Общая протяженность газопровода DN400 Ррасч.=10,8 МПа на участке от УЗА№1 до УКПГ составляет 6,77 км (6770 м).

1.8.4 Объект «Газосборный трубопровод УЗА№2 до т.вр. ГВТ»

Принятые для данного объекта проектные решения соответствуют национальным стандартам и сводам правил. Система сбора газа включает в себя газопровод от УЗА№2 до точки врезки в газопровод внешнего транспорта (ГВТ) для транспортировки газа по газосборному трубопроводу в обход УКПГ.

Началом проектируемого газопровода от УЗА№2 до т.вр. ГВТ является точка врезки на газопроводе от УЗА№1 до УКПГ, которая расположена на УЗА№2. Концом проектируемого газопровода в данном объекте является фланцевая пара, устанавливаемая в месте подключения к газопроводу внешнего транспорта.

На данном участке предусматривается узел запорной арматуры УЗА-003, необходимый для подключения мобильной установки сброса воды (МУПСВ).

Протяженность газопровода DN400 Ррасч.=10,8 МПа на участке от УЗА№1 до точки врезки в ГВТ составляет 0,78 км.

1.8.5 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, предусмотренному объектами проектирования «Куст скважин № 27». Этап 1 «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», «Газосборный трубопровод УЗА№1 – УКПГ», «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ», относится к категории 4 (горючие нетоксичные продукты в виде газа или двухфазной среды, не содержащие сероводорода и других сернистых соединений); по ингибиторопроводу в объектах «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27», «Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1» – 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 к III классу ($2,5 \text{ МПа} < P_{раб} \leq 10 \text{ МПа}$), 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 (участок от УЗА-001 до КП27 ПК69+85,43-ПК72+30,08; участок от совмещенной площадки СОД до УЗА-001 ПК0+00-ПК2+66,35);
- узлы приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним (участок от совмещенной площадки СОД до УЗА-001 ПК61+61,47-ПК64+11,47; участок от совмещенной площадки СОД до УКПГ ПК0+47,21-ПК2+97,21);
- участки на подходе к УКПГ и кустовой площадке в пределах 250 м от ограждения (участок от УЗА-001 до КП27 ПК0+3,65-ПК2+53,65; участок от УКПГ до совмещенной площадки СОД ПК0+80,4-ПК3+30,4).

1.8.6 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.

Рабочее давление для газопроводов от кустовой площадки №27 принято равным 9,2 МПа. Расчетное давление принято равным 10,8 МПа.

Для ингибиторопровода расчетное давление принято равным 16,0 МПа. Рабочее давление принято 14,0 МПа.

1.8.7 Узлы запорной арматуры

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 в объекте «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ» по трассе проектируемых трубопроводов «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ», «Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1» предусмотрена отключающая запорная арматура в составе УЗА-001. УЗА-001 расположен на ПК0+09,35 по трассе газопровода «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ».

На УЗА-001 предусматривается применение стальной приварной полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением для газопровода DN400 PN125 (1 шт.). Для ингибиторопровода (DN50 PN160 (1 шт.)) и трубопроводов на свечу продувочную DN100 PN125 (3 шт.) предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением. В качестве запорной арматуры для газопровода и ингибиторопровода применяются краны шаровые.

Расчет принятого диаметра свечи продувочной представлен в ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01-ПрилВ-001 «Приложение В. Расчет сброса газа на свечу продувочную».

В объекте «Газосборный трубопровод УЗА№2 до т.вр. ГВТ» по трассе проектируемых трубопроводов «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ» и «Газосборный трубопровод УЗА№2 до т.вр. ГВТ» предусмотрена отключающая запорная арматура в составе УЗА-002. УЗА-002 расположен на ПК53+50 по трассе газопровода «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ» и на ПК00+0 по трассе газопровода «Газосборный трубопровод УЗА№2 до т.вр. ГВТ».

На УЗА-002 предусматривается применение стальной приварной полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением для газопровода DN400 PN125 (3 шт.). В качестве запорной арматуры для газопровода применяются краны шаровые.

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

Так же по трассе проектируемого трубопровода «Газосборный трубопровод УЗА№2 до т.вр. ГВТ» предусмотрена отключающая запорная арматура в составе УЗА-003, необходимая для подключения мобильной установки сброса воды (МУПСВ). УЗА-003 расположен на ПК6+90.

На УЗА-002 предусматривается применение стальной приварной полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением для газопровода DN400 PN125 (3 шт.). В качестве запорной арматуры для газопровода применяются краны шаровые.

Продувочная свеча на УЗА-003 не предусмотрена, компенсирующие мероприятия предусмотрены в соответствии с обосновывающим отчетом.

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.

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 1.11.

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

Таблица 1.11 – 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
Узел приема СОД	Ан	B-Iг	IIА-T3	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;	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
				открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	
Запорная арматура и фланцевые соединения	Ан	В-Іг	ІІА-Т3	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

Узлы запорной арматуры (УЗА-001, УЗА-002) выполнены в металлическом ограждении, высота ограждения 2,2 м. Имеются калитки, которые после обслуживания арматуры закрывают на замки. На ограждениях с внешней стороны предусмотрена установка знаков «Стой! Запретная зона. Проход запрещен», «Схема узла».

В состав узлов запорной арматуры входит оборудование КИПиА. До и после запорной арматуры с ручным приводом устанавливаются манометры.

1.8.8 Узел 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, разработанных в соответствии с ТТТ-01.02.04-03.

В объекте «Куст скважин №27» на участке «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1» предусмотрена установка мобильной камеры запуска СОД на территории кустовой площадки №27 (описание дано в Томе 4.6.1).

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.27-П-ТКР.01.01-РР-001 «Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода».

В объекте «Газосборный трубопровод УЗА№1-УКПГ» на участке «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ» предусмотрена установка камеры приема СОД DN400 PN125 в конце трассы перед подключением к существующей инфраструктуре. Узел приема СОД совмещен с узлом охранной запорной арматуры DN50 PN160 на ингибиторопроводе, узлом охранной запорной арматуры DN400 PN125 на газопроводе, а также совмещена с узлом приема СОД и охранной запорной арматурой проекта по обустройству КП103 (проект ООО "Гипронефтегаз"), и проекта 1513/25-1.1 («Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 206-13»). Камера приема СОД DN400 PN125 предусматривается правого исполнения.

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 узлов приема СОД проектов, указанных выше и запроектирована в проекте 1513/25-1.1.

Трубопроводы пересекают проезды к совмещенной площадке камер приема СОД. Места пересечений оборудовать футлярами в соответствии с п. 1.8.9.1.

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. 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.27-П-ТКР.01.01-РР-001 «Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода».

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 связь 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.

Дренаж из камеры приема очистных устройств предусматривается в подземную емкость дренажную $V=8 \text{ м}^3$, запроектированной в проекте 1513/25-1.1 с дальнейшей перекачкой в передвижные емкости (автоцистерны). Надземные участки дренажного трубопровода теплоизолируются и предусматривается электрообогрев.

На проектируемом узле приема СОД предусмотрено измерение давления показывающими манометрами, которые установлены на камере приема. Кроме того, предусматривается устанавливать 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.

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).

Совместно с узлом приема СОД 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 №27.

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 IIA), повышенной надежности против взрыва (уровень взрывозащиты 2), с взрывонепроницаемой оболочкой (вид взрывозащиты "d") с температурным классом Т3. Маркировка взрывозащиты электрооборудования согласно ПУЭ 2ExdIIAT3.

Электрооборудование и полевой КИПиА, размещаемый во взрывоопасных зонах, предусмотрен во взрывозащищённом 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.

1.8.9 Узлы контроля коррозии

На узле приема СОД предусматриваются поточные узлы контроля скорости коррозии (УКК) для мониторинга коррозии гравиметрическим методом. Данный метод основан на контролльном 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.

1.8.10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

1.8.10.1 Переходы через автомобильные дороги

Проектируемые промысловые трубопроводы пересекают внутрипромысловые автодороги и автозимник. Ведомость пересечений с автодорогами представлена в таблице 1.12. Также проектируемые трубопроводы пересекают проектируемые перспективные внутрипромысловые дороги, которые будут строиться одновременно с трассой трубопроводов от КП27 и УКПГ, а именно:

- подъездная дорога к КП27;
- проезд на совмещенной площадке узла приема СОД DN400;
- автодорога к факельной установке.

Таблица 1.12 – 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 УЗА-001 до УКПГ Тымчучиканского НГКМ (в одной траншее с ингибиторопроводом от УКПГ до УЗА-001)										
2	4	38+26.58	зимник	-	грунт	16.8	16.8	-	37°25'	ГПН-Ангара
3	7	63+92.96	Проектируемая ось трассы Автомобильной дороги к совмещенной площадке узла приема СОД DN400	-	-	-	-	-	90°00'	ГПН-Развитие

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 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.

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. В данном проекте данное требование не соблюдается, компенсирующие мероприятия предусмотрены в соответствии с обосновывающим отчетом.

На торцах футляров устанавливаются герметизирующие резинотканевые 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 анткоррозионные 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 категориуемыми 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.

1.8.10.2

1.8.10.3 Пересечения с ВЛ

По объекту «Куст скважин №27» на участках «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1», «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27» проектируемые трубопроводы пересекают проектируемую ВЛ от УКПГ до куста скважин № 27 Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения (ПК2+20,34, угол пересечения 89°55').

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.

1.8.10.4 Переходы через водные преграды

По трассе имеются пересечения с искусственными понижениями, заполненными водой (таблица 1.13), созданные техногенным воздействием, вследствие чего в них скапливается вода. Данные искусственные понижения не являются водным объектом, поэтому специальных мероприятий при их пересечении не предусматривается.

Таблица 1.13 – Ведомость пересечений с водными преградами

№ пп.	№ перехода	Наименование водно-эрозионного объекта*	ПК	Длина, км		Площадь водосбора, км ²	Уклон, ‰		Ширина в межень, м	Глубина в межень, м	УВ на момент изысканий, мБС	Расчетный расход, м ³ /с				Характерные уровни, м БС				Ширина затопления по трассе при УВВ 10%, м	Время стояния воды на пойме, сутки	Наибольшая скорость течения (м/с) при		Глубина эрозии, м	Отметка размывания, мБС	Уровень ледохода, мБС		Скорость ледохода, м/с		Размер льдин, м
				общая	в створе		общий	в створе				Q1 %	Q2 %	Q5 %	Q10 %	УВВ 1%	УВВ 2%	УВВ 5%	УВВ 10 %			УВВ 1%	УВВ 10 %			УВЛ 1%	УВЛ 10 %			
Трасса Газосборный трубопровод от КП Н р-н 27 до т.вр. УЗА-001																														
1	-	вода*	1+11.12	-	-	-	-	-	5.62	0.62	367.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Газосборный трубопровод от УЗА-001 до УКПГ Тымпучиканского НГКМ																														
пересечений нет																														
Газосборный трубопровод от совмещенной площадки приема СОД DN400 куста КП Н р-н 27 до УКПГ Тымпучиканского НГКМ																														
пересечений нет																														
Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр.ГВТ																														
пересечений нет																														
Примечание: * - данное пересечение не является водным объектом, а является результатом техногенного воздействия - вследствие чего в искусственном понижении скопилась вода																														

1.8.10.5 Опознавательные 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 промыственный 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 опознавательно-предупредительными знаками. Опознавательно-предупредительные знаки устанавливаются:

- на углах поворота;
- на пересечениях трубопровода с существующими коммуникациями;
- 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).

1.8.11 Прокладка трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях

Трассы проектируемых трубопроводов расположены на участках с многолетнемерзлыми грунтами (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.

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.

Проектом принят II принцип использования вечномерзлых грунтов в качестве основания под трубопровод.

В соответствии с «Расчетом на прочность и устойчивость подземного трубопровода» (ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-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 мелкоразрыхленный 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.

1.8.12 Испытания и очистка трубопровода

В соответствии с разработанными ОБ ОПО и НТО до ввода в эксплуатацию все проектируемые промысловые трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых промысловых трубопроводов представлены в таблице 1.14.

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

Испытания всего газопровода проводятся пневматическим способом на основании ОБ ОПО и НТО.

Давление испытаний для промыслового ингибиторопровода принимается в соответствии с обоснованием безопасности опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Вакунайского лицензионного участка» (заключение экспертизы промышленной безопасности №0137-ОБ/24), а также НТО.

После завершения СМР необходимо выполнить очистку внутренней полости, с применением очистных устройств. До начала проведения испытаний, проектируемые газопровод, ингибиторопровод 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 газосборных трубопроводах предусмотреть проведение предпусковой приборной диагностики. Предпусковую приборную диагностику выполнить силами подрядной организации.

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

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

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.

Таблица 1.14 – Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

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			
Линейная часть газосборного трубопровода по объекту «Куст скважин №27» на участке «Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1»								
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к УКПГ, кусту скважин на расстоянии 250 м от обвалования	9,2	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Рраб = 11,5 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2	Пневматический	12	НТО
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	9,2	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Рраб = 11,5 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема	9,2	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на	Pраб = 9,2	Пневматический	12	НТО

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			
СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м				опорах 1,25 Рраб = 11,5 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5		Пневматический	12	
Пересечение с ВЛ-10кВ	9,2	II, С	100	I этап - одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
Прочие участки	9,2	II, С	100	I этап - одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
Линейная часть ингибиторопровода по объекту «Куст скважин №27» на участке «Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27»								
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к УКПГ, кусту скважин на расстоянии 250 м от обвалования	14,0	III, В	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Рраб = 21,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Pраб = 14,0	Пневматический	12 12	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			
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	14,0	III, В	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Рраб = 21,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Рраб =14,0	Пневматический	12	ОБ ОПО
Пересечение с ВЛ-10кВ	14,0			I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Рраб =14,0	Пневматический	12	
Прочие участки	14,0	III, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Рраб =14,0	Пневматический	12	ОБ ОПО
Линейная часть газосборного трубопровода по объекту «Газосборный трубопровод УЗА№1- УКПГ» на участке «Газосборный трубопровод УЗА№1 до УКПГ»								
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к УКПГ, кусту скважин на расстоянии 250 м от обвалования	9,2	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Рраб = 11,5 II этап – одновременно с испытанием	Рраб =9,2	Пневматический	12	НТО
							12	

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			
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	9,2	II, С	100	трубопровода 1,25 Рраб = 11,5		Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
				I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 Рраб = 11,5 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2		12	
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	9,2	II, С	100	трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2	Пневматический	12	НТО
				I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2		12	
Прочие участки	9,2	II, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 11,5	Pраб = 9,2	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014

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			
Линейная часть ингибиторопровода по объекту «Газосборный трубопровод УЗА №1- УКПГ» на участке «Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1»								
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к УКПГ, кусту скважин на расстоянии 250 м от обвалования	14,0	III, В	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Рраб = 21,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Рраб = 14,0	Пневматический	12	ОБ ОПО
				12				
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	14,0	III, В	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5 Рраб = 21,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Рраб = 14,0	Пневматический	12	ОБ ОПО
				12				
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 Рраб = 17,5 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Рраб = 17,5	Рраб = 14,0	Пневматический	12	ОБ ОПО
				12				

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			
Прочие участки	14,0	III, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 $P_{раб} = 17,5$	$P_{раб} = 14,0$	Пневматический	12	ОБ ОПО
Линейная часть газосборного трубопровода по объекту «Газосборный трубопровод УЗА №2 - т.вр.ГВТ» на участке «Газосборный трубопровод УЗА №2 до т.вр.ГВТ»								
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	9,2	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 $P_{раб} = 11,5$ II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 $P_{раб} = 11,5$	$P_{раб} = 9,2$	Пневматический	12	ГОСТ Р 55990-2014
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	9,2	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 $P_{раб} = 11,5$ II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 $P_{раб} = 11,5$	$P_{раб} = 9,2$	Пневматический	12	НТО

Примечание – 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.

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 1.15.

Таблица 1.15 – 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
DN400	150	60	800
DN50	100	40	600

1.8.13 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 их срока эксплуатации и скорости коррозии;
- предусмотрено ингибиование продукции скважин от гидратов на кустовых площадках;
- для защиты от опасных геологических процессов в качестве компенсации нерасчетных осадок 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 Гидравлический расчет газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ

1.9.1 Общие положения

В разделе представлен гидравлический расчет газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ.

Данное исследование проведено с целью:

- определение оптимального диаметра газосборного трубопровода;
- определения скорости движения потока в газосборном трубопроводе;
- определение режимов течения потока в газосборном трубопроводе.

Гидравлический расчет газосборного трубопровода выполнен с помощью компьютерного моделирования в программном комплексе МиР ПиА с использованием уравнения состояния Peng Robinson.

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

1.9.2 Исходные данные

При гидравлическом расчете газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ были учтены следующие исходные данные:

- Объемный расход ПГ, ГК и воды приняты в соответствии с ТУ на подключение «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» от газосборного коллектора куста скважин №27 до врезки в газопровод внешнего транспорта «Газопровод от УКПГ Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения до УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ» и представлены в таблице 1.16;
- Рабочие значения температуры и давления в начале газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ (УЗА-003) приняты в соответствии с ТУ на подключение «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ»;
- Рабочее давление в точке подключения к ГВТ составляет 8,9 – 9,1 МПа (изб) принято в соответствии с ТУ на подключение «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ»;
- Компонентный мольный состав газоконденсатной смеси принят в соответствии с ТУ на подключение «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» и представлен в таблице 1.17;
- прокладка газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ подземная без теплоизоляции;
- глубина прокладки принята 0,8 м до верха трубы в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014;
- температура грунта принята минус 2,7 °С на зимний период, плюс 2,7 °С на летний период;
- теплопроводность грунта принята 1,4 Вт/м·К;
- расчетное давление газосборного трубопровода – 10,8 МПа (изб.);
- абсолютная шероховатость трубопроводов 0,1 мм;
- профиль трассы газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ принят в соответствии с чертежом ЧОНФ ГАЗ-КГС 27-П-ППО 03 00-ГЧ-013_5.

Таблица 1.16 – Объемные расходы ПГ, ГК и воды.

Наименование	Объемный расход, млн.м ³ /сут	Объемный расход воды, м ³ /сут	Объемный расход ГК, м ³ /сут
Газосборный трубопровод УЗА-002 – т.вр. ГВТ (УЗА-003)	9,14	21,16	51,6

Таблица 1.17 – Компонентный мольный состав.

Наименование	Мольные доли
Водород	0.00191
Гелий	0.00124
Азот	0.0445
CO ₂	9.99E-06
Метан	0.865589
Этан	0.0524
Пропан	0.0192
И-Бутан	0.00286
Н-Бутан	0.00533
И-Пентан	0.00131

Наименование	Мольные доли
Н-Гексан	0.00145
Н-Гексан	0.0011
Н-Пентан	0.000559
Н-Октан	0.000326
Н-Нонан	0.000152
Н-Декан	8.37E-05
C11	4.09E-05
C12	2.14E-05
C13	3.02E-05
H ₂ O	0.00205
Метанол	0.00135
Итого	1,000

1.9.3 Результаты гидравлического расчета газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ

Результаты гидравлического расчета газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ представлены в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Результаты гидравлического расчета газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ (УЗА-003).

Наименование	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, МПа (изб)		Температура, МПа (изб)		Режим течения	Скорость, м/с	Расход, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Расчетный период - ЗИМА									
Газосборный трубопровод УЗА-002 – т.вр. ГВТ (УЗА-003)	400	690	9,180	9,123	1,2	0,92	волновой	6,12	291221
Расчетный период - ЛЕТО									
Газосборный трубопровод УЗА-002 – т.вр. ГВТ (УЗА-003)	400	690	9,180	9,123	1,2	0,98	волновой	6,13	291221

1.9.4 Анализ гидравлического расчета газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ (УЗА-003)

По результатам гидравлического расчета рабочее давление в точке врезки ГВТ составляет 9,123 МПа (изб).

Диаметр газосборного трубопровода УЗА-002 – т.вр. ГВТ составляет DN400.

1.10 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.

1.11 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».

1.12 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».

1.13 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».

1.14 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-001, УЗА-002, 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 Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

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 °C;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 39 °C;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 52 °C.

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 изготовление 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 0,05 мм/год согласно приложению Г к тому 3.1.1.

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

Расчетная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчетную 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 расчетную 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 газосборных трубопроводов DN400 трубы из стали группы 4 класса прочности K60 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.
- для трубопроводов обвязки камеры СОД DN50...DN400 трубы из стали группы 4 класса прочности K52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для дренажных трубопроводов DN150 трубы из стали группы 4 класса прочности K48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для трубопроводов ингибитора и трубопроводов на свечу DN50...DN100 трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 класса прочности K48 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 $C_{экв}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $P_{с.м.}$, 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, ТТР-01.02.04-13 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах КСУ 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 КСВ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 20 °C (подземная прокладка из стали класса прочности К60) и минус 60 °C (для надземных трубопроводов) для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 и труб из стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52 или К60 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 применять из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применять из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применять из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015, ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах КСУ 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 по ГОСТ Р 55990-2014	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
400	C	Газосборный трубопровод от куста скважин № р-н 27 до точки сбора УКПГ (подземно)	9,2	-6,4...+8,9	—	—
50	C	Обвязка узла приема на газосборном трубопроводе от куста № р-н 27	9,2	подземный -6,4...+8,9 надземный -61...+39	—	—
100						
200						
100	C	Газопровод на продувочную свечу (газосборный трубопровод от куста № р-н 27)	9,2	подземный -6,4...+8,9 надземный -61...+39	—	—
150	C	Дренажные трубопроводы до задвижек камер СОД	9,2	-61...+39	—	—
150	C	Дренажные трубопроводы	0,07	подземный -6,4...+8,9 надземный -61...+39	—	—
50	C	Ингибиторопровод	14,0	подземный -3,1...+7,5 надземный -61...+39	—	—
B						
400	C	Газосборный трубопровод от УЗА-002 до т.вр. в ГВТ (надземно)	9,2	-6,4...+8,9	—	—
400	C	Трубопровод на УЗА-003 для подключения к УСВ (надземно)	9,2	-6,4...+8,9	—	—

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

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_t , МПа	Сопротивление разрыву σ_b , МПа
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K60	460	590
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
Группа 2 и группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	470

2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов

Расчёт толщины стенки промысловых 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
57	C	14,0	0,767	204,94	234,08	2,24	1,96	3,24	6
57	B	14,0	0,637	170,20	194,41	2,70	2,36	3,70	6
57	C	9,2	0,767	225,55	254,01	1,28	1,14	3,00	6
114	C	9,2	0,767	204,94	234,08	2,81	2,46	3,81	6
114	C	9,2	0,767	225,55	254,01	2,56	2,27	3,56	6
159	C	0,07	0,767	204,94	234,08	0,03	0,03	3,00	8
159	C	9,2	0,767	204,94	234,08	3,93	3,44	4,93	8
219	C	9,2	0,767	225,55	254,01	4,91	4,36	5,91	10
426	C	9,2	0,767	278,91	293,85	7,73	7,34	8,73	12
426	C	9,2	0,767	225,55	254,01	9,56	8,49	10,56	14

2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки должна быть не менее расчетной согласно ГОСТ Р 55990-2014.

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

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

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

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

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

$V_{\text{кор}}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год согласно приложению Г к тому 3.1.1.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	C , %	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W , лет
57	6	14,0	338	470	0,05	12,5	3,00	45
57	6	14,0	338	470	0,05	12,5	3,00	45
57	6	9,2	372	510	0,05	12,5	3,00	45
114	6	9,2	338	470	0,05	10,0	3,00	48

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	C, %	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W, лет
114	6	9,2	372	510	0,05	10,0	3,00	48
159	8	0,07	338	470	0,05	10,0	3,00	84
159	8	9,2	338	470	0,05	10,0	3,93	65
219	10	9,2	372	510	0,05	10,0	4,91	81
426	12	9,2	460	590	0,05	10,0	7,73	61
426	14	9,2	372	510	0,05	10,0	9,56	60

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, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

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

Трубопровод	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	14,0	338	37,5	100	76,5	-	-127,7	178,7	304,2
426×12	9,2	460	38,9	400	179,6	67,3	-151	286,7	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, 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 категорий 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, ввиду 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

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

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
426×12	426	135,1	0,8	9,2	38,9	1100	1600	2,006	3,142	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 DN400 – 1100 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 рельфе местности производится по формуле:

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

На выпуклом рельфе местности данный радиус будет равен:

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

где E – модуль упругости (Юнга) материала трубопровода равный 206000 МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода, м⁴;

α_k – угол поворота трубопровода, радиан.;

q_{mp} – 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	$\delta_{\text{ном}}, \text{мм}$	$I, \text{м}^4$	$q_{mp}, \text{Н/м}$	$\alpha_k, \text{рад.}$	$\rho_{\text{вог}}, \text{м}$	$\rho_{\text{вып}}, \text{м}$
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
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 промысловых трубопроводов

Наименование участка трубопровода	$DN, \text{мм}$	$P, \text{Мпа}$	Температура продукта, $^{\circ}\text{C}$	Параметры трубопроводов		
				Категория по ГОСТ Р 55990-2014	$D \times s, \text{мм}$	Тип трубы, материал
Газосборный трубопровод от куста скважин № р-н 27 до точки сбора УКПГ (подземно)	400	9,2	-6,4...+8,9	C	426×12	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К60, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Обвязка узла приема на газосборном трубопроводе от куста № р-н 27	50	9,2	подземный -6,4...+8,9 надземный -61...+39	C	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
	100				114×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
	200				219×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P , Мпа	Температура продукта, °C	Параметры трубопроводов		
				Категория по ГОСТ Р 55990-2014	D × s , мм	Тип трубы, материал
Газопровод на продувочную свечу (газосборный трубопровод от куста № р-н 27)	100	9,2	подземный -6,4...+8,9 надземный -61...+39	C	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Дренажные трубопроводы до задвижек камер СОД	150	9,2	-61...+39	C	159×8	Трубы электросварные прямозарывные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Дренажные трубопроводы	150	0,07	подземный -6,4...+8,9 надземный -61...+39	C	159×8	Трубы электросварные прямозарывные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Ингибиторопровод	50	14,0	подземный -3,1...+7,5 надземный -61...+39	C B	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 4.0)
Газосборный трубопровод от УЗА-002 до т.вр. в ГВТ (надземно)	400	9,2	-6,4...+8,9	C	426×14	Трубы электросварные прямозарывные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Трубопровод на УЗА-003 для подключения к УСВ (надземно)	400	9,2	-6,4...+8,9	C	426×14	Трубы электросварные прямозарывные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)

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 × s, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
50	325×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0) с заводским наружным защитным покрытием
400	720×10	

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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 $\mathbf{n} = 0,95$, Н/м;

q_{liq} – погонная нагрузка от дополнительной массы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $\mathbf{n} = 0,95$, 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 $\gamma_{bal} = 1400$ кг/м³;

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

Нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода q_{uz} 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, см^4 ;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

При проектировании радиус упругого изгиба составляет:

для DN400 – $1000DN+200$ м (600 м) для вогнутых участков и 1100 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 приравниваются к прямолинейному участку. Вставки холодного и горячего гнутья также балластируются как прямолинейные участки.

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

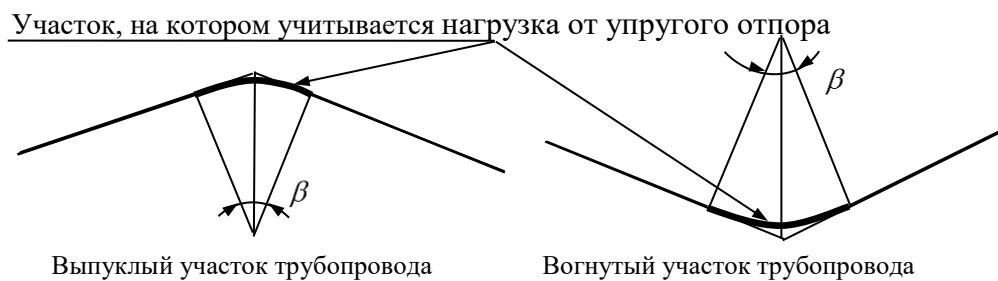


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

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- 426 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,6	0,6	-	840
УБП-0,3 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	470

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м ³	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
УБП-0,4 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	600
УБО-720 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	3378

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:

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

где $n_{\text{гр}}$ – коэффициент надёжности по нагрузке, принимается равным 0,8 для пригрузов грунтовых (к-т надежности согласно таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014);

γ_n - коэффициент надежности 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:

$$\gamma_{sb} = \frac{\gamma_s - \gamma_e k_{he}}{1+e}$$

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:

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

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				
426×12	УБП-0,4 ТУ 102-300-81	2,2	7,8	8,7
	ПКБУ- 426 ГОСТ Р 58257-2018	2,1	6,4	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

Трубопровод	Тип пригруза	<i>L</i> , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
Примечание – Величина необходимой расчетной балластировки трубопроводов 57×6 (на всех участках) имеют отрицательное значение, следовательно, установка пригрузов не требуется				

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».

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из стали 10Г2, 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 КСВ или не менее 30 Дж/см² на образцах КСУ при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах КСВ или не менее 50 Дж/см² на образцах КСУ 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 проектировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

Задача 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 обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27». 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 °C;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 39 °C;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °C.

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 X.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод – слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали 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.27-П-ТКР.01.01		
10778-25		Наименование объекта строительства	«Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
5	C-001 ТЧ-001 л. 1-4 1-5, 1-7, 1-20 1-21 1-22 1-23 1-26 1-27 1-28 1-30, 1-31 1-33, 1-34 1-37, 1-38 1-39... 1-45 1-46	Zаменен Заменен. П. 1.1 уточнено значение расчетного давления в газопроводе; добавлен новый объект «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ». П. 1.2 исходные данные дополнены изменениями к ТЗ П. 1.3.1, 1.3.2, 1.6 дополнены информацией об объекте «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ» П. 1.7 добавлено значение расчетного давления в ингибиторопроводе П. 1.8.1 уточнена информация по фактическим и номинальным расстояниям до рядом расположенных объектов Табл.1.7 уточнено значение расчетного давления в ингибиторопроводе П.1.8.3 убрано упоминание технологических трубопроводов на площадке СОД, уточнено значение расчетного давления в газопроводе П.1.8.4 новый, добавлен новый объект «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ». П.1.8.5 добавлен новый объект «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ», уточнен класс газопровода П.1.8.6 уточнены значения расчетного и рабочего давлений в газопроводе и ингибиторопроводе. П.1.8.8 убрано упоминание технологических трубопроводов на площадке СОД, добавлено упоминание регулируемых опор П.1.8.10 убрано упоминание автодороги к КП27, добавлена дорога к факельной установке, добавлено упоминание размеров футляров в соответствии с нормами П.1.8.12 убрано упоминание технологических трубопроводов Табл. 1.11 уточнены значения давлений испытаний (пересчет ГР), добавлен объект «Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ» Табл.1.12 убрано упоминание технологических трубопроводов на площадке СОД	4	Изменения к заданию на проектирование №6 от 30.04.2025 г. и №7 от 25.06.2025 г.	

Согласовано	Шибанов	17.12.25
Н.контр		

Иzm.внес	Липатова		17.12.25	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)	Лист	Листов
Составил	Липатова		17.12.25			
Утв.	Шибанов		17.12.25		1	3

Разрешение		Обозначение	ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01		
10778-25		Наименование объекта строительства	«Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
6	2-5	Таблица 2.1 изменены значения рабочего давления.			
	2-7	Таблица 2.3 откорректированы значения. Таблица 2.4 откорректирована			
	2-9...	Таблица 2.5 откорректирована. Таблица 2.6 откорректирована.			
	2-10				
	2-11...	Таблица 2.8 откорректирована			
	2-12				
	PP-001	Заменен. Добавлен участок газопровода УЗА-002 - т.вр. в ГВТ, откорректирована обвязка площадки узла приема СОД			
	ТЧ-001	Заменен.			
	л.23-24	П.1.8 Табл.1.7. Пневмоиспытания предусмотрены для всех проектируемых трубопроводов. Проведение профилеметрии исключено для ингибиторопровода.			
	л.37	П.1.8.12 Исключена информация о обеспечению водой для гидроиспытаний.			
7	л.45	П.1.8.12 Исключено упоминание гидроиспытаний. Табл.1.12. Исключены размеры зон безопасности для гидроиспытаний.			
	ИУЛ-001	Заменен.			
	C-001	Заменен.			
	ПрилА	Заменен.			
	ПрилБ	Заменен. Добавлен кран шаровой DN50 PN125.			
	ПрилВ	Заменен.			
	ПрилГ	Заменен.			
	ПрилД	Заменен.			
7	ПрилЕ	Новый.			
	ТЧ-001	Заменен. Исключены упоминания о гидроиспытаниях		5	Замечания Заказчика от 01.12.2025
					Лист 2

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 горячедеформированные. Технические требования.
- 9 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 10 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. 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 холоднодеформированные. 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. № 182.

33 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.

34 Постановление от 2 декабря 2020 года № 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 № 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 DN400 Ррасч.=10,8 МПа	км	14,0
Газосборный трубопровод DN400 Ррасч.=10,8 МПа от УЗА-002 до ГВТ	км	0,78
Ингибиторопровод DN50 Ррасч.=14,975 МПа	км	14,0
Камера приема СОД DN400 PN125	шт	1
Кран шаровой DN400 PN125 с электроприводом	шт	2
Кран шаровой DN400 PN125	шт	7
Кран шаровой DN200 PN125	шт	2
Кран шаровой DN150 PN125	шт	1
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	2

Приложение В

Расчет сброса остаточного газа через продувочные свечи

	Опорожнение через свечу	Длина участка, м	Диаметр, м	Плотность газа раб. усл., кг/м ³	Плотность газа н. усл., кг/м ³	Время сброса, с	Диаметр свечи, м	Высота свечи, м	Объем газа в тр, м ³	Объем газа н. усл., м ³	Кол-во газа, кг	Расход газа, м ³ /с	Удельный выброс, г/с	Скорость сброса, м/с
КП27 - УКПГ														
КП27 - УЗА-001 (свеча продувочная)	1	7230,08	0,40	4,192	0,809	7200	0,1	5	908,10	4683,02	3806,75	0,650	528,71	82,86
УЗА-001 (свеча продувочная) - камера приема СОД DN400 (свеча продувочная 2 - общая для КП206, КП27)	2	6443,62	0,40	4,192	0,809	3600	0,1	5	809,32	4173,62	3392,66	0,580	471,20	73,84
камера приема СОД DN400 (свеча продувочная 2) - УКПГ	1	330,38	0,40	4,192	0,809	3600	0,1	5	41,50	213,99	173,95	0,059	48,32	7,57
КП27 - УКПГ														
КП27 - УЗА-001 (свеча продувочная)	1	7230,08	0,40	4,192	0,809	10800	0,05	5	908,10	4683,02	3806,75	0,434	352,48	220,95
УЗА-001 (свеча продувочная) - камера приема СОД DN400 (свеча продувочная 2 - общая для КП206, КП27)	2	6443,62	0,40	4,192	0,809	10800	0,05	5	809,32	4173,62	3392,66	0,193	157,07	98,46
камера приема СОД DN400 (свеча продувочная 2) - УКПГ	1	330,38	0,40	4,192	0,809	10800	0,05	5	41,50	213,99	173,95	0,020	16,11	10,10
«Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ»														
УЗА-002 - УЗА-003	1 (свеча на УЗА- 002)	690	0,40	104,5	0,809	10800	0,1	5	86,19	11079,79	9006,58	1,026	833,94	130,69
УЗА-003 - т.вр.ГВТ	1 (площадь запуска СОД на ГВТ)	762	0,40 0,50	103,9	0,809	10800	0,1	5	142,61	18227,58	14816,90	1,690	1371,93	215,00
	1*	сброс производится через один источник (свечу)												
	2**	сброс производится через два источника (свечи)												

Приложение Г**Письмо ООО «ГПН-Развитие» №20-06.01/008062 от 11.12.2024 о скорости коррозии на Вакунаиском НГКМ**

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

Заместителю главного
инженера – начальнику управления
АО «Гипровостокнефть»

Свитову М.А.

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: grn-development@gazprom-neft.ru, www.dvp.gazprom-neft.ru
ОКПО 83253997, ОГРН 1077762622574, ИНН 7728639370, КПП 997250001

№ _____
на № _____ от _____

О скорости коррозии
на Вакунаиском НГКМ

Уважаемый Михаил Александрович!

Сообщаем, что для выполнения расчетов с целью подтверждения срока эксплуатации трубопроводов системы сбора газа по объекту «Обустройство Вакунаиского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27», необходимо принимать значение скорости коррозии до 0,05 мм/год.

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

С уважением,

Начальник управления по проектированию
крупного проекта «Чона газ»

Д.В. Парфенов

Рег. № 20-06.01/008062
от 11.12.2024

Альгинов Р.А.
+7 (3452) 59-34-00 (70793)



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 05C4B165002FB283AB46DC53B1FAC8E2DE

Владелец: Парфёнов Дмитрий Викторович

Действителен: с 21.11.2024 по 21.11.2025

ООО «ГПН-РАЗВИТИЕ»



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

Инженерно-технический центр

« 24 » июня 2022 г.

№ 6/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 промысловых объектов и трубопроводов», а также проведённой 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 Ботубинского 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 $P = 8,07 \text{ МПа}$, 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
$\text{CO}_2, \%$	0,0065	0,0069	0,007	0,0078	0,0079
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00058	0,00062	0,00063	0,00069	0,0007
№ скв.	1072	1017	1020	1019	1023
$\text{CO}_2, \%$	0,0082	0,0032	0,0037	0,0042	0,0040
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00071	0,00027	0,00031	0,00039	0,00034
№ скв.	1029	1030	1033	1031	1026
$\text{CO}_2, \%$	0,0061	0,0058	0,0063	0,0059	0,0055
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00055	0,00052	0,00057	0,00054	0,00049
№ скв.	1027	1028	2121	1005	2005
$\text{CO}_2, \%$	0,0057	0,0057	0,0065	0,0063	0,0069
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00051	0,00050	0,00057	0,00055	0,00061
№ скв.	2002	1007	2004	2003	1008
$\text{CO}_2, \%$	-	0,008	-	-	0,0071
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	-	0,00069	-	-	0,00063
№ скв.	1006	1012	1013	1015	1016
$\text{CO}_2, \%$	0,0068	0,0071	0,0053	0,0062	0,007
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00060	0,00064	0,00048	0,00056	0,00063
№ скв.	1021	1018	1022	1105	1024
$\text{CO}_2, \%$	0,008	0,0074	0,0079	0,0056	0,0057
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00076	0,00069	0,00071	0,00049	0,00052
№ скв.	1106	1098	1089	1099	1094
$\text{CO}_2, \%$	0,005	0,006	0,007	0,0065	0,0061
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,00046	0,00055	0,00064	0,00060	0,00056
№ скв.	1095	1101	1009	1014	1087
$\text{CO}_2, \%$	0,0061	0,0063	-	0,0025	-
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	0,0005	0,00058	-	0,00023	-
№ скв.	1096	1097	1100	1103	1102
$\text{CO}_2, \%$	0,0069	0,007	0,0063	0,0052	0,0055
$P_{\text{CO}_2, \text{МПа}}$	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 испытаний на КГС УППГ-2 ЧНГКМ.

№ скважины	Средняя скорость коррозии, мм/год	Коррозионная активность системы (Приложении А, СТО 9.3-011-2011)	
		1	2
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 «ГПН-Развитие» №20-06.01/002603 от 17.05.2024 о проектировании промысловых трубопроводов проекта «Чона газ»**

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

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 проектировании промысловых
трубопроводов
проекта «Чона газ»

Заместителю главного инженера –
начальнику управления
АО «Гипровостокнефть»

Свитову М.А.

Уважаемый Михаил Александрович!

При проектировании промысловых трубопроводов, входящих в объекты обустройства Тымпучиканского и Вакунайского лицензионных участков проекта «Чона газ», просим руководствоваться требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с требованиями п. 891 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» устройство защитных футляров просим предусматривать только на переходах через реки, автодороги и автозимники, футляры на переходах через ручьи и участках поверхностного стока не предусматривать.

Также просим не предусматривать защитные футляры на пересечении трубопроводами подъездов к технологическим площадкам, расположенным на линейной части - для защиты трубопроводов предусмотреть укладку бетонных плит.

С уважением,

Начальник управления по проектированию
крупного проекта «Чона газ»

Д.В. Парфенов

Рег. № 20-06.01/002603
от 17.05.2024

Альгинов Р.А.
+7 (3452) 59-34-00 (70793)



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 04CDE3CA00C2B005B14993D4D923432250

Владелец: Парфёнов Дмитрий Викторович

Действителен: с 22.11.2023 по 22.11.2024 000 «ГПН-РАЗВИТИЕ»

Приложение Е
ТУ на подключение



Технические условия
**на подключение «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» от
газосборного коллектора куста скважин №27 до врезки в газопровод
внешнего транспорта «Газопровод от УКПГ Тымпучиканского
нефтегазоконденсатного месторождения до УКПГ-3 Чаяндинского
НГКМ»**

Подключение «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» Ø426x12 в промысловый газопровод внешнего транспорта (ГВТ) выполнить на ПК 0 трассы ГВТ.

Точку врезки предусмотреть надземно, на высоте 1,1 метра от поверхности земли (ось ГВТ). На проектируемом «Газосборном трубопроводе УЗА №2 – т.вр. ГВТ» предусмотреть в точке врезки поворотную заглушку, а так же воздушник с краном шаровым Ду50 и поворотной заглушкой.

Расчетное давление ГВТ составляет 12,5 МПа, рабочее давление в точке врезки составляет 8,9-9,1 МПа. Расход газа, подаваемого от кустовых площадок по «Газосборному трубопроводу УЗА №2 – т.вр. ГВТ» в ГВТ составляет 9,1 млн м³/сут. В точке врезки типоразмер ГВТ составляет Ø426x14 мм. На данном надземном участке ГВТ предусмотрен без теплоизоляции.

В точке врезки «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» в ГВТ предусмотреть методом огневой врезки в «Узел подключения УКПГ», предусмотренного на ГВТ на ПК0+00.

В начале «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» на ответвлении от промыслового газопровода от куста №27 предусмотреть запорную арматуру с ручным приводом надземного исполнения. Узел запорной арматуры предусмотреть с ограждением и продувочной свечой.

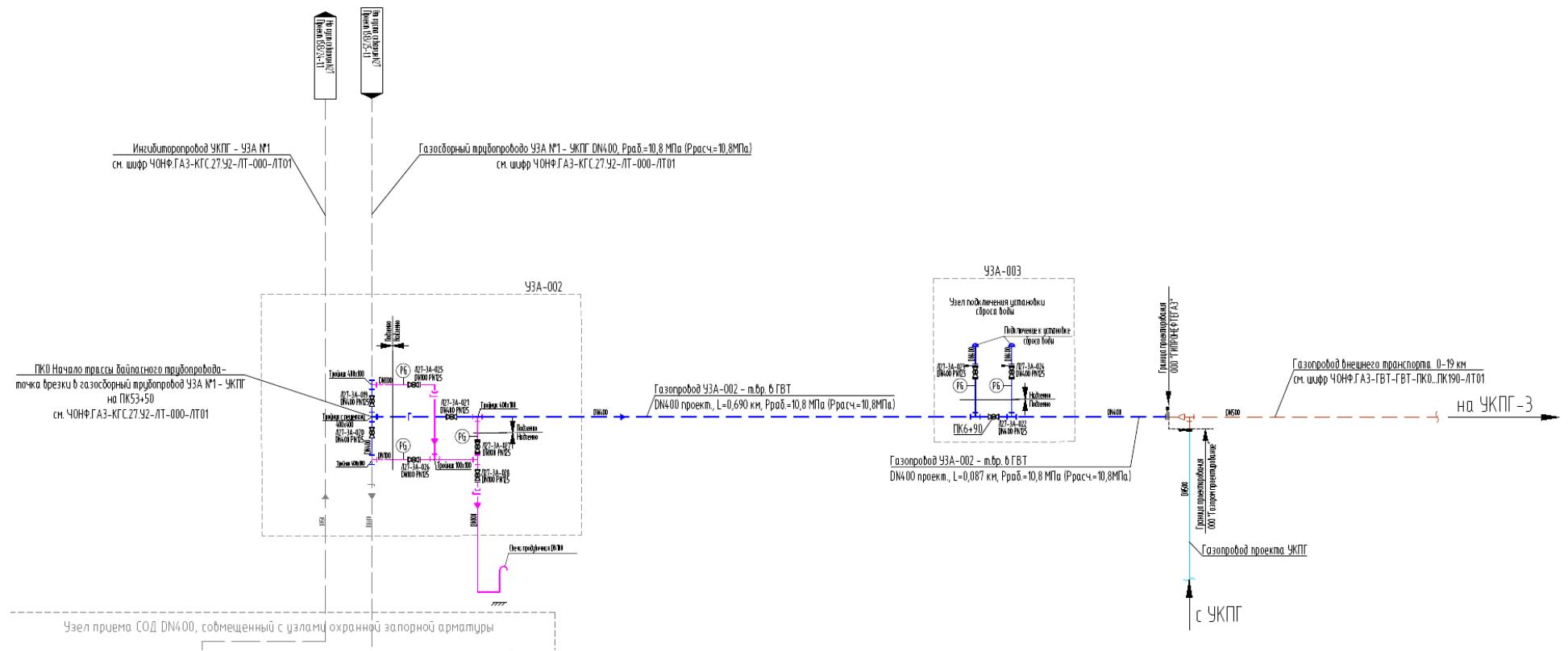
В конце «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ» на расстоянии 80-90 м до точки врезки в ГВТ предусмотреть запорную арматуру подземного исполнения с двумя ответвлениями для перспективного подключения мобильной установки сброса воды. На каждом из ответвлений предусмотреть надземную запорную арматуру с фланцевыми заглушками. Ограждение и продувочную свечу на данном узле не предусматривать.

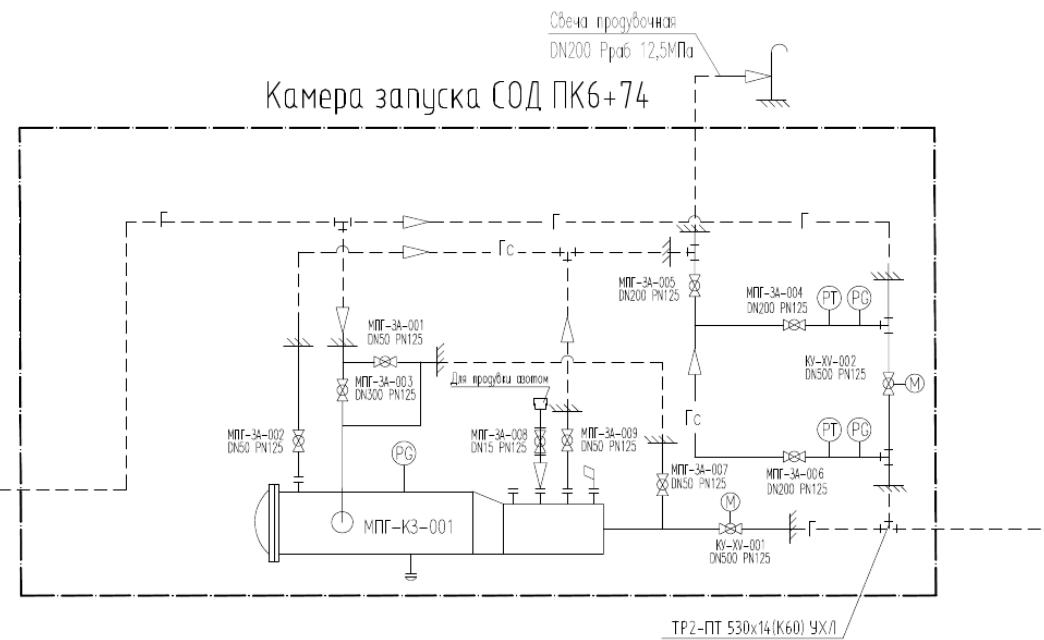
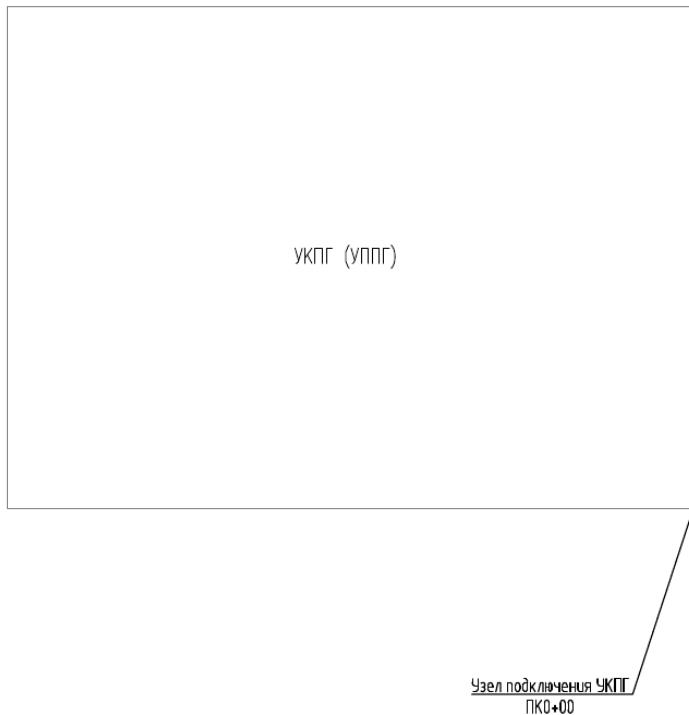
Продувку газопровода – перемычки предусмотреть:

- 1) из участка между задвижками, расположенными в начале и конце трассы газопровода – на свечу узла запорной арматуры, расположенного в начале трассы «Газосборного трубопровода УЗА №2 – т.вр. ГВТ»;
- 2) с участка между запорной арматурой, расположенной в конце трассы газопровода и точкой врезки – на свечу узла запуска СОД, предусмотренного по трассе ГВТ на ПК6+74.

Приложения:

1. Технологические схемы.





УТВЕРЖДАЮ

Исполнительный директор
Крупного проекта «Чона газ»
ООО «ГПН-Развитие»



К.С. Даниленко

2025

Технические условия на подключение промысловых трубопроводов к коммуникациям УКПГ Тымпучиканского НГКМ

1. **Заказчик** – ООО «Газпромнефть-Развитие».
2. **Эксплуатирующая организация** – ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Условия подключения:

Подключение промысловых газопроводов от кустов газовых скважин №27, 103, 206-13, а также метанолопроводов от УКПГ до этих кустовых площадок (в количестве 3 штук) выполнить на надземном участке в точке, приведенной в Приложении 1. Расположение трубопроводов также принять в соответствии с Приложением 1.

При подключении учесть следующие характеристики трубопроводов:

- 1) газосборный трубопровод от КП27 до УКПГ – DN400, PN125, без теплоизоляции;
- 2) газосборный трубопровод от КП103 до УКПГ – DN400, PN125, без теплоизоляции;
- 3) газосборный трубопровод от КП206-13 до УКПГ – DN400, PN125, без теплоизоляции;
- 4) ингибиторопровод от УКПГ до КП27 DN50, PN160 без теплоизоляции;
- 5) ингибиторопровод от УКПГ до КП103 DN50, PN160 без теплоизоляции
- 6) ингибиторопровод от УКПГ до КП206-13 DN50, PN160 без теплоизоляции
- 7) газопровод ПНГ от КС Игнялинского ЛУ до УКПГ DN300, PN125 без теплоизоляции.

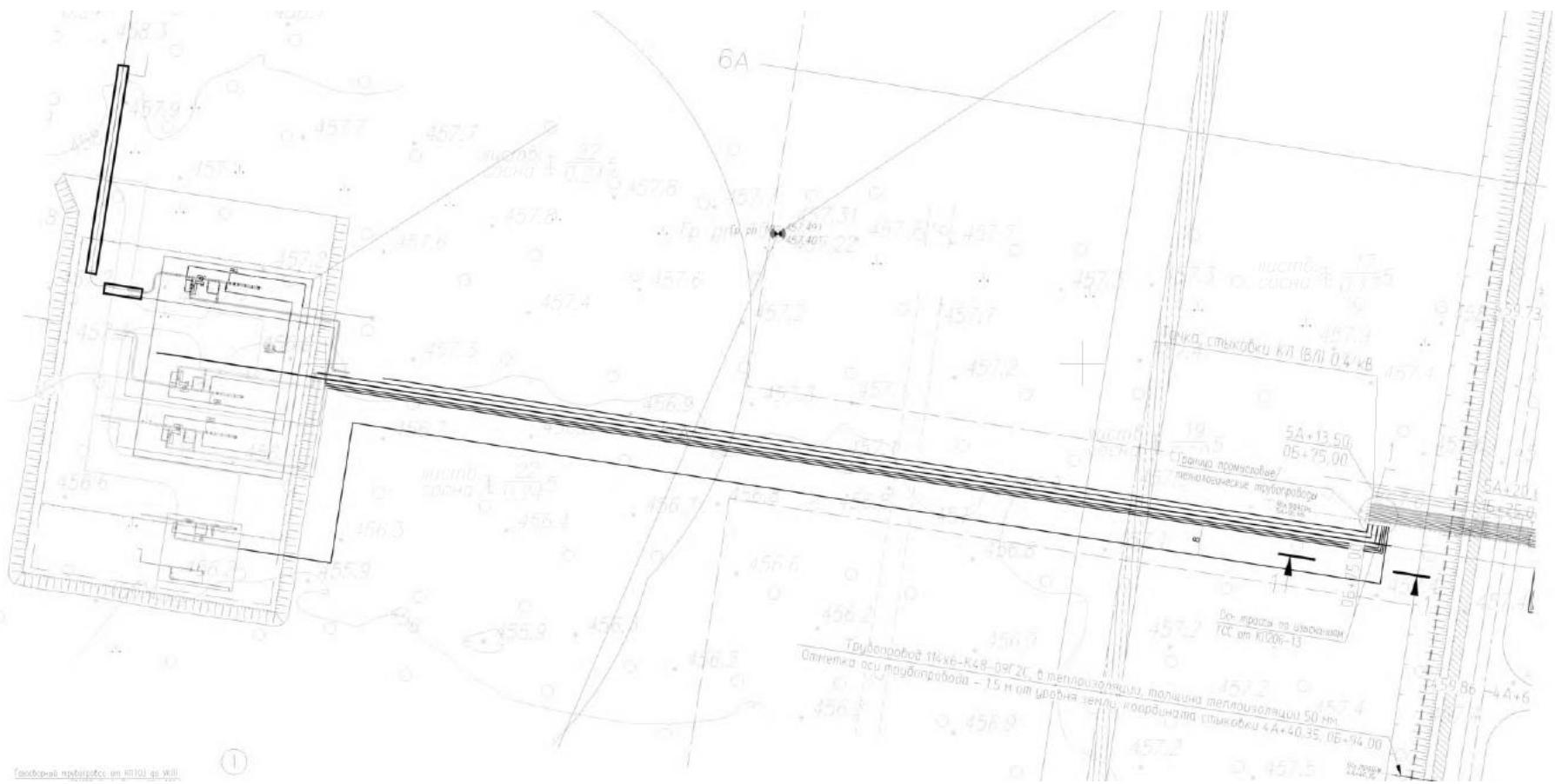
Все трубопроводы прокладываются в одной траншее, на глубине 1,2 м до верхней образующей газосборных трубопроводов. Проектируемые трубопроводы отвечают требованиям ГОСТ Р 55990-2014. Для газосборных трубопроводов применены трубы электросварные группы 4 диаметром 426x12 мм, класса прочности K60 с наружным полиэтиленовым покрытием типа Н по ТТТ-01.02.04 01, максимальная температура эксплуатации +60 °C.

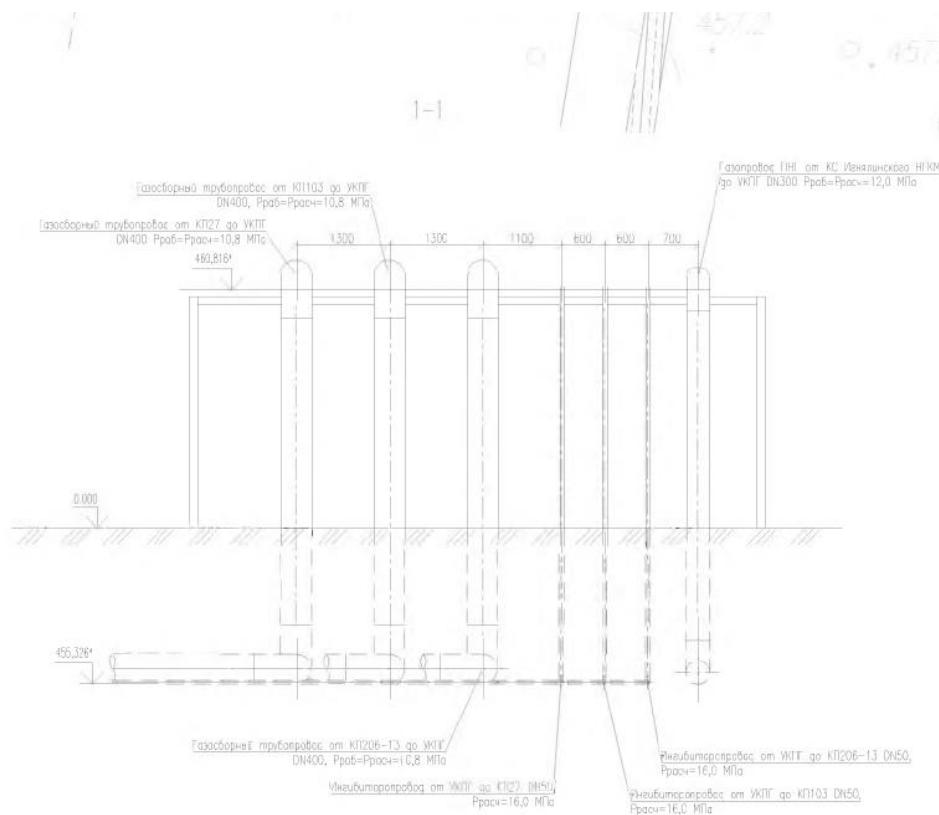
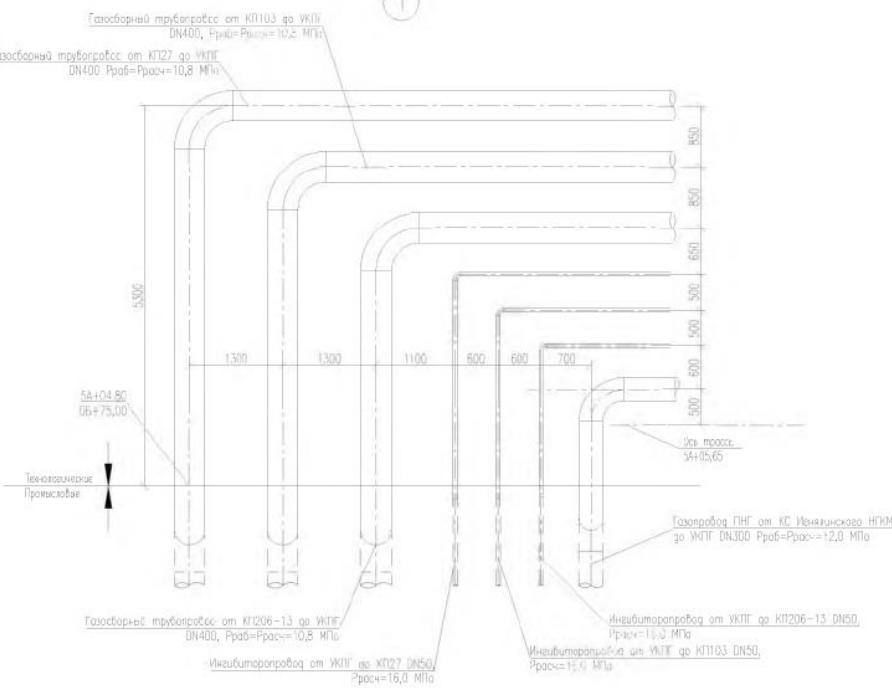
Для ингибиторопроводов применены трубы бесшовные группы 2, диаметром 57x6, класса прочности K48 с наружным полиэтиленовым покрытием типа Н по ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации +60 °C.

Рабочие давления и температуры в точках подключения должны соответствовать данным, представленным в Приложении 2.

Приложения:

1. План трасс, поперечное сечение трубопроводов на подходе к УКПГ с указанием точкистыковки с трубопроводами УКПГ.
2. Рабочие давления и температуры в точках подключения газосборных сетей и метанолопроводов к УКПГ.





Приложение 2

Ветка (ГСС)	Параметры в точке подключения к УКПГ (на выходе УКПГ)	Период расчета																		
		2035 МЭТД	2034 МЭМД	2033 МЭТД	2033 МЭМД	2032 МЭТД	2032 МЭМД	2031 лето	2031 зима	2030 лето	2030 зима	2029 лето	2029 зима	2028 лето	2028 зима	2027 лето	2027 зима	2026 лето	2026 зима	
От кустов 27 и 29	Давление, МПа (изб.)	10,5 25	9,11 5	9,11 3	7,34 0	8,22 2	7,70 1	7,66 4	7,41 4	7,37 9	6,45 0	6,41 4	5,15 3	5,11 1	3,69 2	3,63 1	3,16 0	3,12 5	2,02 8	1,97 5
	Температура, °C	-3,9	-1,9	6,1	-2,3	6,5	-2,1	7,5	-1,3	8,1	-1,2	8,1	-2,8	6,9	-4,9	5,1	-6,4	3,9	-3,7	9,1
От кустов 2, 103 и 12	Давление, МПа (изб.)	10,5 84	9,11 5	9,11 3	7,34 0	8,22 2	7,70 1	7,66 4	7,41 4	7,37 9	6,45 0	6,41 4	5,15 3	5,11 1	3,69 2	3,63 1	3,16 0	3,12 5	2,02 8	1,97 5
	Температура, °C	-3,5	-1,8	3,1	-7,5	3,5	-3,4	5	-1,9	6,5	-1,9	6,5	-3,9	5,0	-6,3	3,0	-4,3	6,7	-5,0	6,2
От кустов 107, 206-13, 254-01, 254-07	Давление, МПа (изб.)	10,3 50	9,15 9	9,15 0	8,65 5	8,64 5	8,20 9	7,18 2	7,75 2	7,73 8	6,79 7	6,77 5	5,39 2	5,34 7	3,61 6	3,54 5	3,00 8	2,97 3	1,98 9	1,94 3
	Температура, °C	-3,6	-2,4	8,2	-2,5	10,1	-3,2	7,2	-2,3	10,2	-5,6	10,1	-3,4	8,9	-5,4	6,9	-3,5	10,6	-3,9	10,5

Продолжение приложения 2

Ветка (метанолопроводы)	Параметры от УКПГ (на выходе УКПГ)	Период расчета					
		2026 зима	2027 зима	2028 зима	2029 зима	2034 зима	2035 зима
До кустов 27 и 29	Давление, МПа (изб.)	14,130	13,440	14,170	14,070	11,350	10,900
	Температура, °C	-49	-49	-49	-49	-49	-49
До кустов 2, 103 и 12	Давление, МПа (изб.)	14,130	13,440	14,170	14,070	11,350	10,900
	Температура, °C	-49	-49	-49	-49	-49	-49
До кустов 107, 206-13, 254-01, 254-07	Давление, МПа (изб.)	14,130	13,440	14,170	14,070	11,350	10,900
	Температура, °C	-49	-49	-49	-49	-49	-49

Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.01-РР-001

«Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»

Страница Пост Постов

88

Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

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	12
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	13
7 ВЫВОД	20
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	22
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАСТЕПЛЕНИЯ.....	32

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в основании подземных трубопроводов проекта 1513/24-1.1 «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

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 Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

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	Максимальная температура продукта, °C	Рабочий продукт
426x12	Группа 4 К60 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	9,2	-6,4...+8,9	
426x14	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01			Газ

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.1.2 проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

В районе площадок опоры надземных трубопроводов перед опуском под землю приняты регулируемые, домкратного типа, с диапазоном регулирования **до 100** мм.

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

На основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных грунтов, наличия границы подземная/надземная прокладка, в качестве расчетных участков приняты:

- Для участка газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00 (геол. 259-1431);
- Для участка газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00 (геол. 256-1424);
- Для участка газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00 (геол. 255-1422);
- **Площадка УЗА-002 (скв. 251);**
- **Узел приема СОД DN400 совмещенный с узлом охранной запорной арматуры (скв. 552).**

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-ИИ-ИГИ.02.01 проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27» 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
255	0,1	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,00	-0,20	-0,23	-0,26	-0,3
259	0,1	0,09	0,08	0,07	0	-0,2	-0,23	-0,26	-0,28	-0,32	-0,36	-0,40	-0,45	-0,46	-0,48
1422	-0,2	-0,23	-0,25	-0,28	-0,30	-0,32	-0,35	-0,39	-0,45	-0,47	-0,49	-0,50	-0,53	-0,58	-0,60
1424	-0,3	-0,33	-0,35	-0,38	-0,30	-0,32	-0,35	-0,39	-0,45	-0,47	-0,49	-0,50	-0,53	-0,58	-0,60
1431	-0,2	-0,23	-0,25	-0,28	-0,30	-0,32	-0,35	-0,39	-0,45	-0,45	-0,49	-0,50	-0,53	-0,58	-0,60
251	0,1	0,08	0,07	0,05	0,05	0,03	-0,25	-0,28	-0,30	-0,32	-0,33	-0,35	-0,36	-0,41	-0,43
552	0,1	0,1	0,08	0,05	0,03	0,00	-0,2	-0,25	-0,30	-0,38	-0,36	-0,34	0,00	0,02	0,03

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.27-ИИ-ИГМИ.01.00 проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27» 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, °C	-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]:

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

где $\delta_{\text{эфф}}$ – 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. Прокурякова 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, °C;

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:

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

(3,7 v_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. №255, Вт/м ² К	0,84	0,74	0,71	0,91	3,45	10,77	9,93	9,93	9,93	4,23	1,56	1,05
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №256, Вт/м ² К	0,84	0,74	0,71	0,91	3,45	10,77	9,93	9,93	9,93	4,23	1,56	1,05

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№259, Вт/м ² К	0,86	0,76	0,73	0,93	3,5	10,77	9,93	9,93	9,93	4,29	1,59	1,07
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1422, Вт/м ² К	0,94	0,83	0,79	1,01	3,74	10,77	9,93	9,93	9,93	4,54	1,72	1,16
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1424, Вт/м ² К	0,82	0,73	0,7	0,89	3,39	10,77	9,93	9,93	9,93	4,17	1,53	1,03
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1431, Вт/м ² К	0,88	0,77	0,74	0,95	3,55	10,77	9,93	9,93	9,93	4,34	1,62	1,09
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№251, Вт/м ² К	0,86	0,76	0,73	0,93	3,52	10,77	9,93	9,93	9,93	4,3	1,6	1,08
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№552, Вт/м ² К	0,82	0,73	0,70	0,89	3,39	1,77	9,93	9,93	9,93	4,17	1,53	1,03

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;

$Re = \rho \cdot v \cdot \frac{d}{\lambda}$ – критерий Рейнольдса;

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°C);

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 °C
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м °C
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN300	4941 Вт/м ² °C
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN400	4129 Вт/м ² °C

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).

Расчет 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;
- помесячное 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 °C каждое десятилетие (0,07 °C/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, °C;

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

$w_w(T)$ – 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°C;

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

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.

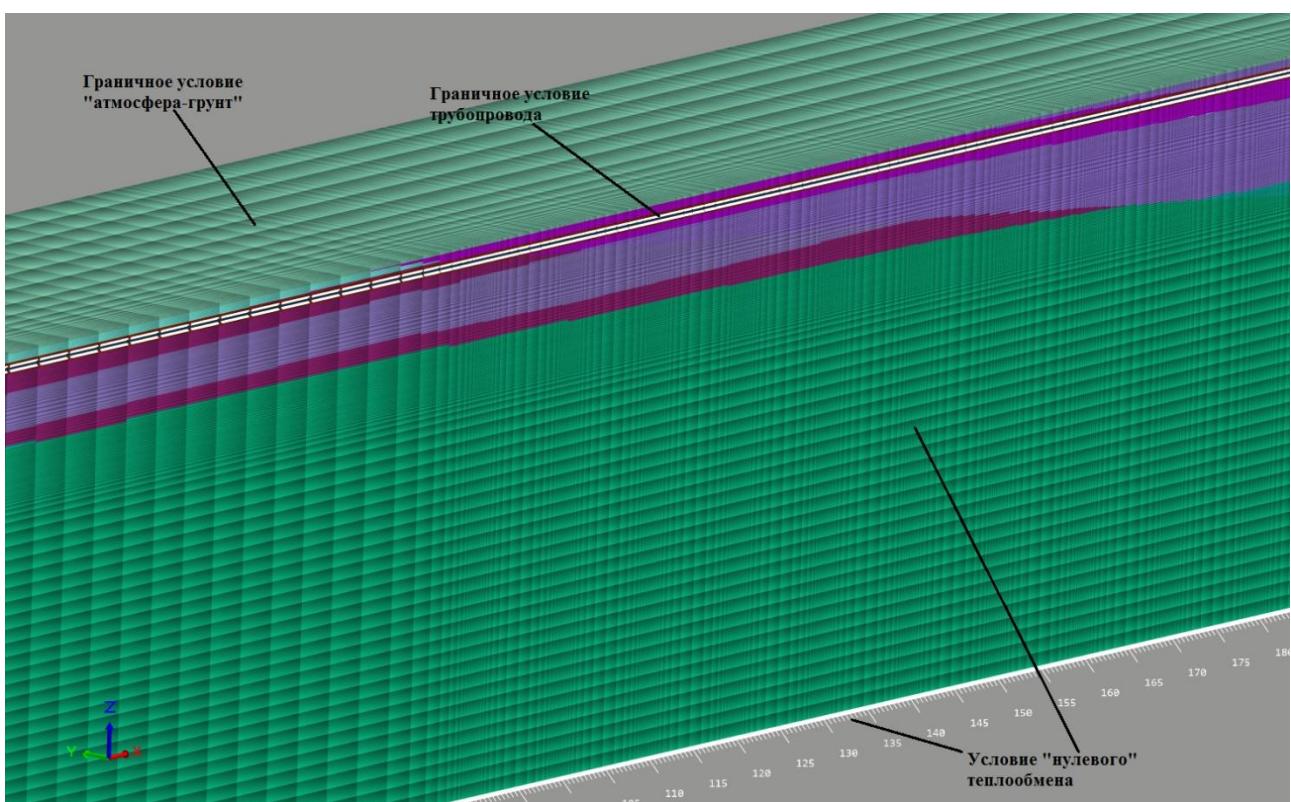


Рисунок 1 – Пример конечно-разностной сетки модели

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. Расчетный период 20 лет.

Результаты прогнозного расчета для трубопровода линейной части в виде температурных полей представлены в приложении В.

Результаты прогнозного расчета для площадки узла приема СОД с учетом применения температурной стабилизации грунта на территории площадки представлены в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунта».

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_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 DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-001	259-1431	ПК65+00	5,6	292
		ПК65+69	4,9	142
		ПК65+71	4,1	78
		ПК66+15	4,0	194
		ПК66+17	6,2	384
		ПК66+54	7,0	353
Газосборный трубопровод DN400 от площадки УЗА-001 до УКПГ	256-1424	ПК16+00	9,4	24
		ПК16+72	9,4	350
		ПК16+90	9,4	497
		ПК17+00	10,0	543
	255-1422	ПК23+00	9,8	377
		ПК24+40	9,8	480
		ПК24+60	9,8	506
		ПК25+40	9,8	796
		ПК26+00	9,8	879
	552	Узел приема СОД	6,2	356
Газосборный трубопровод DN400 от площадки УЗА-002 до т.вр. в ГВТ	251	ПК53+40	0	0
		ПК53+42	3,1	67
		ПК53+48	2,7	48
		ПК53+50	2,7	48
		ПК0+3,3	2,7	48

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 растяжения грунтов согласно результатам теплотехнического расчета.

Температура замыкания принята равной $t = \text{минус } 20^{\circ}\text{C}$. 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... 13.



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

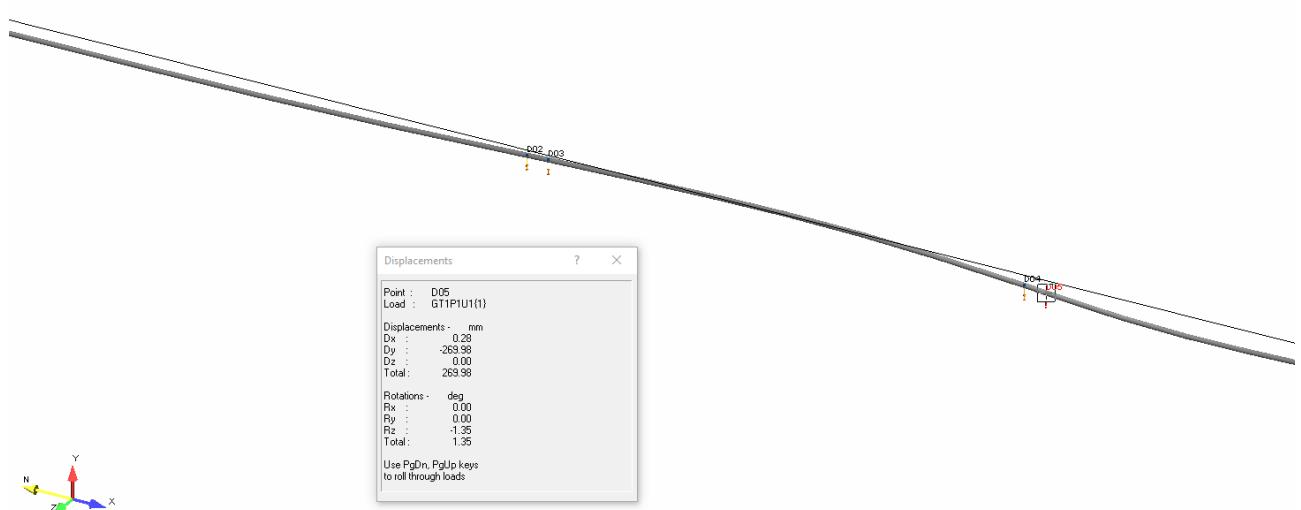


Рисунок 3 – Картина просадки в районе ПК65+00-ПК67+00

GTPU (OCC)
Total Ratio:
█ 0.0-0.2
█ 0.2-0.4
█ 0.4-0.6
█ 0.6-0.8
█ 0.8-1.0
█ > 1.0

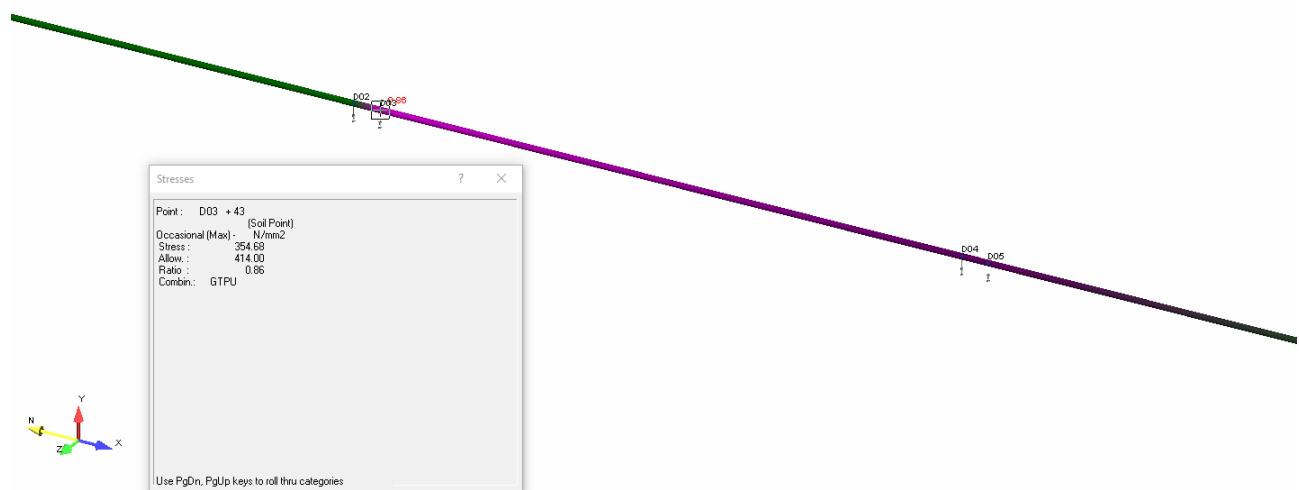


Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК65+00-ПК67+00

GTPU (OCC)
Total Ratio:
█ 0.0-0.2
█ 0.2-0.4
█ 0.4-0.6
█ 0.6-0.8
█ 0.8-1.0
█ > 1.0

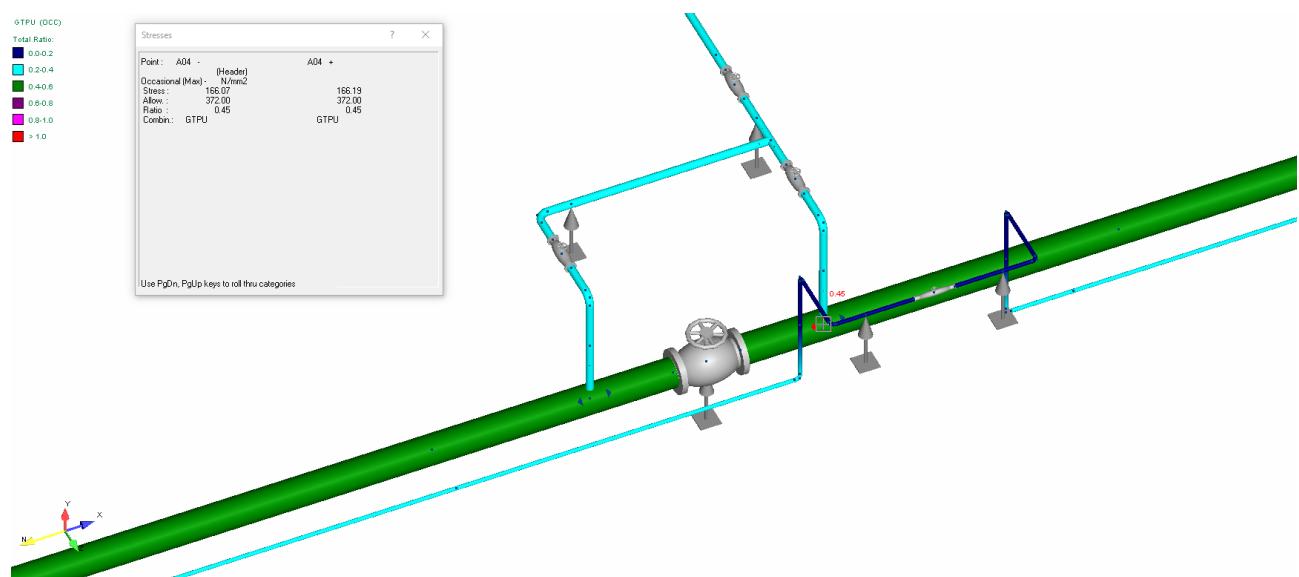


Рисунок 5 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла подключения газопровода



Рисунок 6 – Картина просадки в районе ПК15+00 – ПК17+00

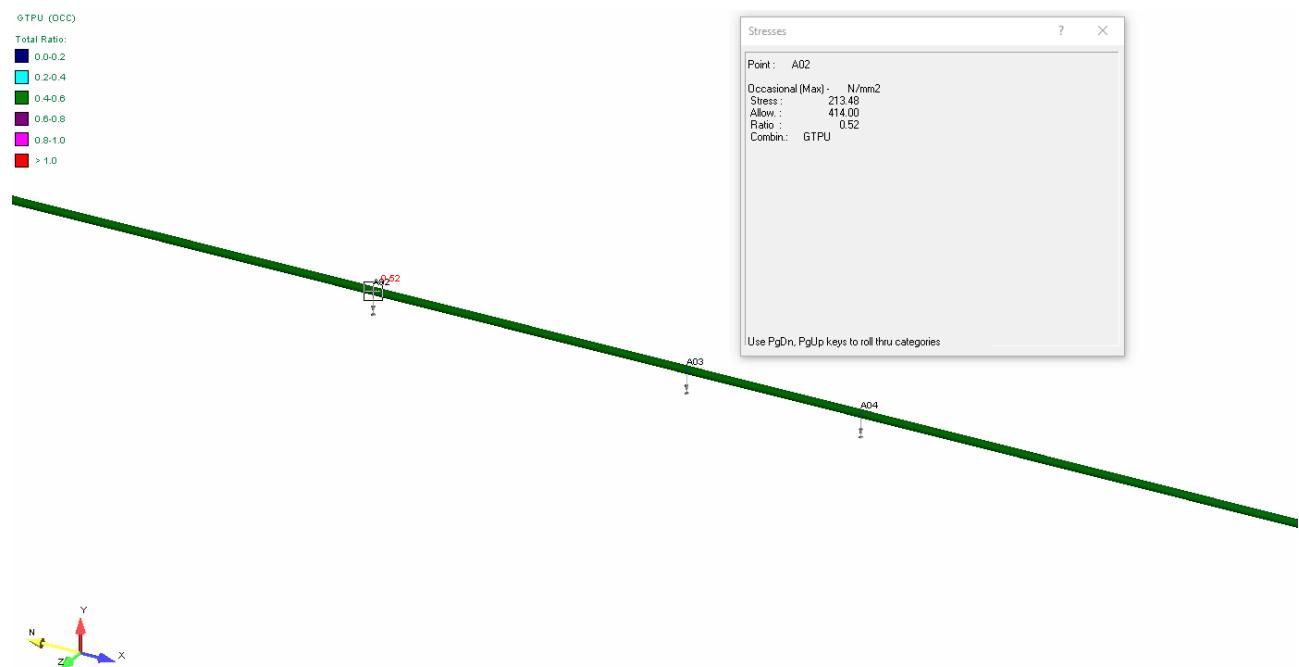


Рисунок 7 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК15+00 – ПК17+00

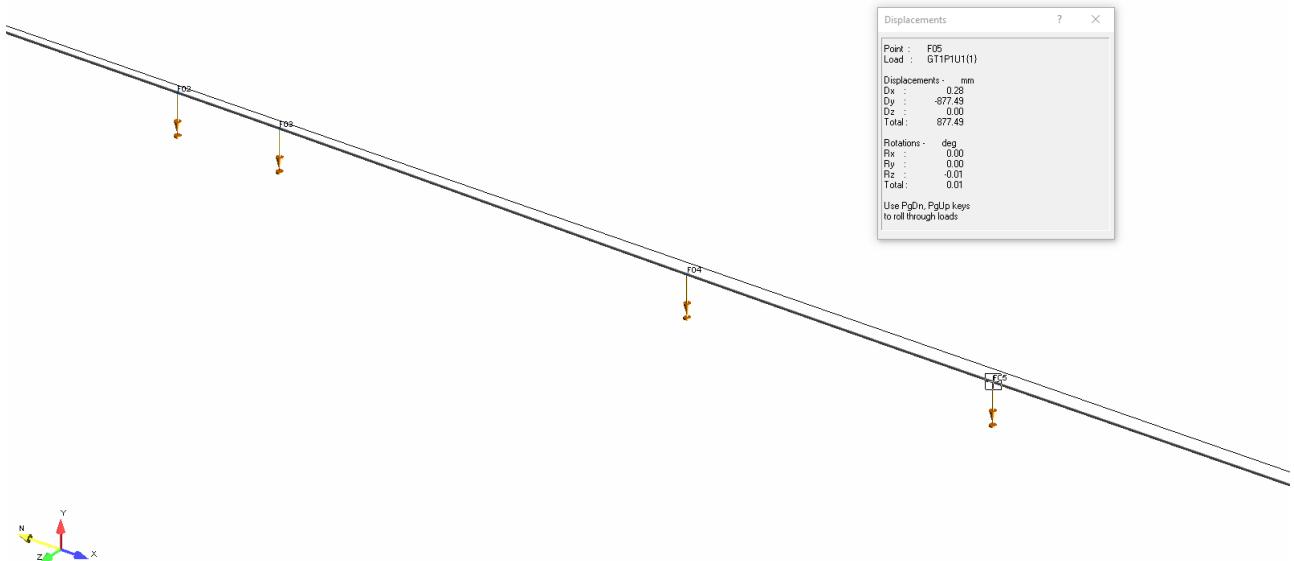


Рисунок 8 – Картина просадки в районе ПК23+00-ПК26+00

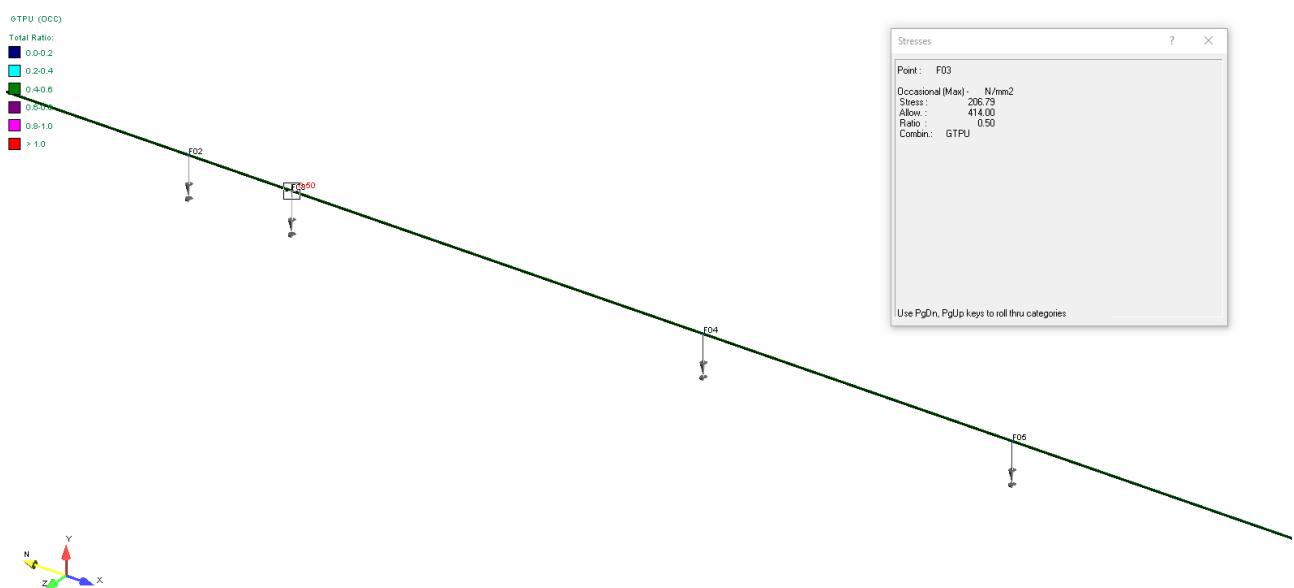


Рисунок 9 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК23+00-ПК26+00

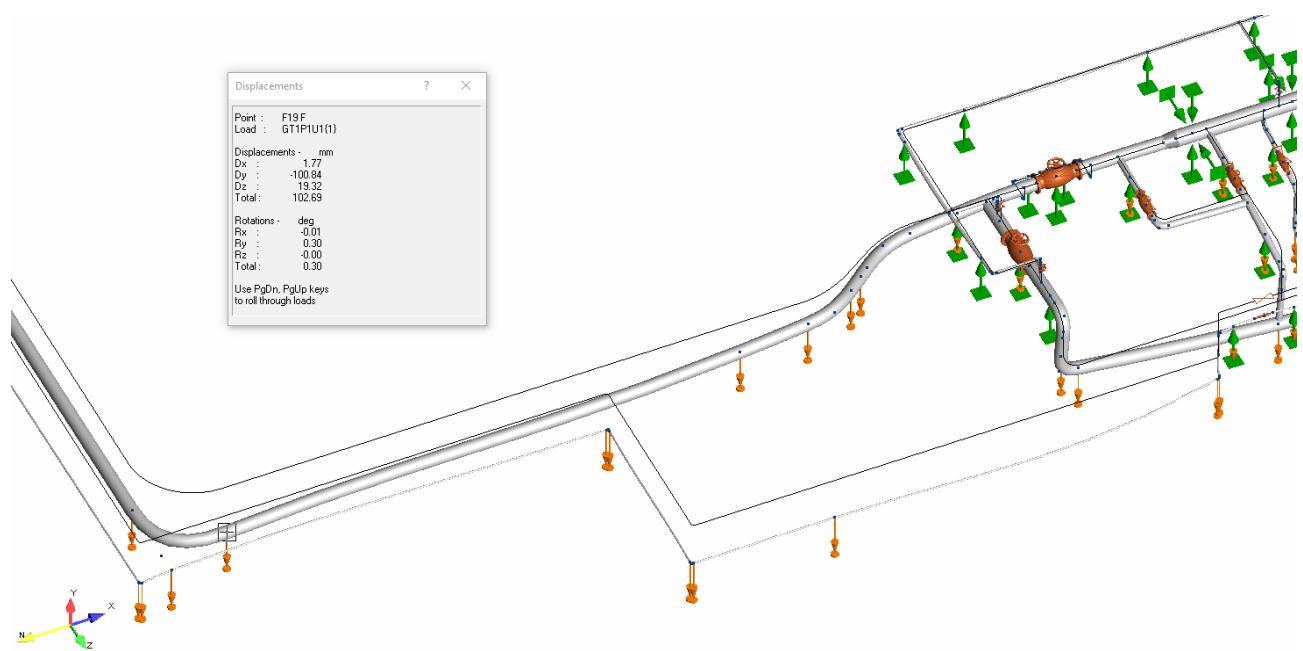


Рисунок 10 – Картина просадки в районе узла приема СОД DN400

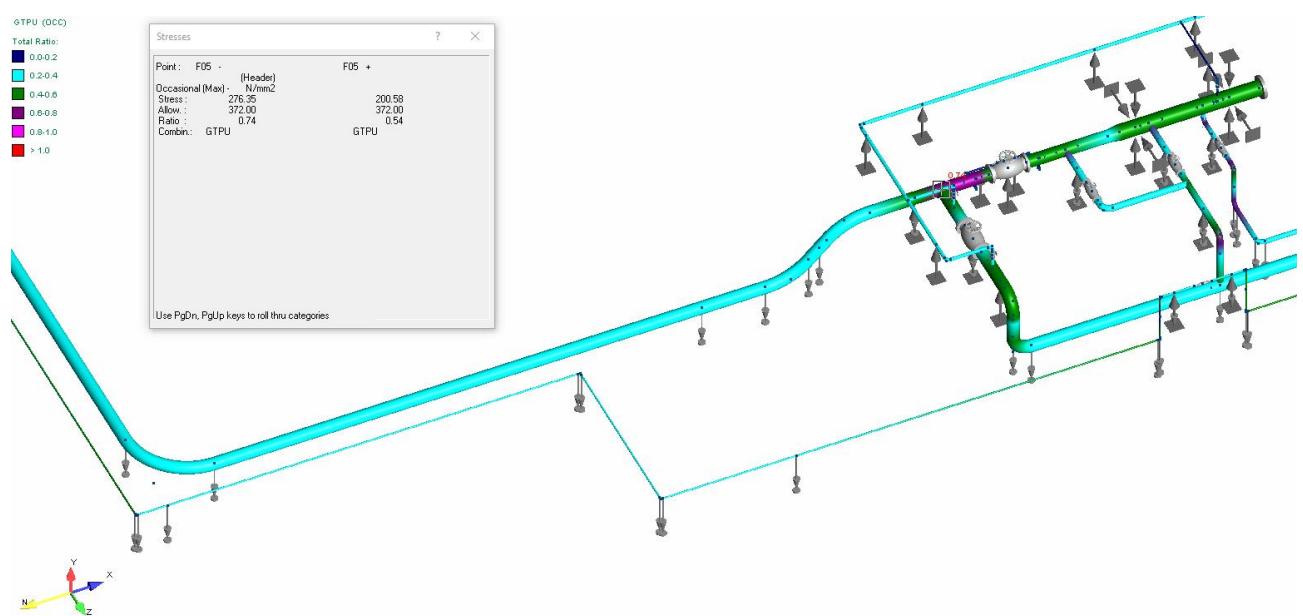


Рисунок 11 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла приема СОД DN400

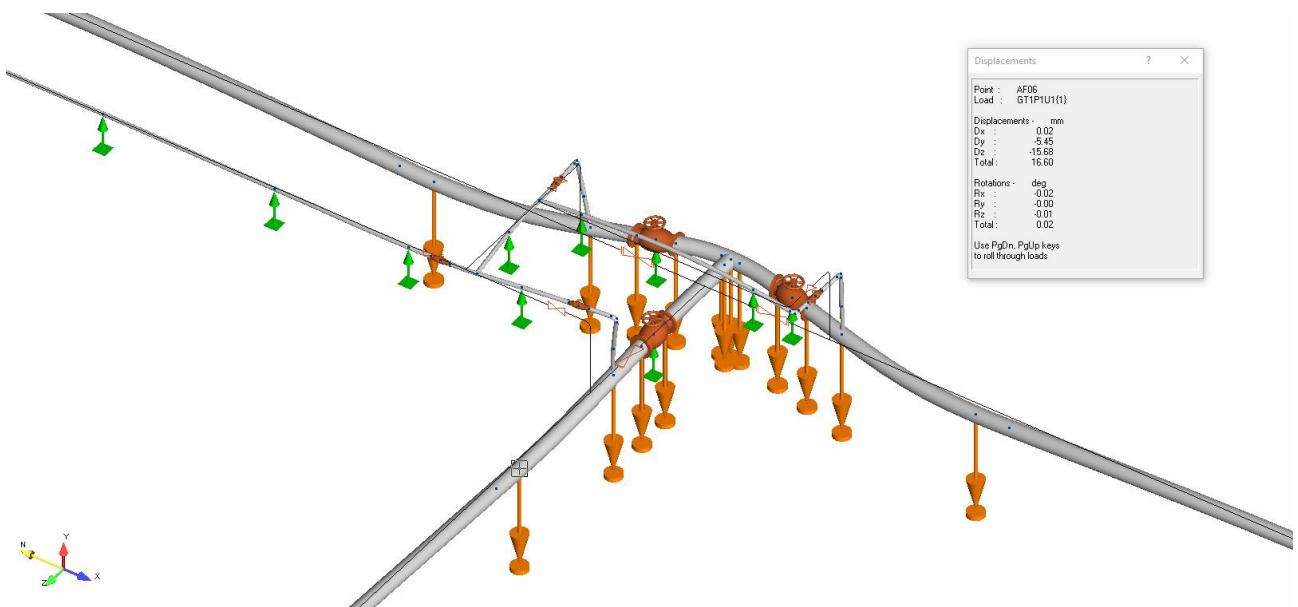


Рисунок 12 – Картина просадки в районе узла УЗА-002

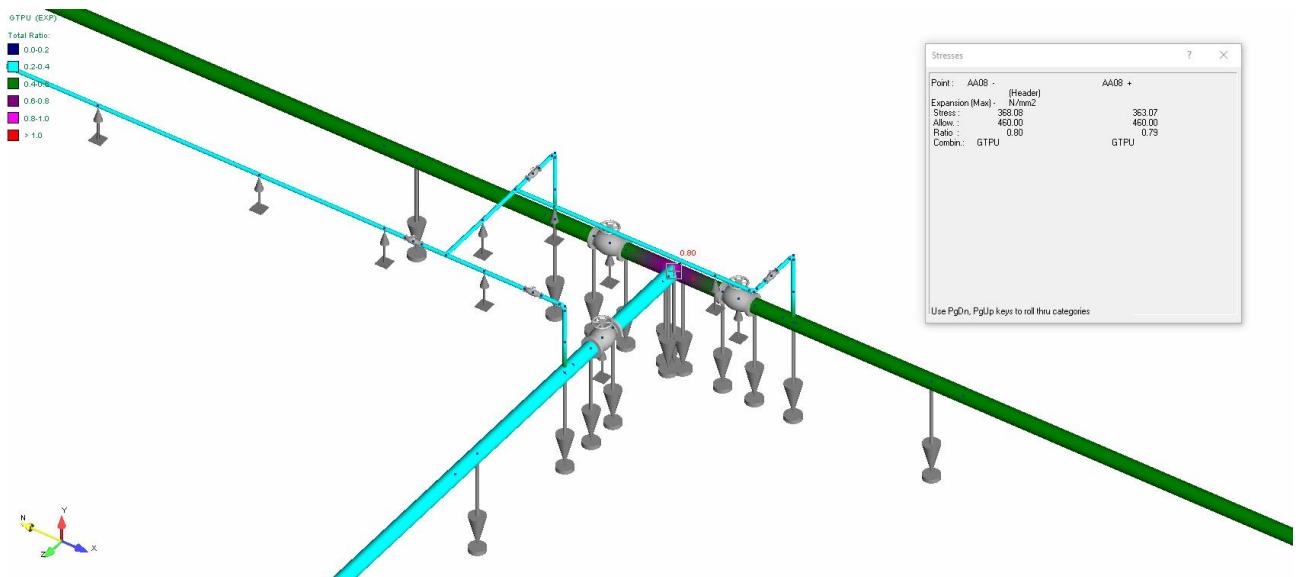


Рисунок 13 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла УЗА-002

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

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

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 DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1	Участок в районе площадки узла запуска СОД	-	189,9	334,8	ДА
	Участок проектируемого газосборного трубопровода в районе ПК 65+00-ПК67+00	До 384	354,7	414,0	ДА
Газосборный трубопровод DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ	Участок в районе площадки узла подключения газопровода	-	166,2	334,8	ДА
	Участок проектируемого газосборного трубопровода в районе ПК 15+00-ПК17+00	До 543	213,5	414,0	ДА
	Участок проектируемого газосборного трубопровода в районе ПК 23+00-ПК26+00	До 879	206,8	414,0	ДА
	Участок в районе площадки узла приема СОД	356	380,5	334,8	ДА
Газосборный трубопровод DN400 от площадки УЗА-002 до т.вр. в ГВТ	УЗА-002	До 67	368,1	414,0	ДА

7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов газосборных проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27» сделаны следующие выводы:

- Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 879 мм, при этом монотонно убывая до границы участков ММГ, резкие изменения положения кровли ММГ отсутствуют, деформации основания по протяженности трубопровода изменяются равномерно;
- Для снижения деформаций при выходе трубопровода на надземную прокладку на площадке узла приема СОД применяются решения по температурной стабилизации грунтов в районе площадки узла приема СОД, решения представлены в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунта». На остальных площадках ММГ не встречено.
- 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 мелкоразрыхленный 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 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 до 100 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

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 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.: Гидрометеоиздат. 1961. С.346.;
- 6) Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеоиздат, 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. Термофизика 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 вечномерзлых 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**

Характеристики нормативные	161100	162000	163000	211000	211006	231000	231001	231100	232000	232001	212000
Влажность природная W, %	24,74	29,89	36,67	13,50	18,26	19,12	20,48	21,65	26,28	25,54	19,17
Влажность на границе текучести WI, %	46,86	47,00	49,15	25,96	29,32	37,77	42,72	43,37	38,75	39,03	27,75
Влажность на границе раскатывания W _p , %	27,58	27,82	29,52	16,01	19,95	22,47	28,36	28,21	24,29	23,79	17,98
Число пластичности, %	19,28	19,18	23,00	9,95	9,37	15,30	14,37	15,16	14,46	15,24	9,77
Показатель текучести	-0,15	0,11	0,48	-0,25	-0,18	-0,22	-0,55	-0,44	0,13	0,12	0,13
Плотность частиц грунта, г/см ³	2,72	2,72	2,73	2,69	2,68	2,70	2,70	2,71	2,71	2,71	2,68
Плотность грунта, г/см ³	1,91	1,83	1,87	2,10	2,02	2,01	1,96	1,98	1,93	1,88	1,99
Плотность сухого грунта, г/см ³	1,53	1,41	1,44	1,85	1,70	1,68	1,63	1,62	1,53	1,50	1,68
Коэффициент пористости, e	0,79	0,94	1,07	0,43	0,57	0,60	0,66	0,67	0,77	0,81	0,60
Коэффициент водонасыщения Sr	0,87	0,87	0,99	0,86	0,86	0,86	0,83	0,88	0,93	0,86	0,83
Относительное содержание органического вещества, %	15,92	4,04	4,62	1,92	2,44	3,83	2,86	14,44	2,31	2,80	1,99
Удельное сцепление C, МПа, по данным трехосного сжатия	0,050	0,040	0,037	0,039	0,032	0,035	0,029	0,030	0,024	0,024	0,030
Угол внутреннего трения φ, град., по данным трехосного сжатия	18	16	16	25	23	24	23	23	22	20	23

Характеристики нормативные	161100	162000	163000	211000	211006	231000	231001	231100	232000	232001	212000
Модуль общей деформации Е, Мпа, по данным трехосного сжатия	21,08	15,17	12,00	22,95	22,25	20,93	19,90	21,15	16,73	16,70	21,83
Удельное сцепление С, МПа, по данным компрессионного сжатия	5,6	7,8	5,1	8,0	4,0	8,3	4,3	8,1	11,5	9,2	6,9
Угол внутреннего трения φ, град., по данным компрессионного сжатия	17	18	17	24	22	24	22	22	22	19	22
Модуль общей деформации Е, Мпа, по данным компрессионного сжатия	0,049	0,037	0,032	0,032	0,031	0,034	0,027	0,029	0,023	0,017	0,029
Модуль деформации, МПа, Емоед, Мпа расчетный* *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельное сцепление С, МПа, по данным стат.зондирования											
Угол внутреннего трения φ, град., по данным стат.зондирования											
Модуль общей деформации Е, Мпа, по данным стат.зондирования											
Удельное сцепление С, МПа, по данным СП.22.1333 0,2016											

Характеристики нормативные	161100	162000	163000	211000	211006	231000	231001	231100	232000	232001	212000
Угол внутреннего трения ϕ , град., по данным СП.22.1333 0.2016											
Модуль общей деформации E , Мпа, по данным СП.22.1333 0.2016											
Рекомендуемые значения											
Удельное сцепление C , МПа											
Угол внутреннего трения ϕ , град.											
Модуль общей деформации E , Мпа											
Расчетные значения по несущей способности ($a = 0.95$)											
Удельное сцепление C_{II} , МПа	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,03
Угол внутреннего трения ϕ_{II} , град.	15	17	12	23	21	22	21	21	21	17	21
Плотность грунта ρ_{II}	1,87	1,80	1,81	2,05	2,01	1,99	1,95	1,96	1,92	1,87	1,97
Расчетные значения по несущей способности ($a = 0.85$)											
Удельное сцепление C_1 , МПа	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03
Угол внутреннего трения ϕ_1 , град.	16	17	12	23	22	23	22	21	21	18	22
Плотность грунта ρ_1	1,88	1,81	1,82	2,07	2,01	2,00	1,95	1,97	1,92	1,87	1,98

Продолжение таблицы

Характеристики нормативные	212006	212100	213000	214000	215000	322000	445200	446200
Влажность природная W , %	19,51	15,63	21,05	25,31	25,42	24,43	19,05	20,28
Влажность на границе текучести W_l , %	28,22	24,43	27,16	27,94	27,03	25,65	0,00	0,00
Влажность на границе раскатывания W_p , %	18,55	14,61	17,93	20,32	16,66	20,58	0,00	0,00
Число пластичности, %	9,67	9,82	9,23	7,62	10,38	5,08	0,00	0,00

Характеристики нормативные	212006	212100	213000	214000	215000	322000	445200	446200
Показатель текучести	0,10	0,10	0,34	0,66	0,85	0,74	0,00	0,00
Плотность частиц грунта, г/см ³	2,68	2,68	2,68	2,70	2,70	2,69	2,65	2,65
Плотность грунта, г/см ³	1,98	2,06	1,95	1,93	1,79	1,97	1,90	1,96
Плотность сухого грунта, г/см ³	1,66	1,79	1,61	1,54	1,43	1,58	1,60	1,63
Коэффициент пористости, e	0,62	0,50	0,67	0,75	0,89	0,70	0,66	0,63
Коэффициент водонасыщения Sr	0,84	0,83	0,85	0,91	0,77	0,93	0,77	0,86
Относительное содержание органического вещества, %	3,09	13,42	3,21	3,12	3,25	3,51	2,20	1,21
Удельное сцепление C, МПа, по данным трехосного сжатия	0,030	0,030	0,027	0,020	0,013	0,014	0,002	0,002
Угол внутреннего трения φ, град., по данным трехосного сжатия	23	23	22	18	13	27	30	30
Модуль общей деформации E, Мпа, по данным трехосного сжатия	22,88	23,22	19,81	11,93	5,47	14,17	28,27	29,38
Удельное сцепление C, МПа, по данным компрессионного сжатия	8,4	7,6	8,9	5,4	3,9	5,4	24,2	28,7
Угол внутреннего трения φ, град., по данным компрессионного сжатия	22	22	20	17	8	26	29	30
Модуль общей деформации E, Мпа, по данным компрессионного сжатия	0,029	0,029	0,023	0,017	0,011	0,018	0,002	0,002
Модуль деформации, МПа, Emoed, Мпа расчетный**								
Удельное сцепление C, МПа, по данным стат.зондирования								
Угол внутреннего трения φ, град., по данным стат.зондирования								
Модуль общей деформации E, Мпа, по данным стат.зондирования								
Удельное сцепление C, МПа, по данным СП.22.13330.2016								
Угол внутреннего трения φ, град., по данным СП.22.13330.2016								

Характеристики нормативные	212006	212100	213000	214000	215000	322000	445200	446200
Модуль общей деформации Е, Мпа, по данным СП.22.13330.2016								
Рекомендуемые значения								
Удельное сцепление С, МПа								
Угол внутреннего трения φ, град.								
Модуль общей деформации Е, Мпа								
Расчетные значения по несущей способности ($a = 0.95$)								
Удельное сцепление C_{II} , МПа	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,002
Угол внутреннего трения ϕ_{II} , град.	21	22	21	19	16	6	24	28
Плотность грунта ρ_{II}	1,97	1,97	2,05	1,53	1,92	1,79	1,96	1,90
Расчетные значения по несущей способности ($a = 0.85$)								
Удельное сцепление C_1 , МПа	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,02	0,002
Угол внутреннего трения ϕ_1 , град.	22	22	22	19	16	7	25	28
Плотность грунта ρ_1	1,98	1,97	2,05	1,69	1,92	1,79	1,96	1,90

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

Характеристики нормативные	1291201	1291202	1291203	1291204	2190202	2191204	2390202	23912 03	2391204	2691203	3191203	4481003
Влажность суммарная W_{tot} , д.е.	0,2554	0,2979	0,3367	0,3839	0,2466	0,2884	0,2590	0,2876	0,3171	0,3313	0,3192	0,2688
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками W_m , д.е.	0,2043	0,2383	0,2694	0,3071	0,1973	0,2307	0,2072	0,2301	0,2536	0,2651	0,2554	0,2151
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений, т.е. линз и прослоек льда W_i , д.е.	0,0511	0,0596	0,0673	0,0768	0,0493	0,0577	0,0518	0,0575	0,0634	0,0663	0,0638	0,0538
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды W_w , д.е.	0,1099	0,1131	0,1118	0,1042	0,0931	0,0782	0,0965	0,0926	0,0801	0,0952	0,1375	-
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда, т.е. льда-цемента W_{ic} , д.е.	0,0944	0,1252	0,1575	0,2029	0,1043	0,1525	0,1107	0,1375	0,1736	0,1699	0,1179	0,2151
Влажность на границе текучести W_l , %	0,4641	0,4777	0,4720	0,4466	0,3374	0,3260	0,3895	0,3807	0,3703	0,4299	0,3560	-

Характеристик и нормативные	1291201	1291202	1291203	1291204	2190202	2191204	2390202	2391203	2391204	2691203	3191203	4481003
Влажность на границе раскатывания W _p , %	0,2746	0,2828	0,2796	0,2605	0,2326	0,2235	0,2412	0,2314	0,2287	0,2720	0,3055	-
Число пластичности, %	0,19	0,19	2,72	1,90	1,92	1,90	1,92	1,89	1,88	1,84	1,79	1,87
Показатель текучести	-0,10	0,08	0,30	0,66	0,13	0,63	0,12	0,38	0,63	0,38	0,27	0,00
Плотность частиц грунта, г/см ³	2,72	2,72	2,72	2,71	2,68	2,70	2,70	2,70	2,71	2,71	2,66	2,70
Плотность грунта, г/см ³	1,88	1,87	1,86	1,90	1,92	1,90	1,92	1,89	1,88	1,84	1,79	1,87
Плотность сухого грунта, г/см ³	1,50	1,44	1,40	1,37	1,54	1,47	1,53	1,46	1,42	1,38	1,35	1,47
Коэффициент пористости, e	0,82	0,90	0,95	0,98	0,74	0,84	0,77	0,85	0,90	0,96	0,97	0,84
Коэффициент водонасыщения Sr	0,85	0,92	0,95	1,08	0,88	0,94	0,90	0,92	0,95	0,94	0,88	0,88
Относительное содержание органического вещества, %	1,80	1,40	1,42	1,59	1,46	1,61	1,72	1,42	7,48	8,14	1,70	1,82
Относительная деформация пучения E fn, %	2,96	4,18	6,18	7,27	2,80	5,28	3,08	3,85	8,00	6,03	4,57	0,08
Коэф. сжим. при оттаивании mf, МПа-1	0,081	0,089	0,121	0,139	0,084	0,128	0,069	0,089	0,228	0,172	0,240	0,047
Коэффициент оттаивания Ath, д.ед.	0,045	0,063	0,079	0,103	0,047	0,066	0,046	0,069	0,152	0,134	0,142	0,035
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf	0,020	0,024	0,031	0,043	0,027	0,039	0,024	0,030	0,038	0,042	0,027	-
Модуль деформации Mpa	40,49	33,26	26,15	18,57	29,55	20,97	33,74	26,88	21,32	19,46	30,04	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления MPa (шариковый штамп) Ceq	0,123	0,108	0,098	0,083	0,122	0,106	0,145	0,114	0,083	0,079	0,083	0,064
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf, Mpa	0,105	0,089	0,080	0,060	0,084	0,065	0,096	0,075	0,052	0,105	0,160	0,165
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh, Mpa	0,134	0,106	0,091	0,075	0,099	0,095	0,105	0,088	0,064	0,140	0,170	0,184
Теплопр-сть, λ, Вт/(м°C)	1,59	1,62	1,64	1,53	1,60	1,64	1,62	1,65	1,64	1,64	1,77	2,03
	1,43	1,48	1,51	1,41	1,43	1,50	1,45	1,50	1,52	1,53	1,83	2,34

Характеристик и нормативные	1291201	1291202	1291203	1291204	2190202	2191204	2390202	2391203	2391204	2691203	3191203	4481003
Объемная теплоемкость, Дж/м3*°C*10^-6	2,21	2,23	2,26	2,08	2,22	2,26	2,24	2,26	2,27	2,28	2,24	2,24
	2,98	3,08	3,16	3,01	2,98	3,13	3,03	3,12	3,18	3,22	3,14	3,07
Температура грунта °C	-0,29	-0,29	-0,28	-0,28	-0,24	-0,23	-0,25	-0,24	-0,24	-0,22	-0,16	-0,31
Рекомендуемые значения												
Влажность суммарная Wtot, д.ед												
Плотность грунта, г/см3												
Коэф. сжим. при оттаивании mf, МПа-1												
Коэффициент оттаивания Ath, д.ед.												
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf												
Модуль деформации Мпа												
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq												
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf, Мпа												
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт- грунт) Rsh, Мпа												
Расчетные значения по несущей способности (a = 0.95)												
Влажность суммарная Wtot, д.ед	0,2456	0,2890	0,3295	0,3737	0,2367	0,2755	0,2466	0,2804	0,3095	0,3224	0,3119	0,2634
Плотность грунта, г/см3	1,86	1,86	1,84	1,89	1,89	1,88	1,90	1,86	1,87	1,83	1,77	1,85
Коэф. сжим. при оттаивании mf, МПа-1	0,0788	0,0876	0,1192	0,1341 47121	0,08	0,1245 48825	0,0660 70194	0,0862 46722	0,2251 69447	0,1605 94217	0,2232 30808	0,0443 9882
Коэффициент оттаивания Ath, д.ед.	0,0429	0,0612	0,0762	0,1013 23914	0,04	0,0642 35957	0,0443 66763	0,0658 33046	0,1462 24424	0,1305 06755	0,1413 73882	0,0336 69396
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf	0,0196	0,0231	0,0293	0,0417 4975	0,03	0,0364 97154	0,0236 13546	0,0290 53385	0,0358 19354	0,0389 28175	0,0265 11216	-
Модуль деформации Мпа	39,52	33,60	24,93	17,97	28,79	19,63	33,04	25,91	19,88	18,04	29,43	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq	0,120	0,106	0,095	0,080	0,120	0,102	0,142	0,111	0,081	0,076	0,081	0,063

Характеристик и нормативные	1291201	1291202	1291203	1291204	2190202	2191204	2390202	2391203	2391204	2691203	3191203	4481003
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf, Мпа	0,103	0,087	0,078	0,057	0,079	0,063	0,094	0,073	0,050	0,103	0,151	0,158
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт- грунт) Rsh, Мпа	0,131	0,104	0,087	0,073	0,094	0,093	0,104	0,086	0,061	0,135	0,167	0,167
Расчетные значения по несущей способности (a = 0,85)												
Влажность суммарная Wtot, д.ед.	0,2493 2	0,2923 6	0,3322 1	0,3776 9	0,2404 6	0,2804 7	0,2513 1	0,2831 5	0,3123 8	0,3259 9	0,3147 7	0,2654 7
Плотность грунта, г/см3	1,87	1,86	1,85	1,90	1,90	1,89	1,91	1,87	1,87	1,83	1,78	1,86
Коэф. сжим. при оттаивании mf, МПа-1	0,0799	0,0882	0,1201	0,1362	0,0821	0,1259	0,0673	0,0874	0,2264	0,1652	0,2297	0,0453
Коэффициент оттаивания Ath, д.ед.	0,0438	0,0620	0,0774	0,1020	0,0457	0,0649	0,0451	0,0669	0,1485	0,1319	0,1415	0,0343
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf	0,0198	0,0235	0,0298	0,0424	0,0268	0,0373	0,0238	0,0294	0,0368	0,0400	0,0267	-
Модуль деформации Мпа	39,92	32,49	25,43	18,23	29,09	20,17	33,32	26,30	20,45	18,63	29,67	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Сeq	0,121	0,106	0,096	0,081	0,121	0,103	0,143	0,113	0,082	0,077	0,082	0,064
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf, Мпа	0,104	0,088	0,079	0,058	0,081	0,063	0,095	0,073	0,051	0,104	0,155	0,161
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт- грунт) Rsh, Мпа	0,132	0,105	0,088	0,074	0,096	0,094	0,104	0,087	0,062	0,137	0,168	0,174

Приложение В
Результаты расчетов растяжения

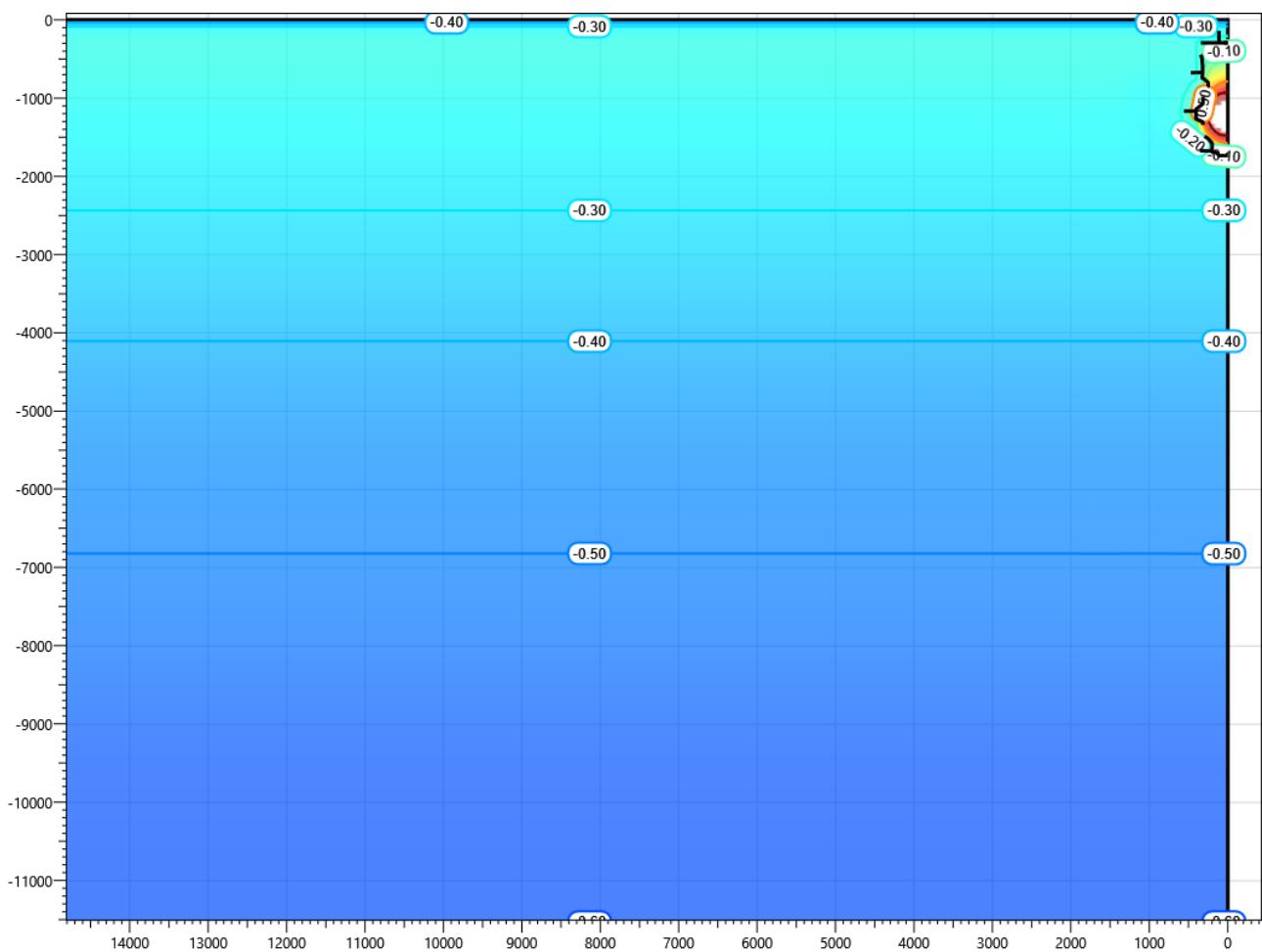


Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

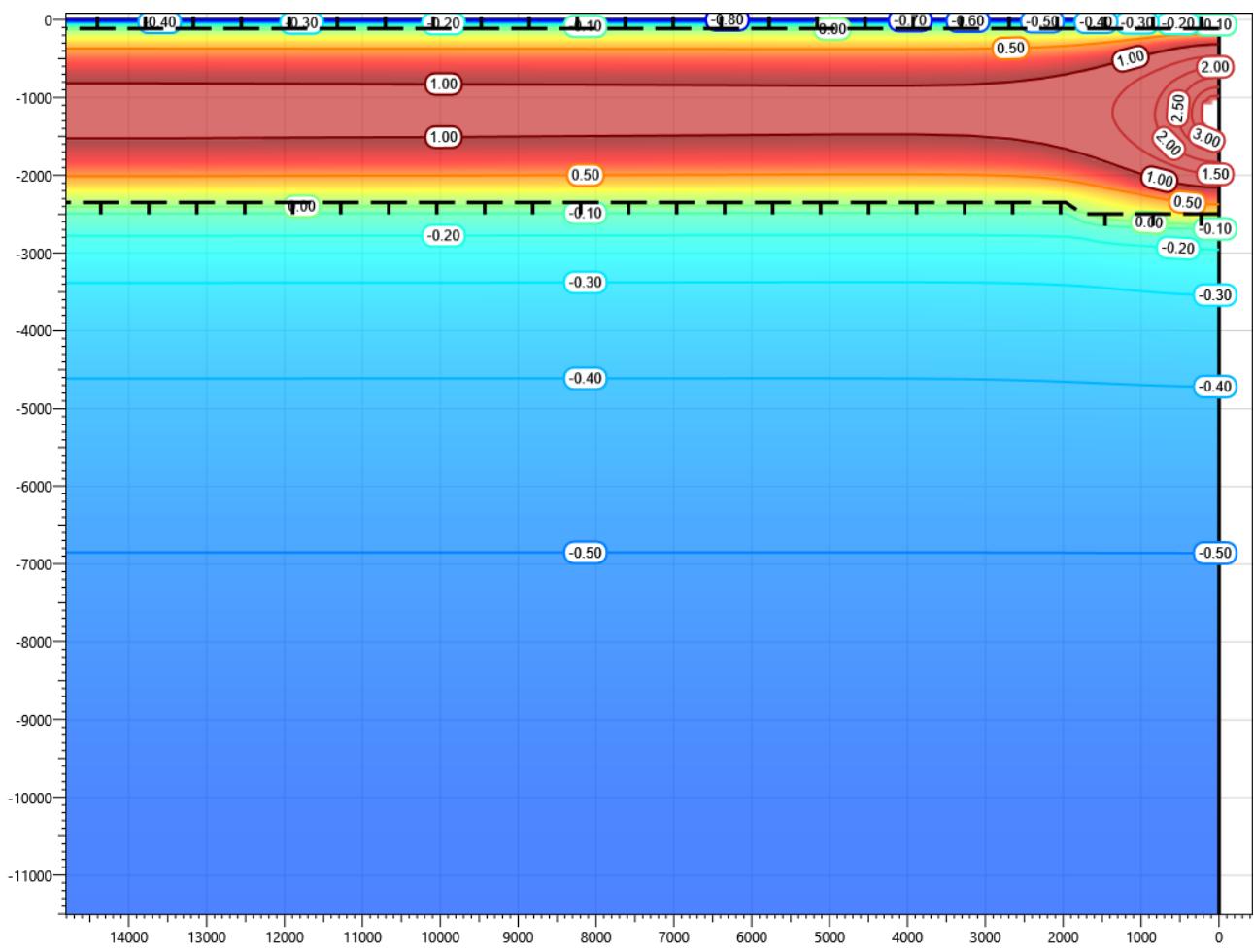


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

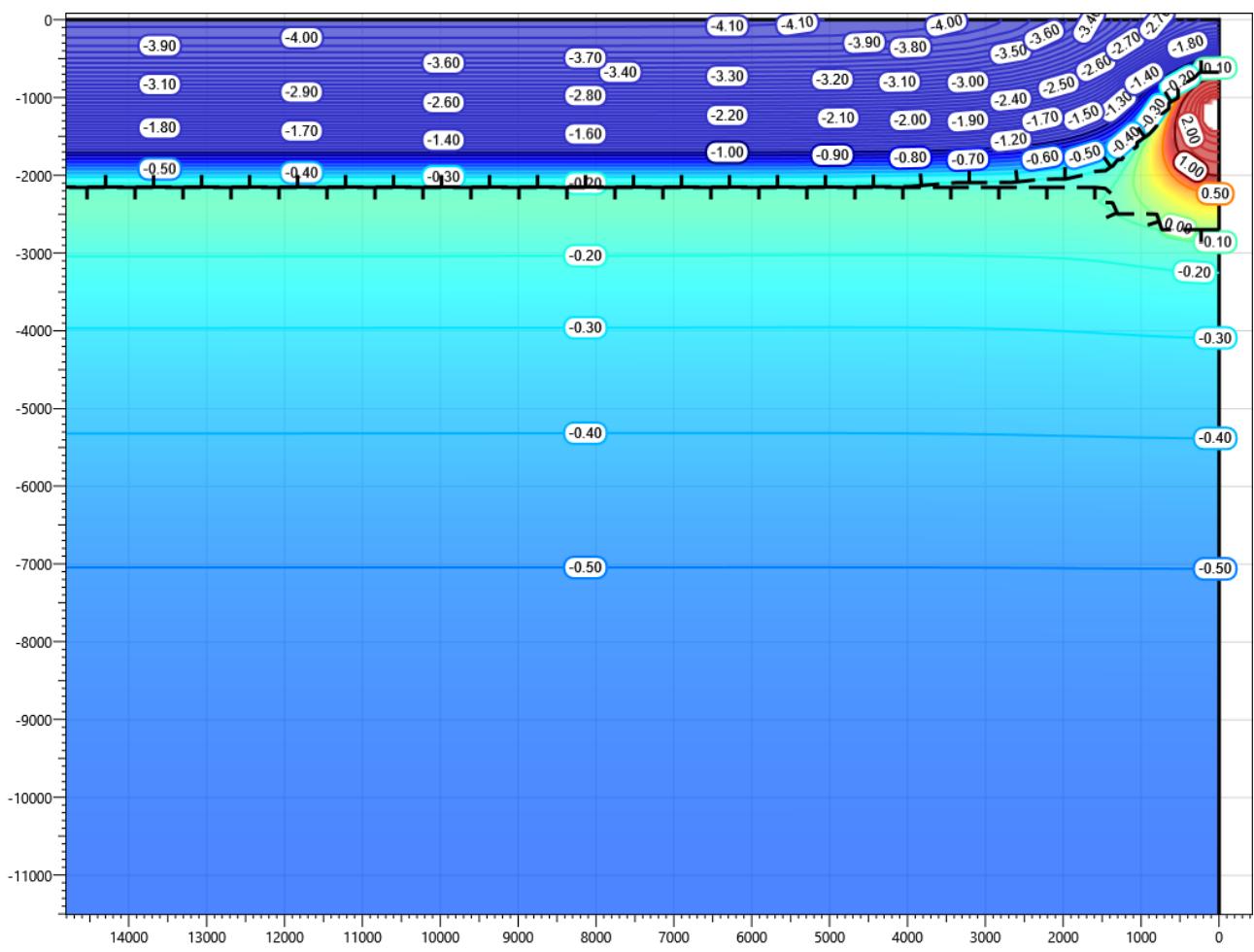


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

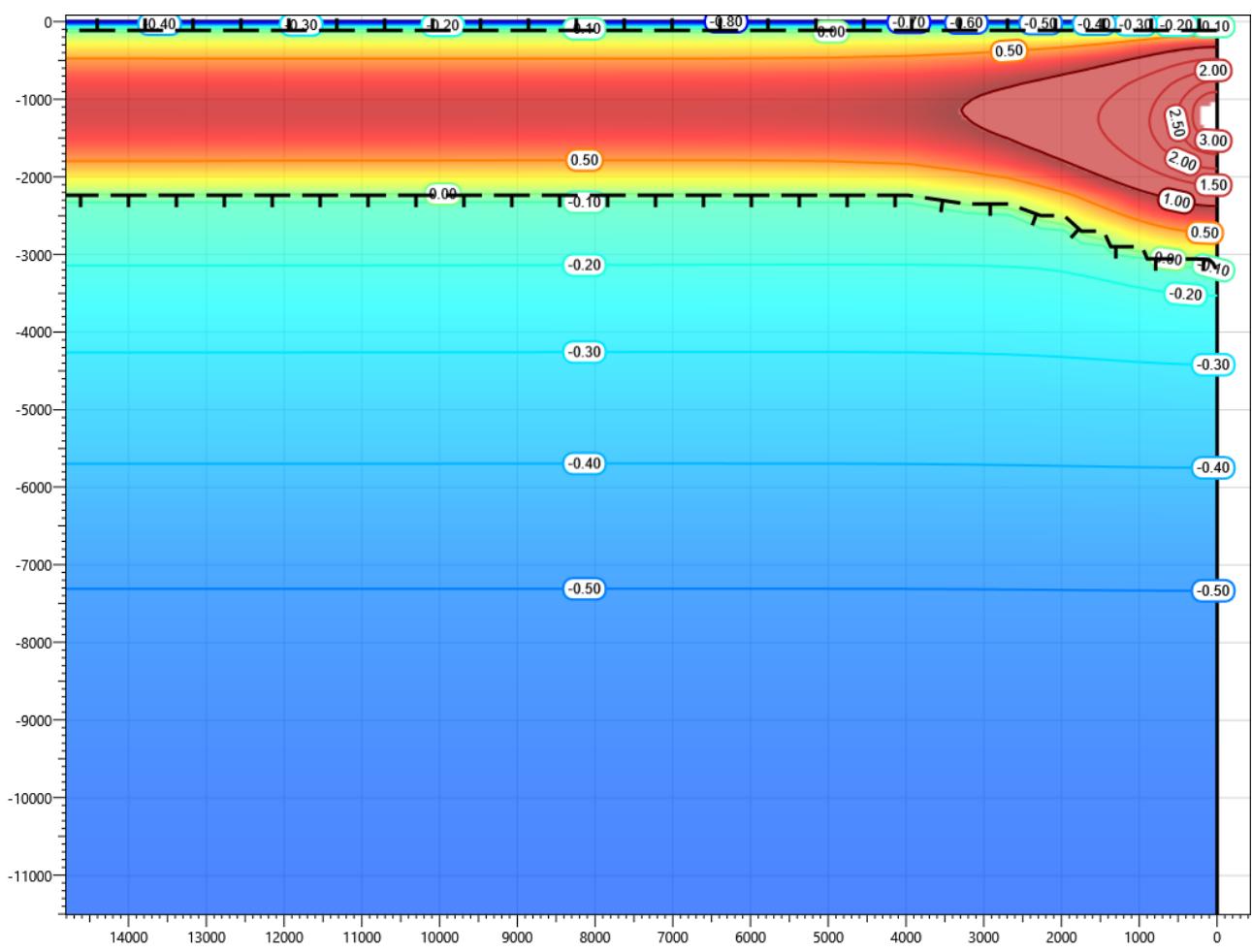


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

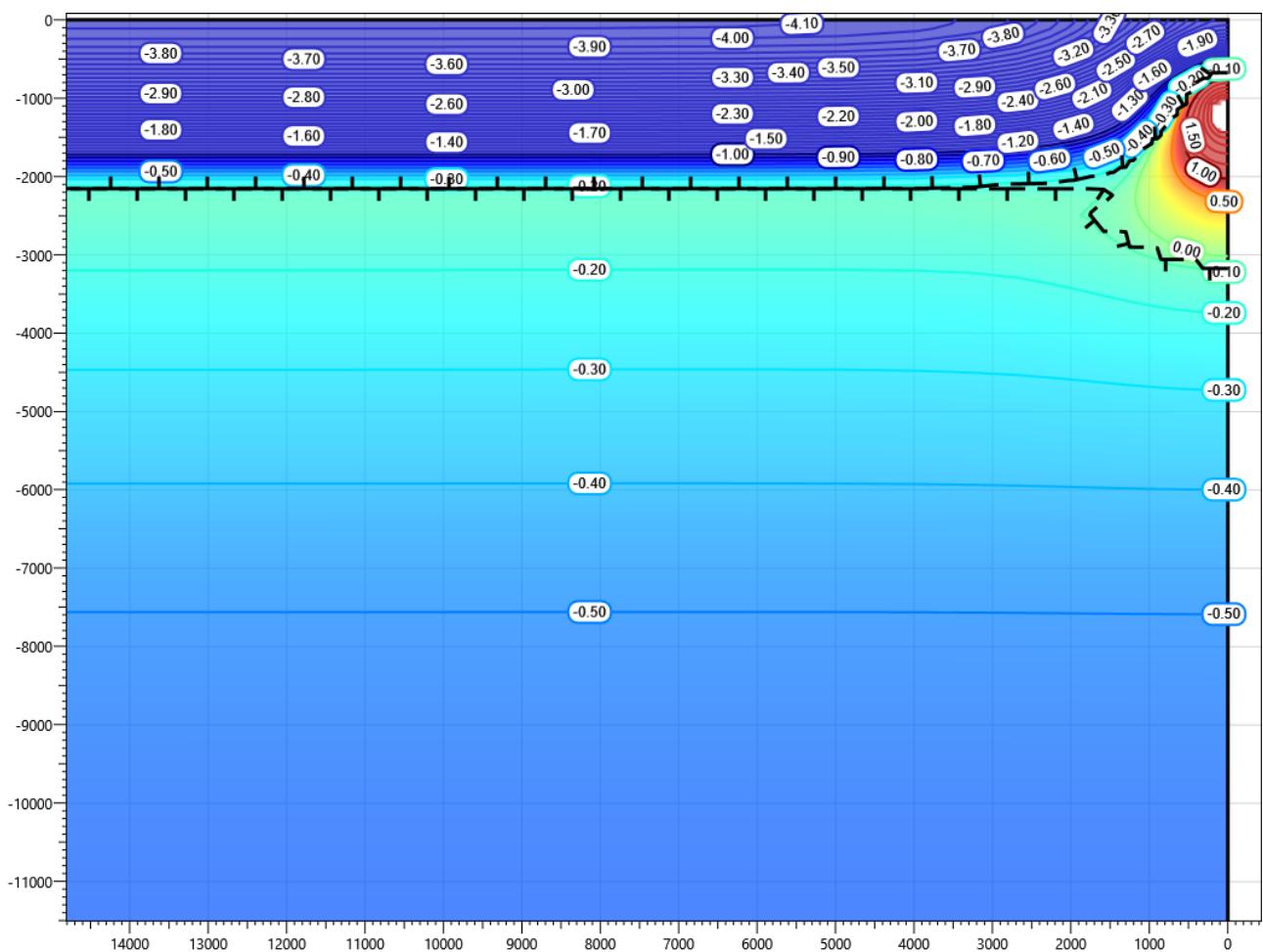


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

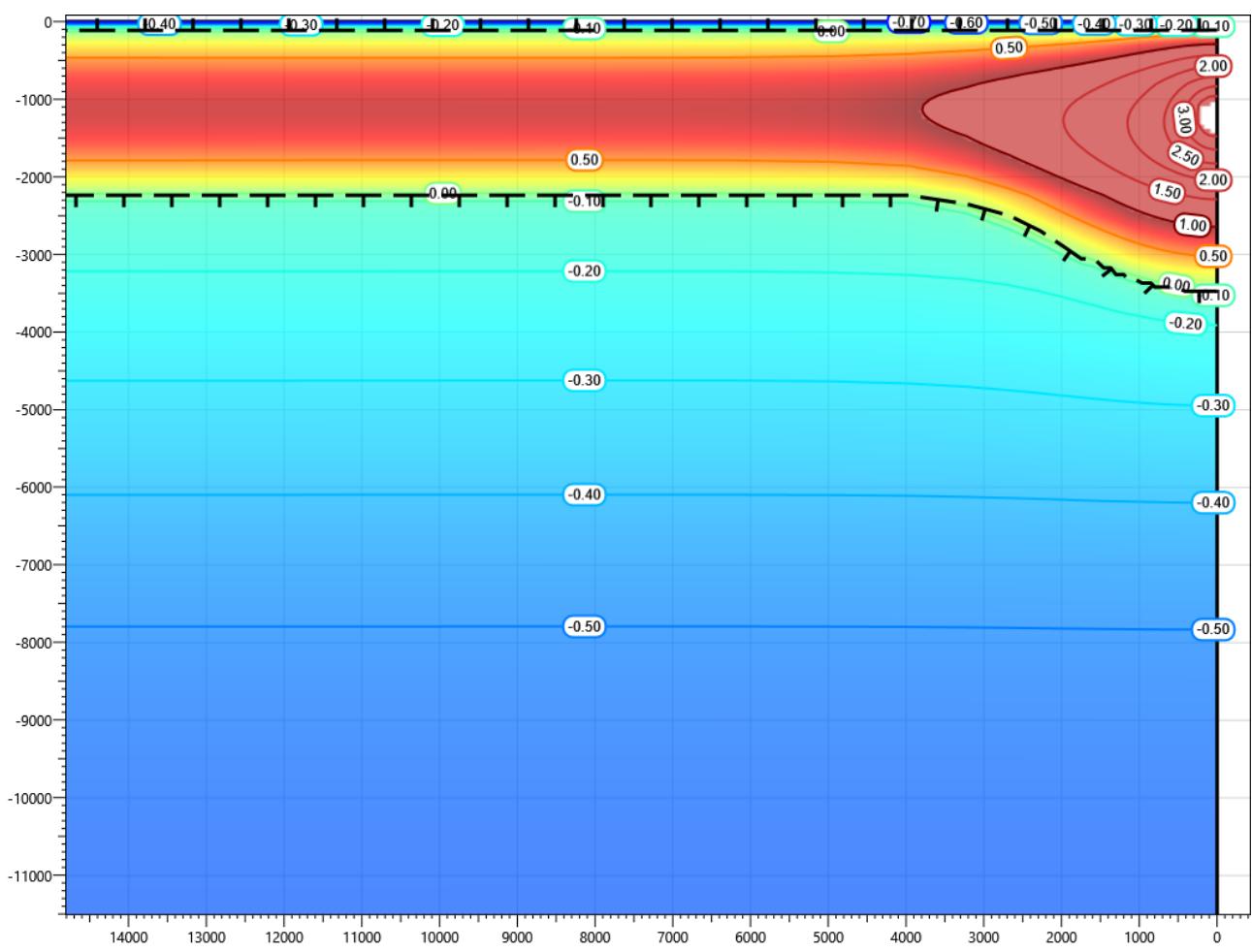


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

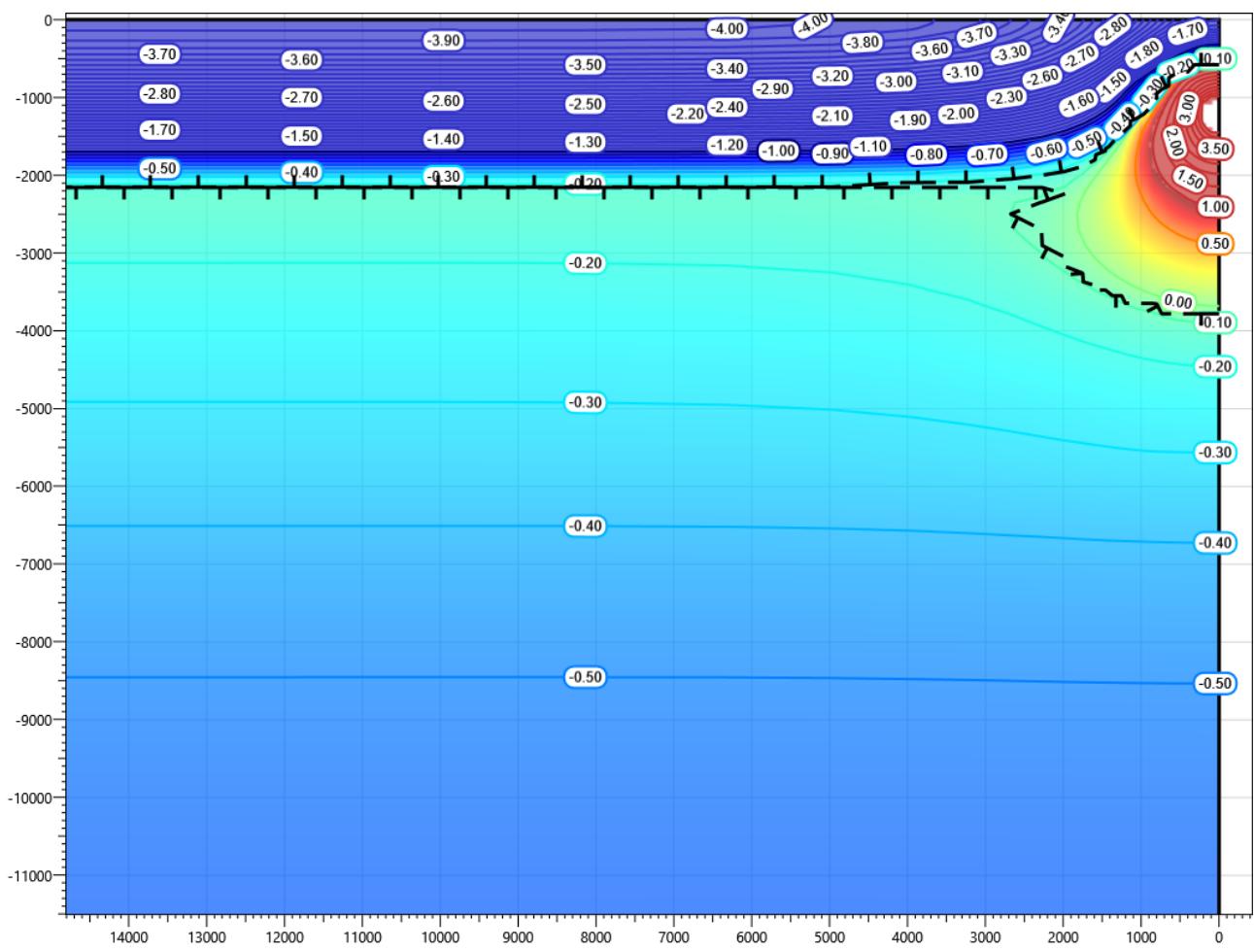


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

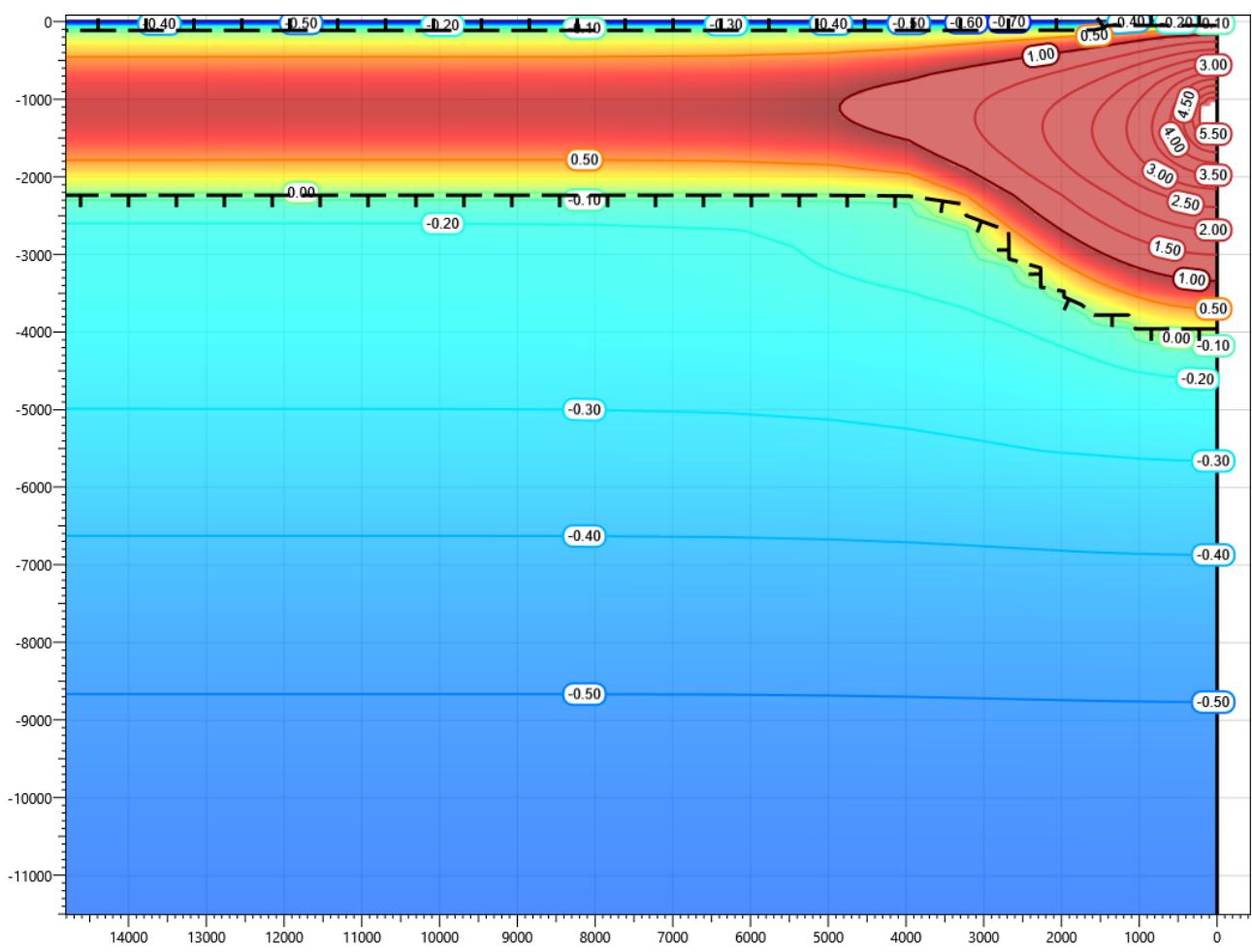


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

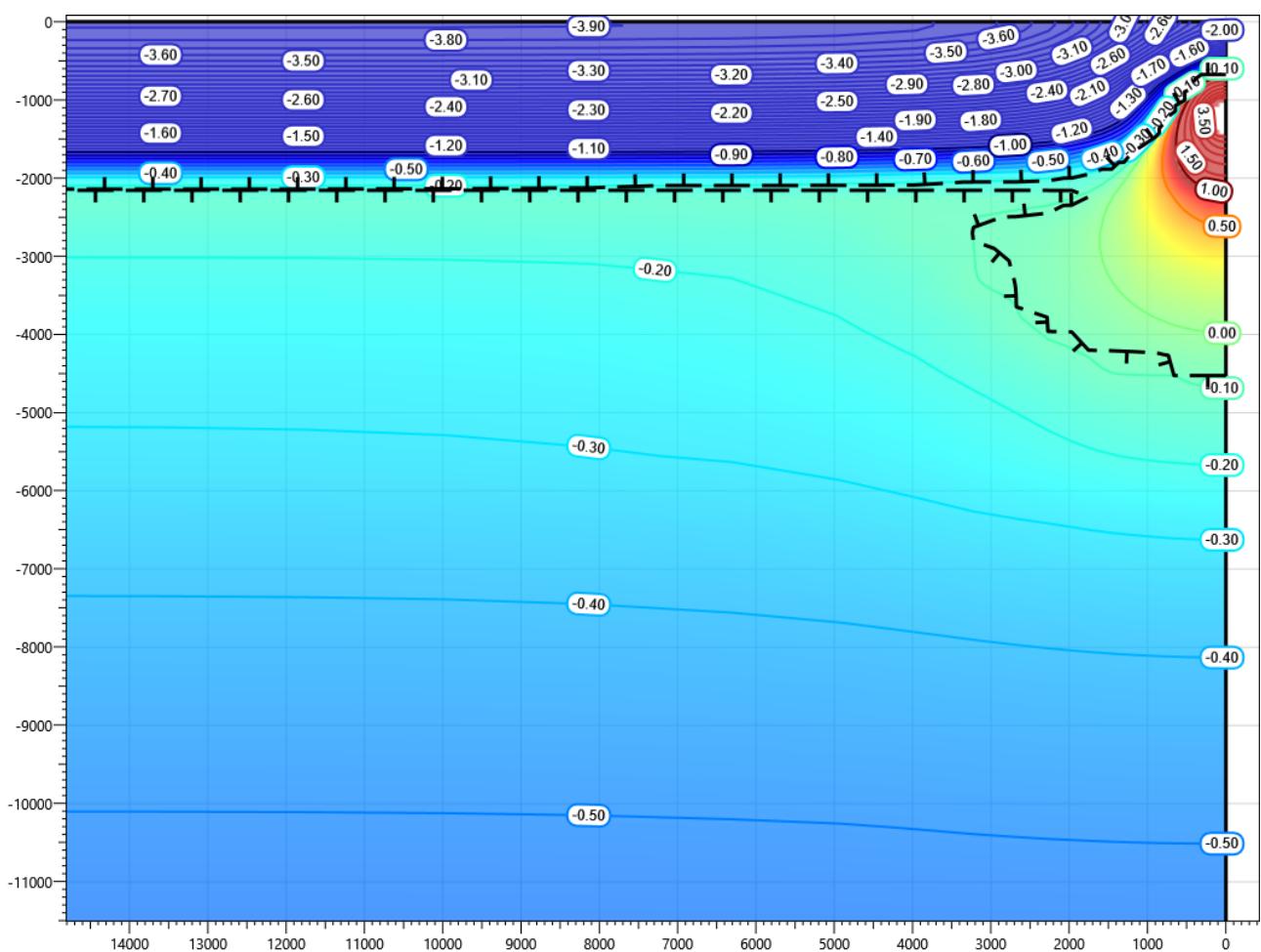


Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

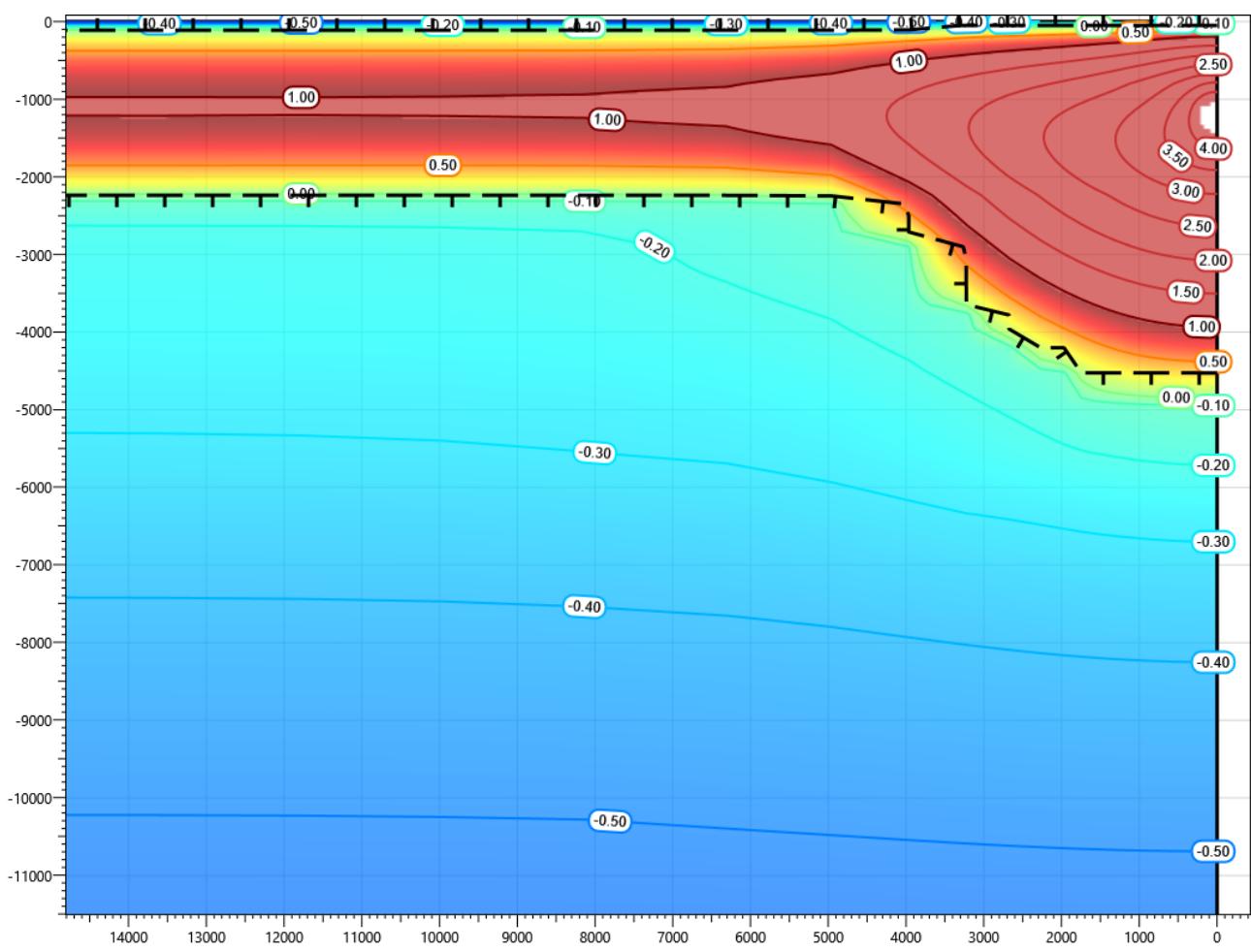


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

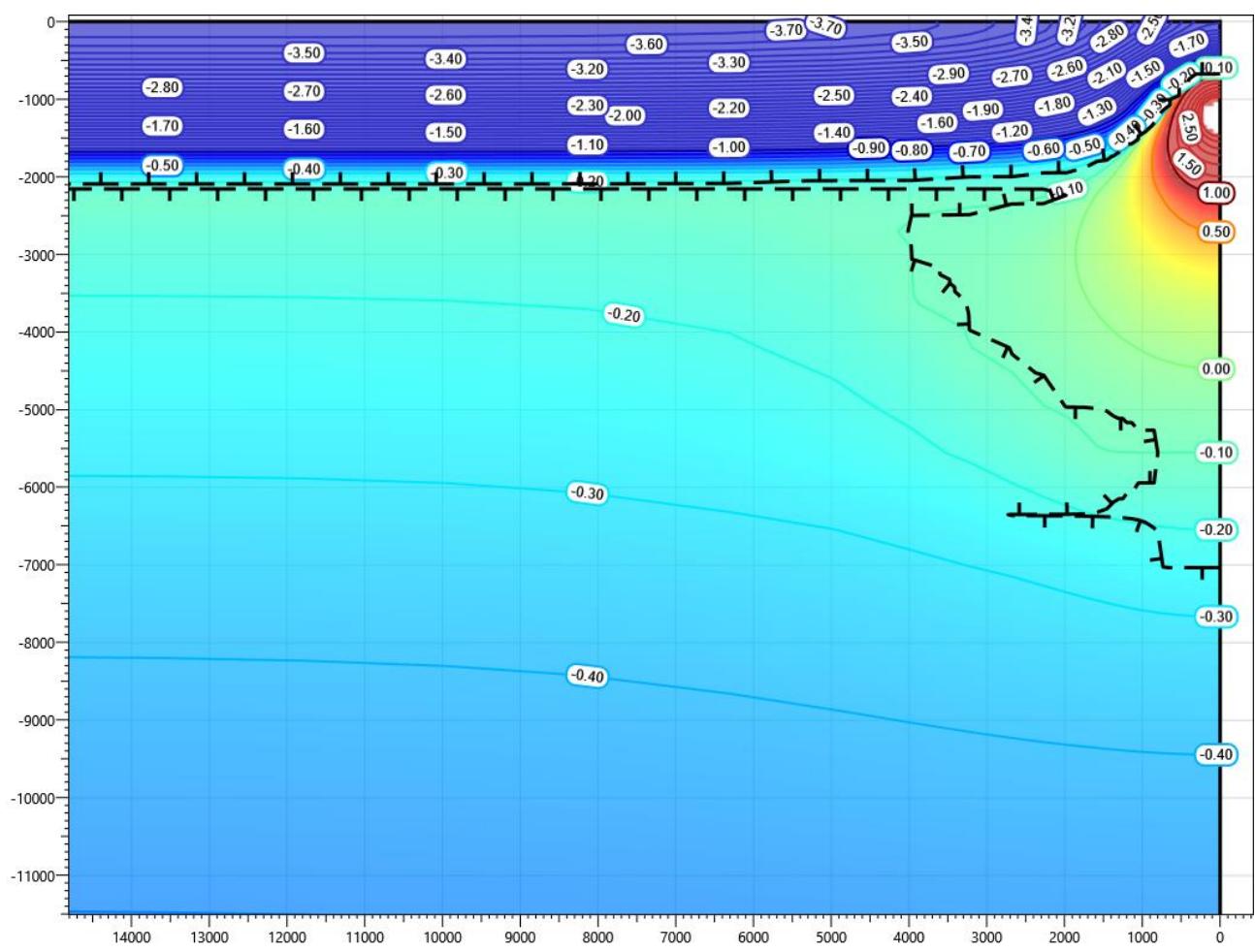


Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

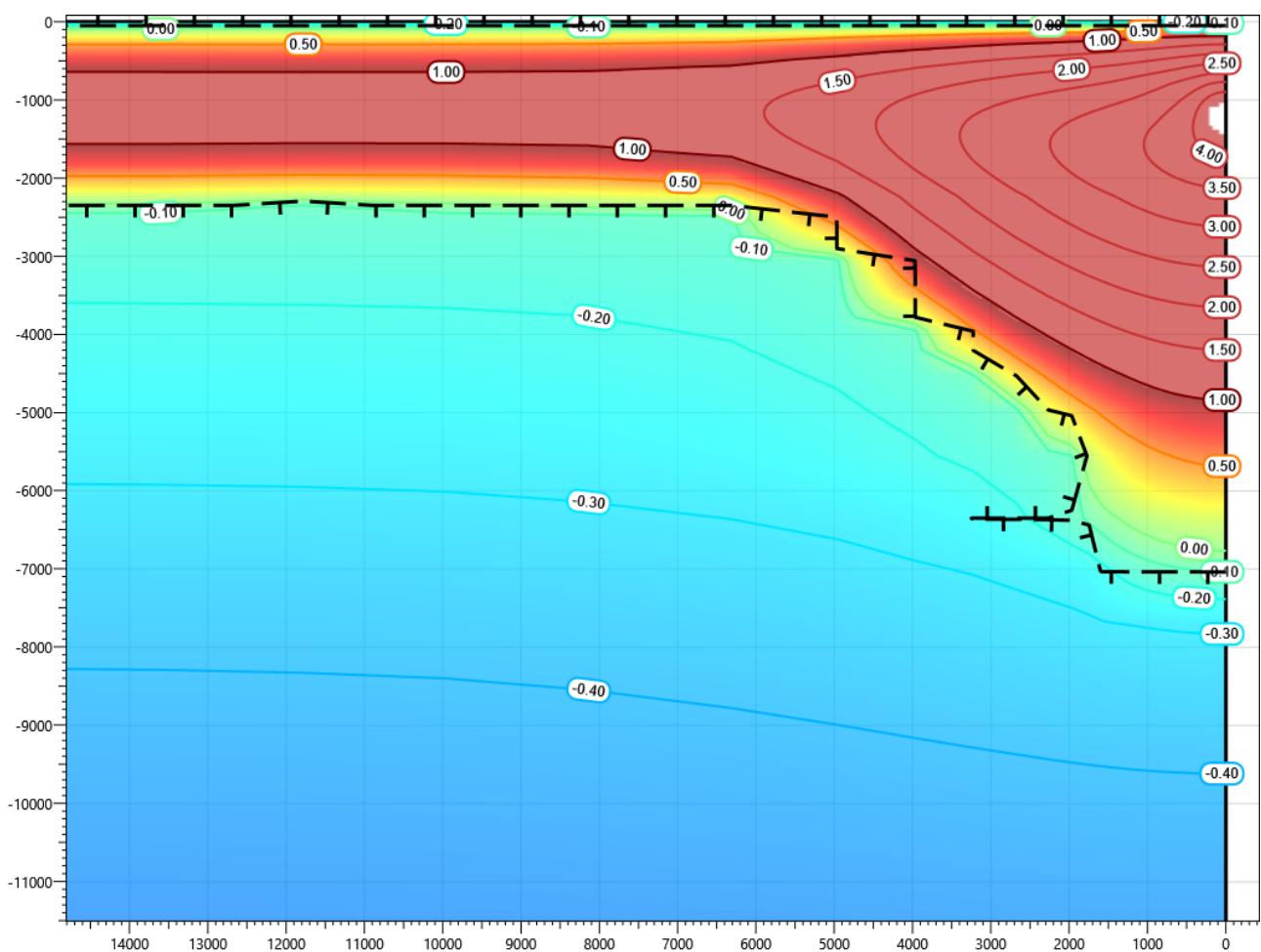
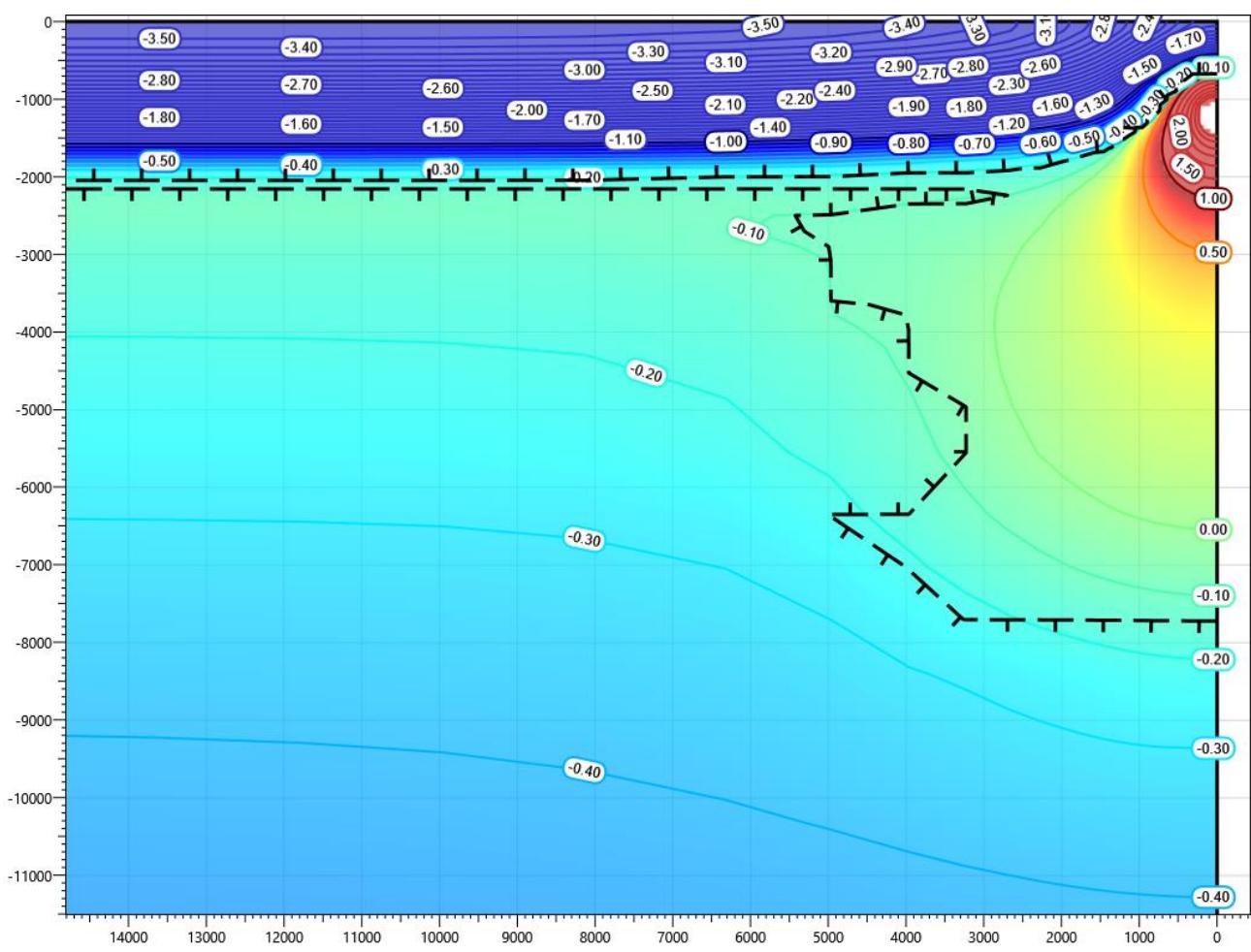


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.



**Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00.
Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

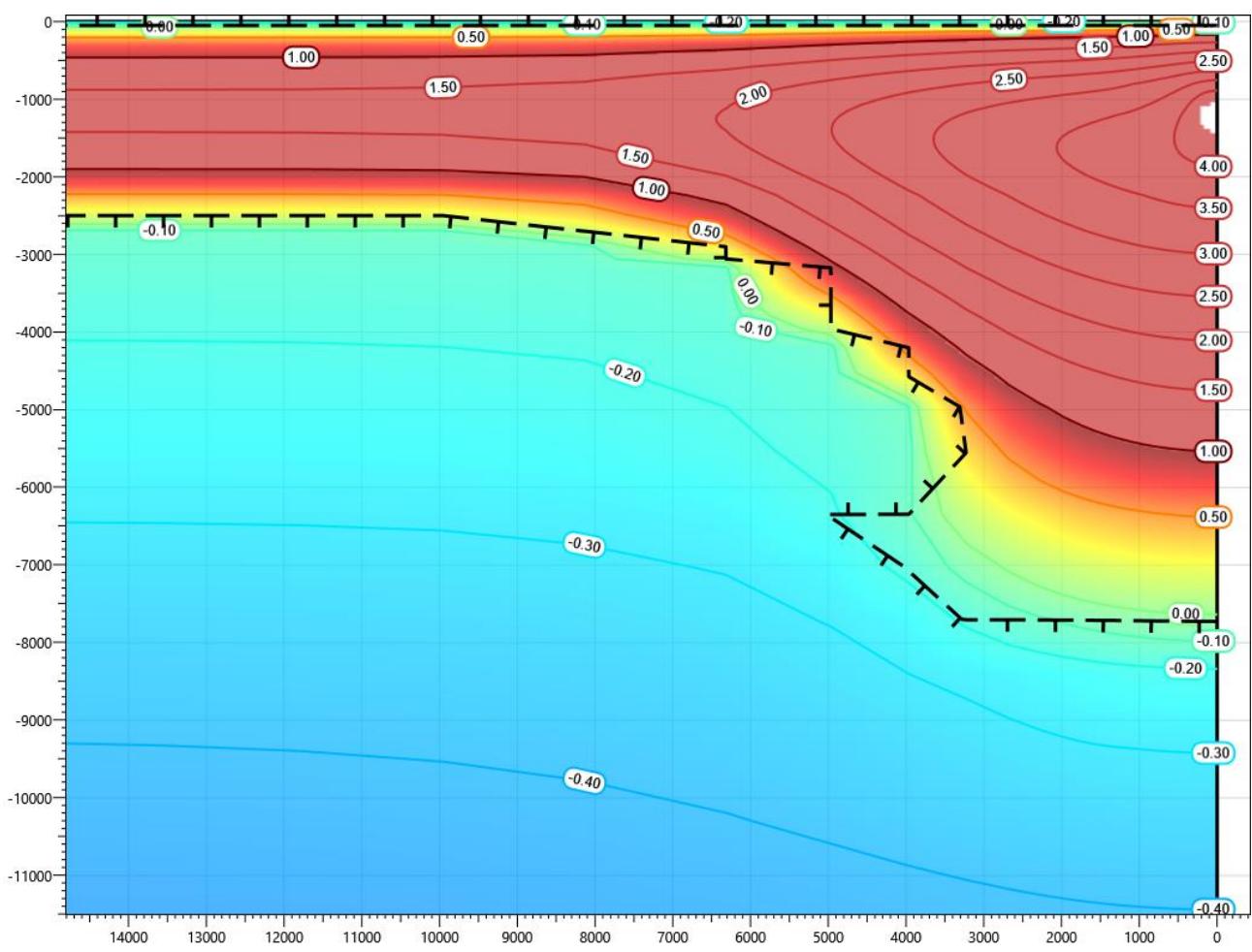
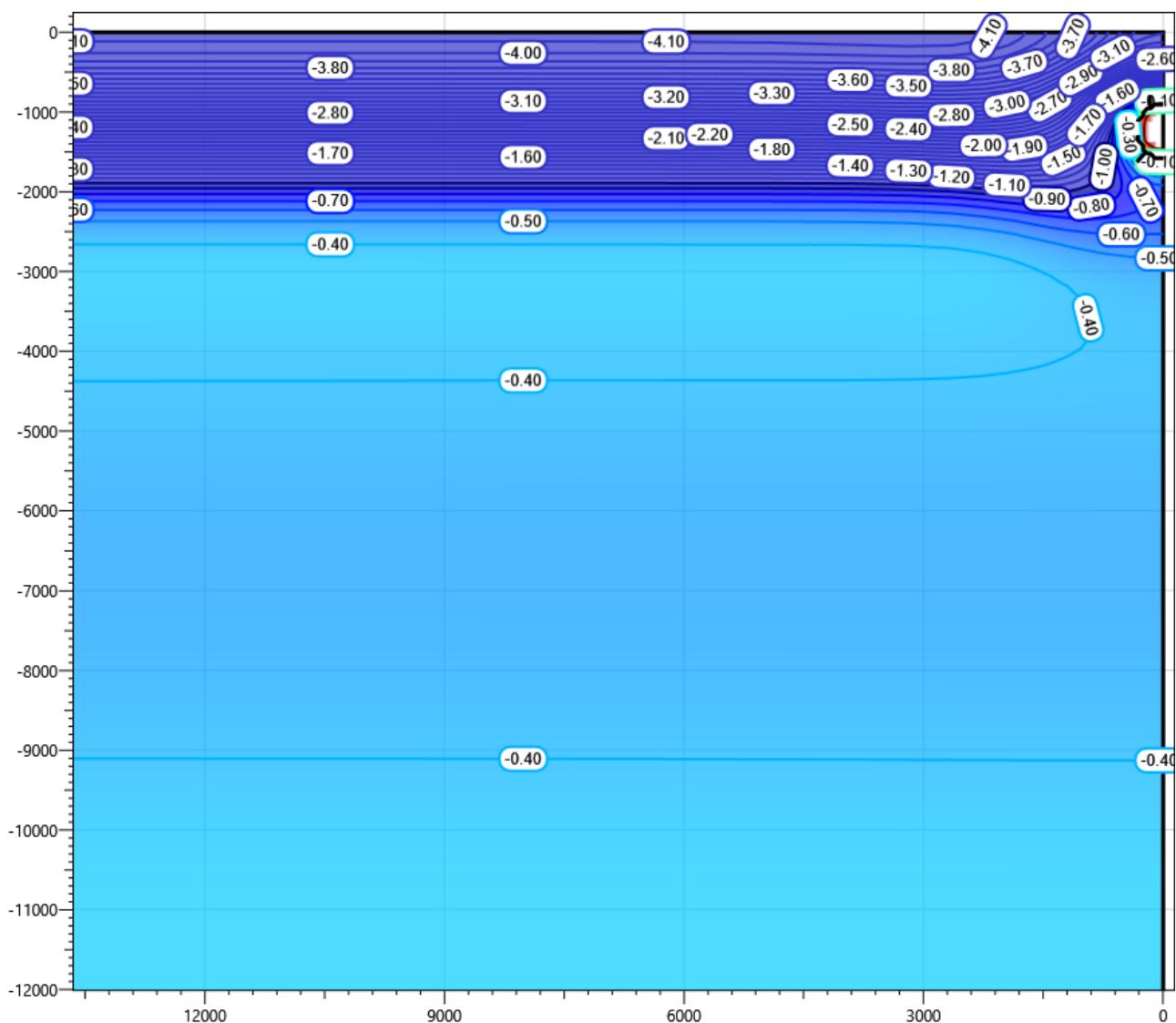
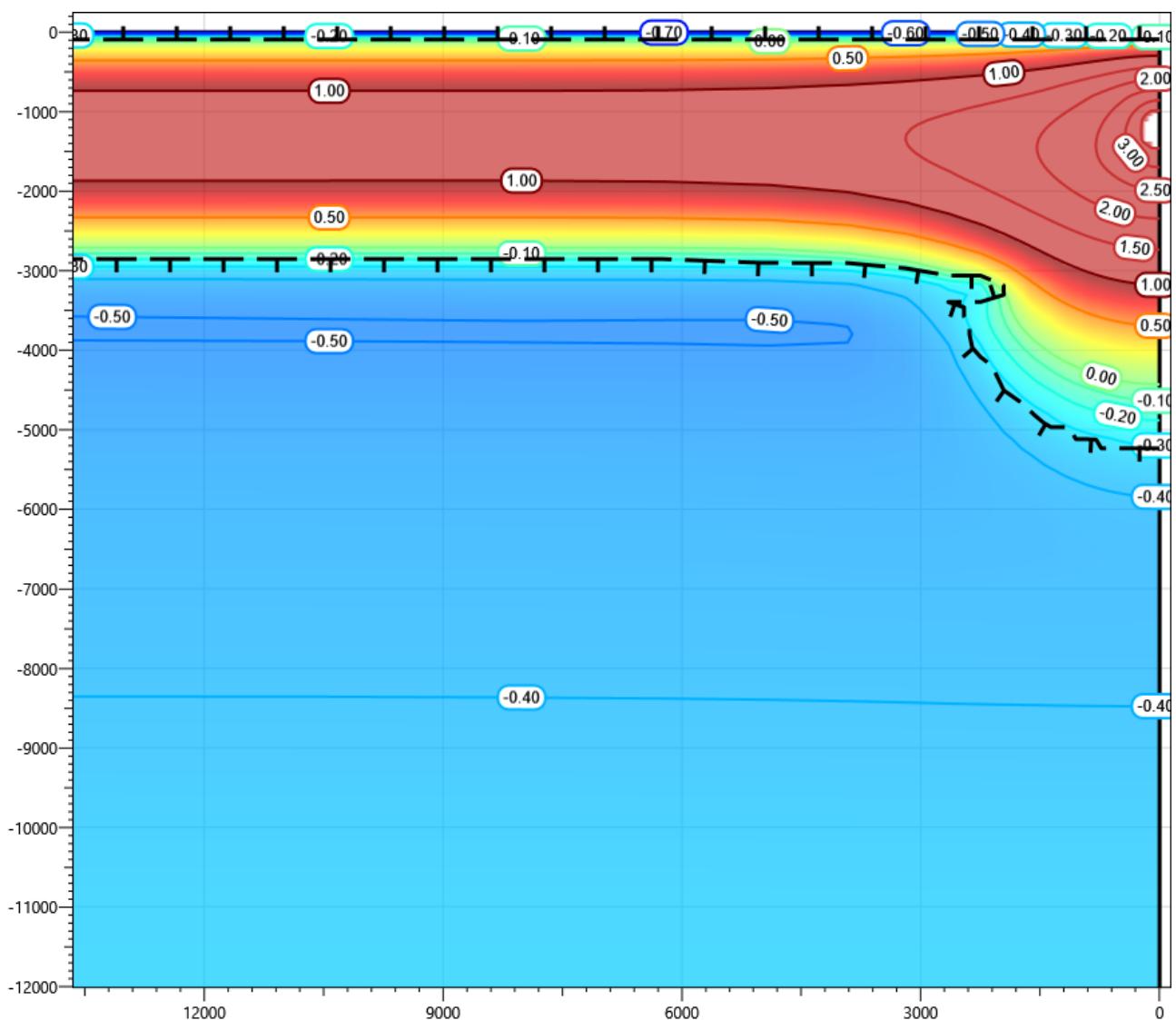


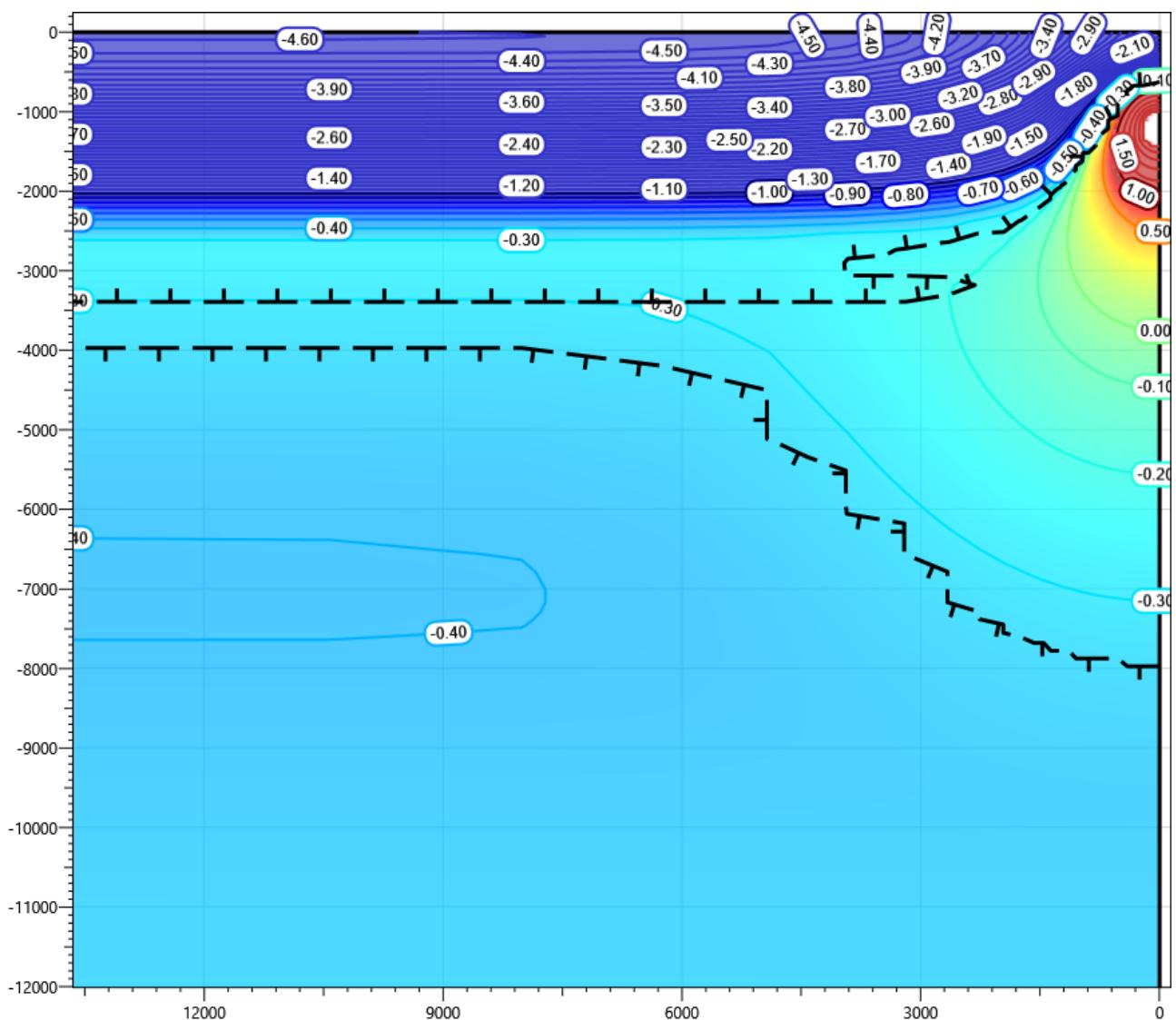
Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от КГС-27 до площадки УЗА-1 - ПК 65+00-ПК67+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.



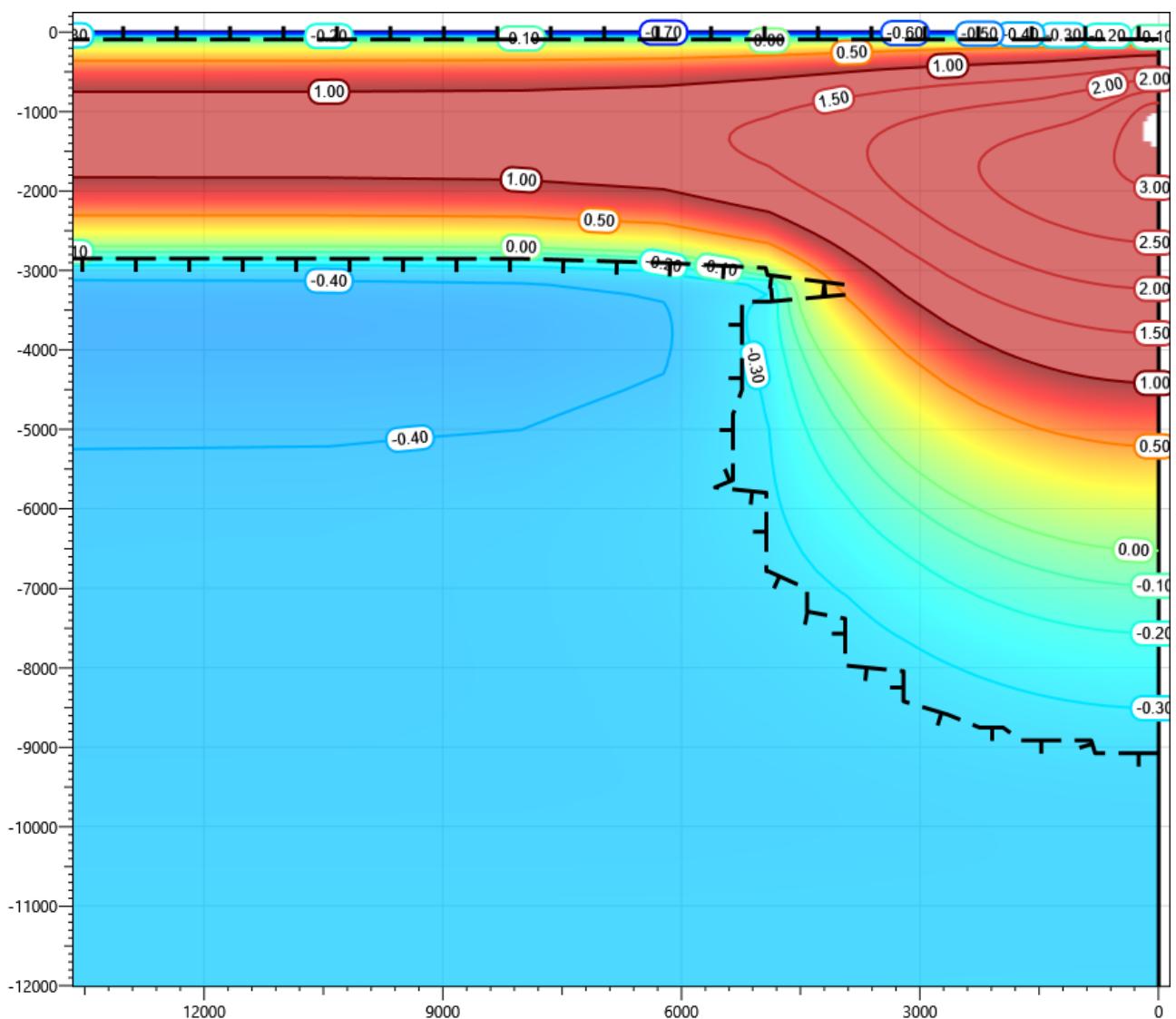
**Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



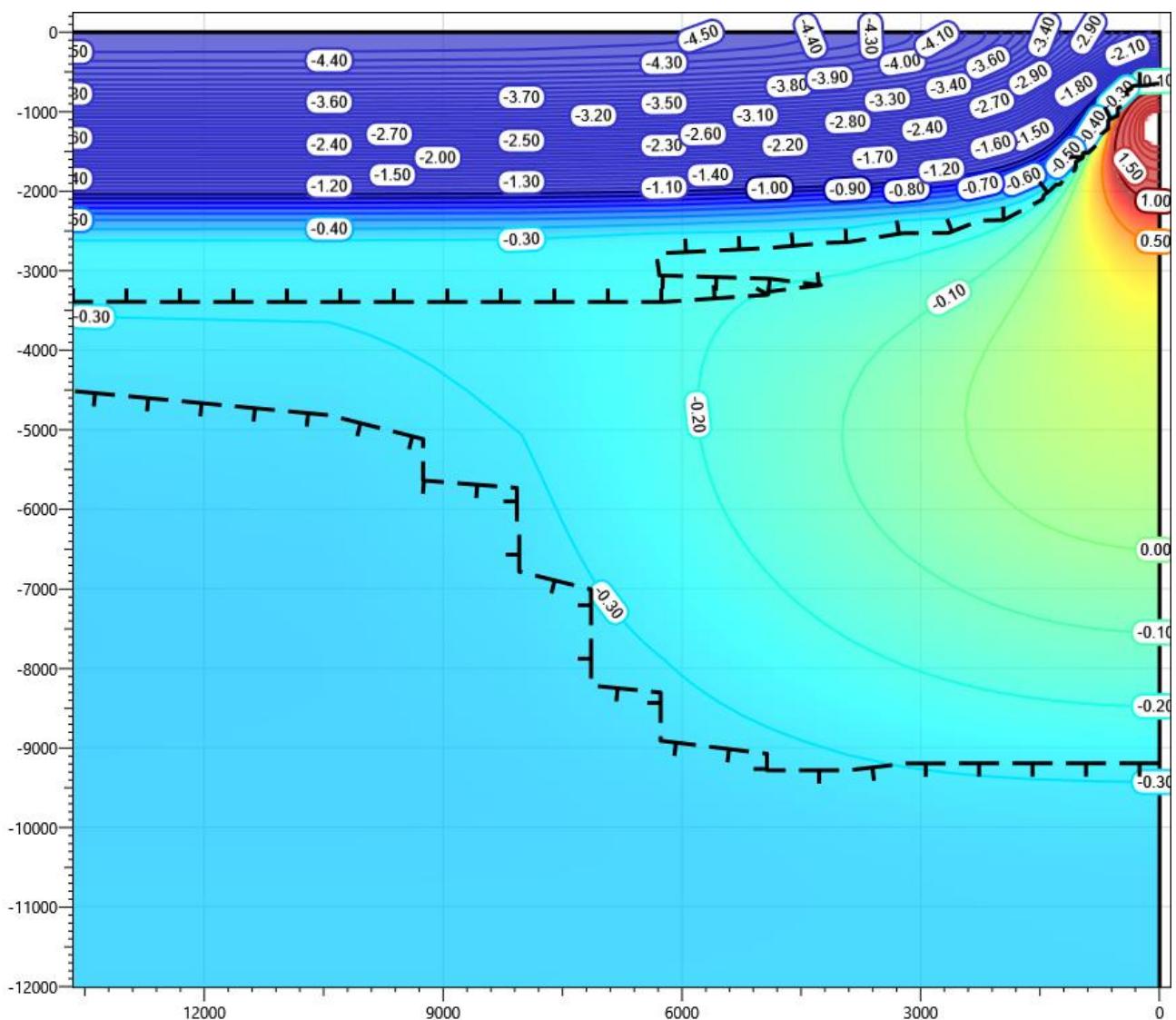
**Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



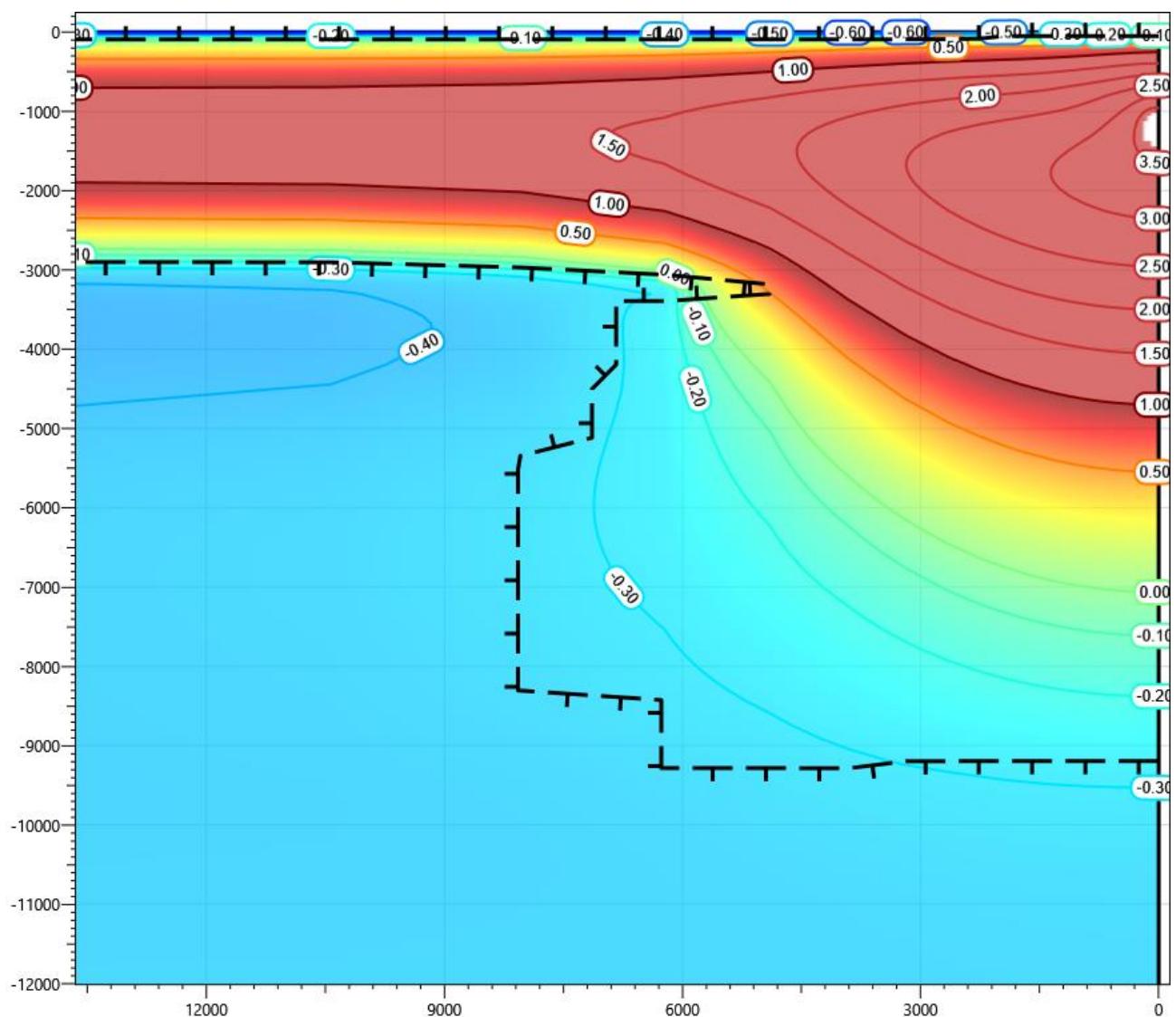
**Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



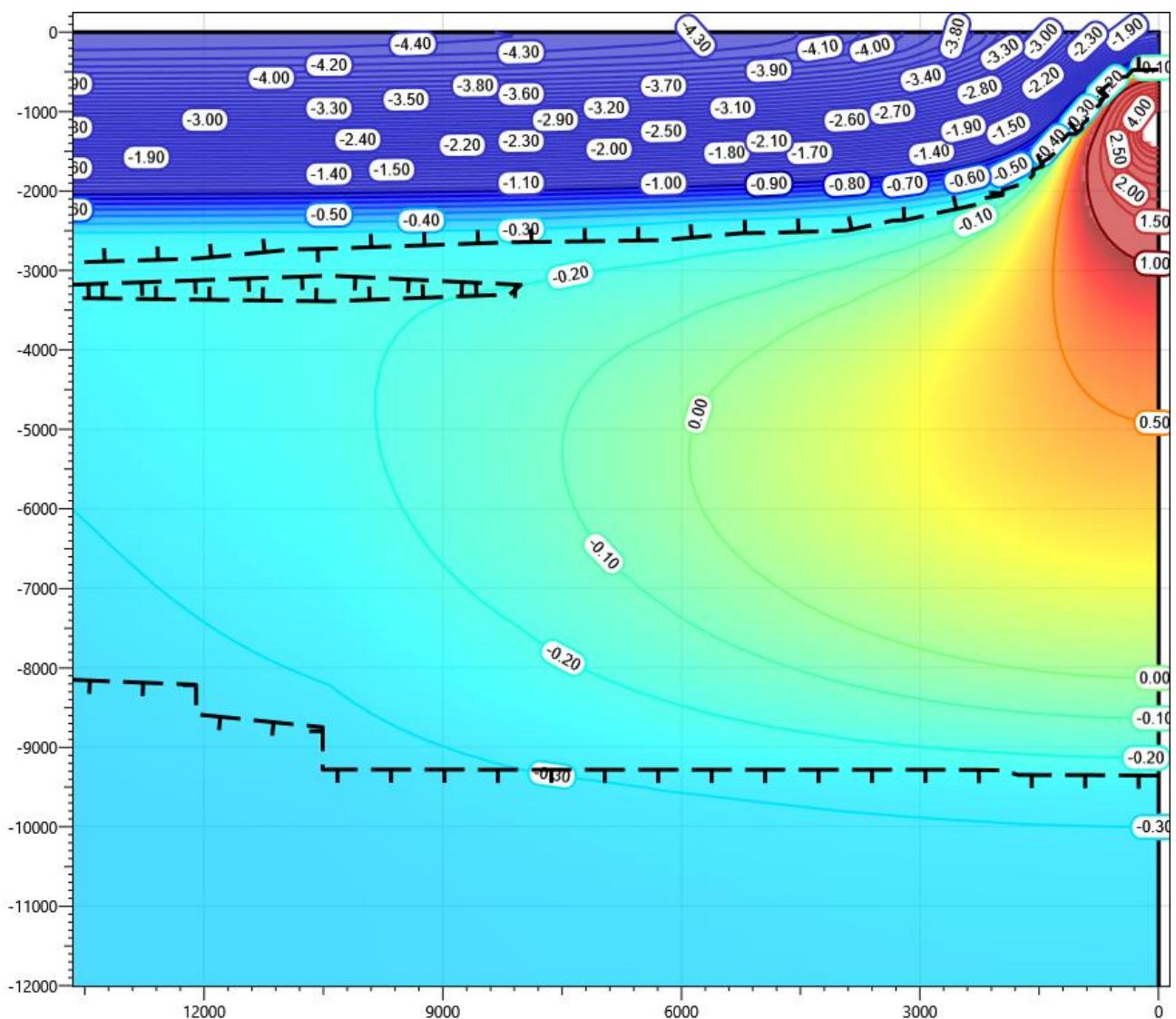
**Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



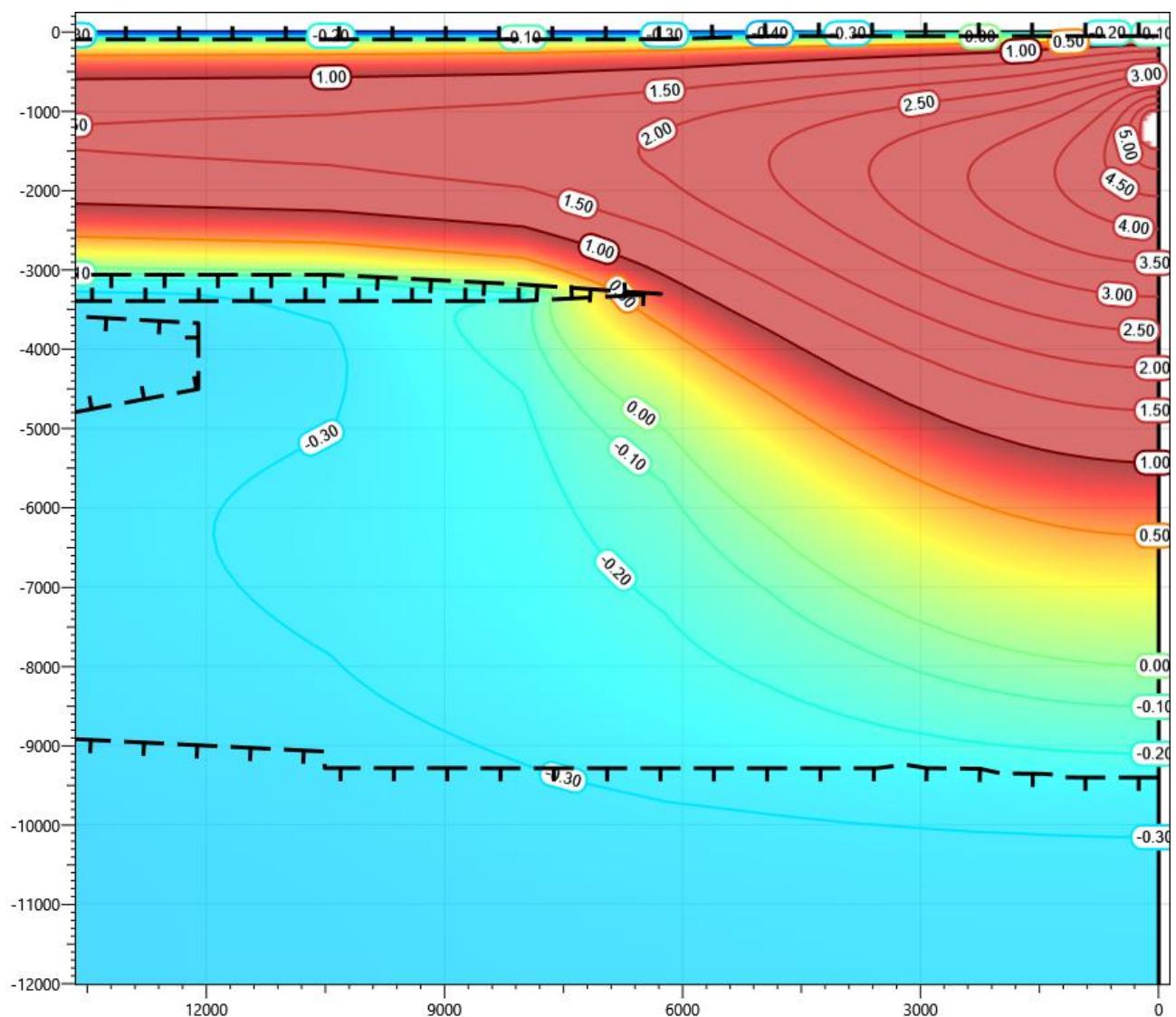
**Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



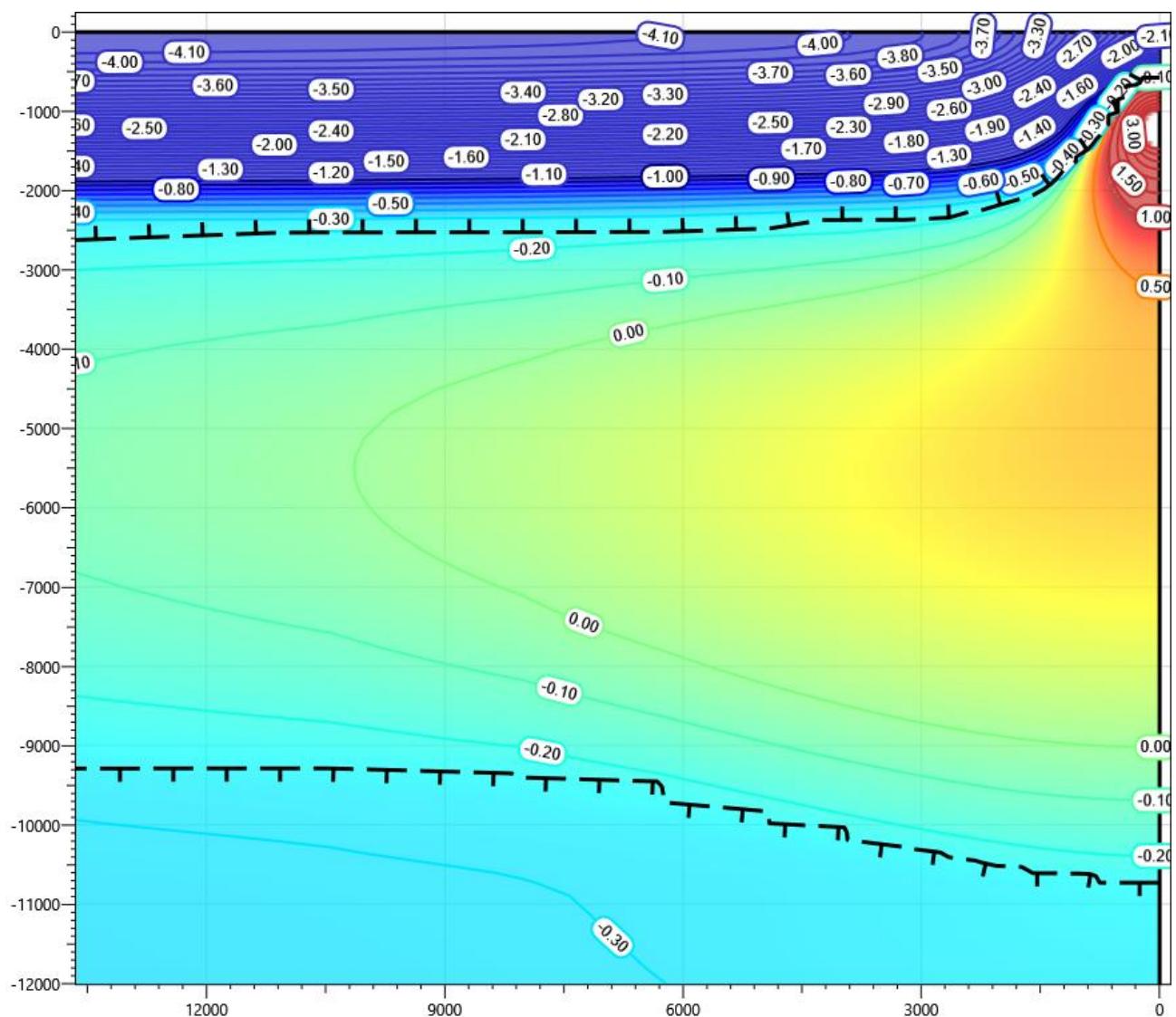
**Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



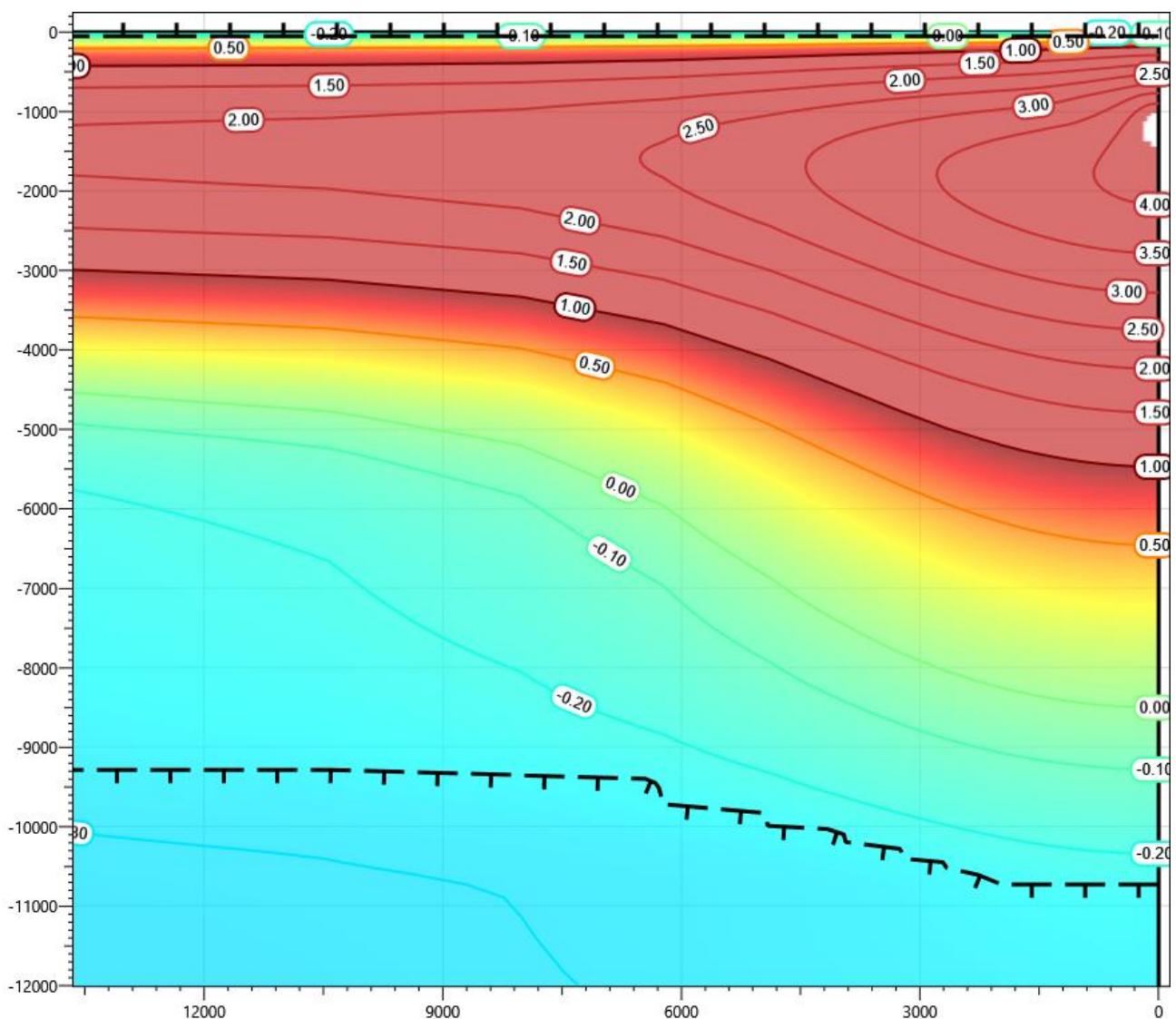
**Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



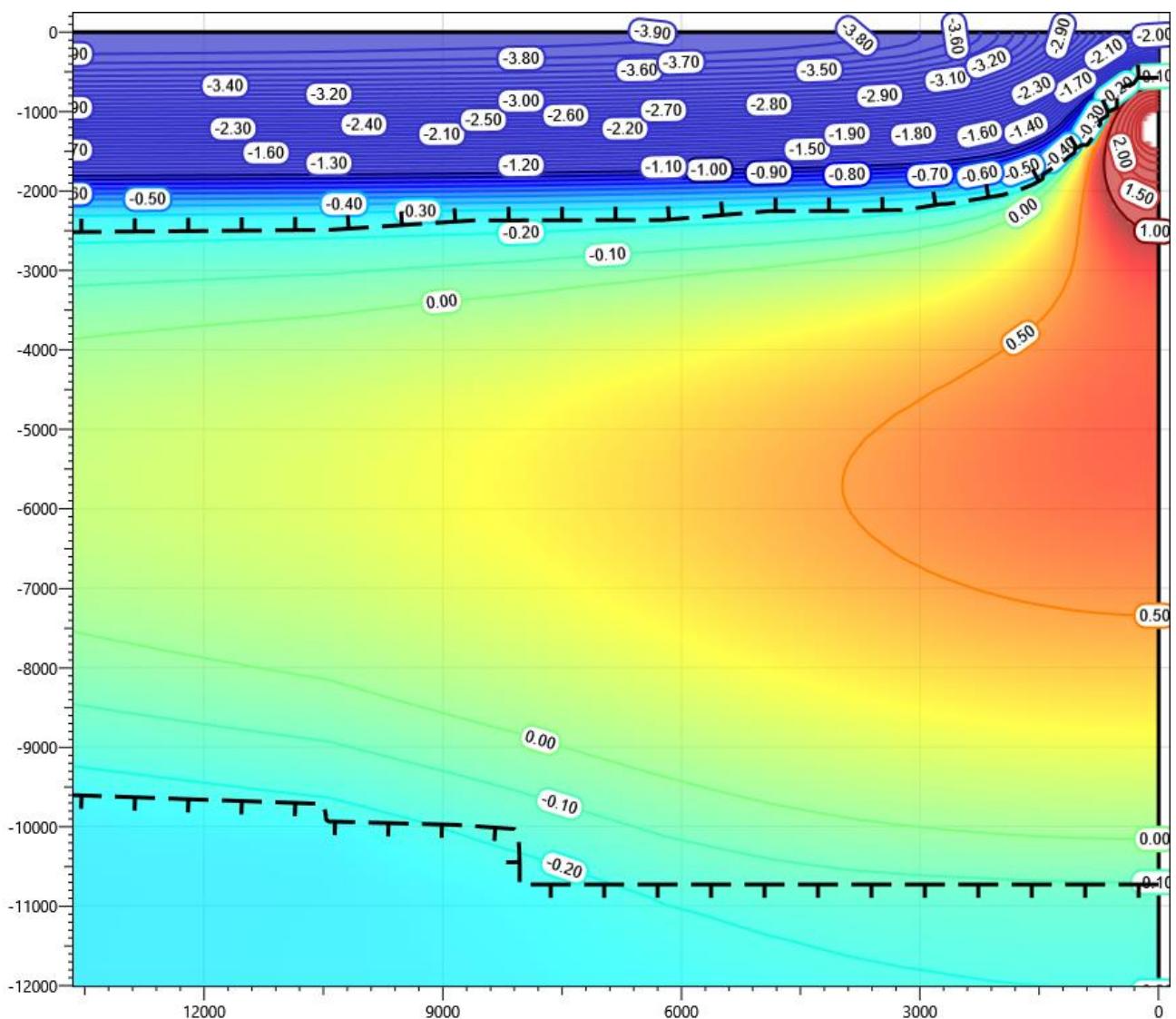
**Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



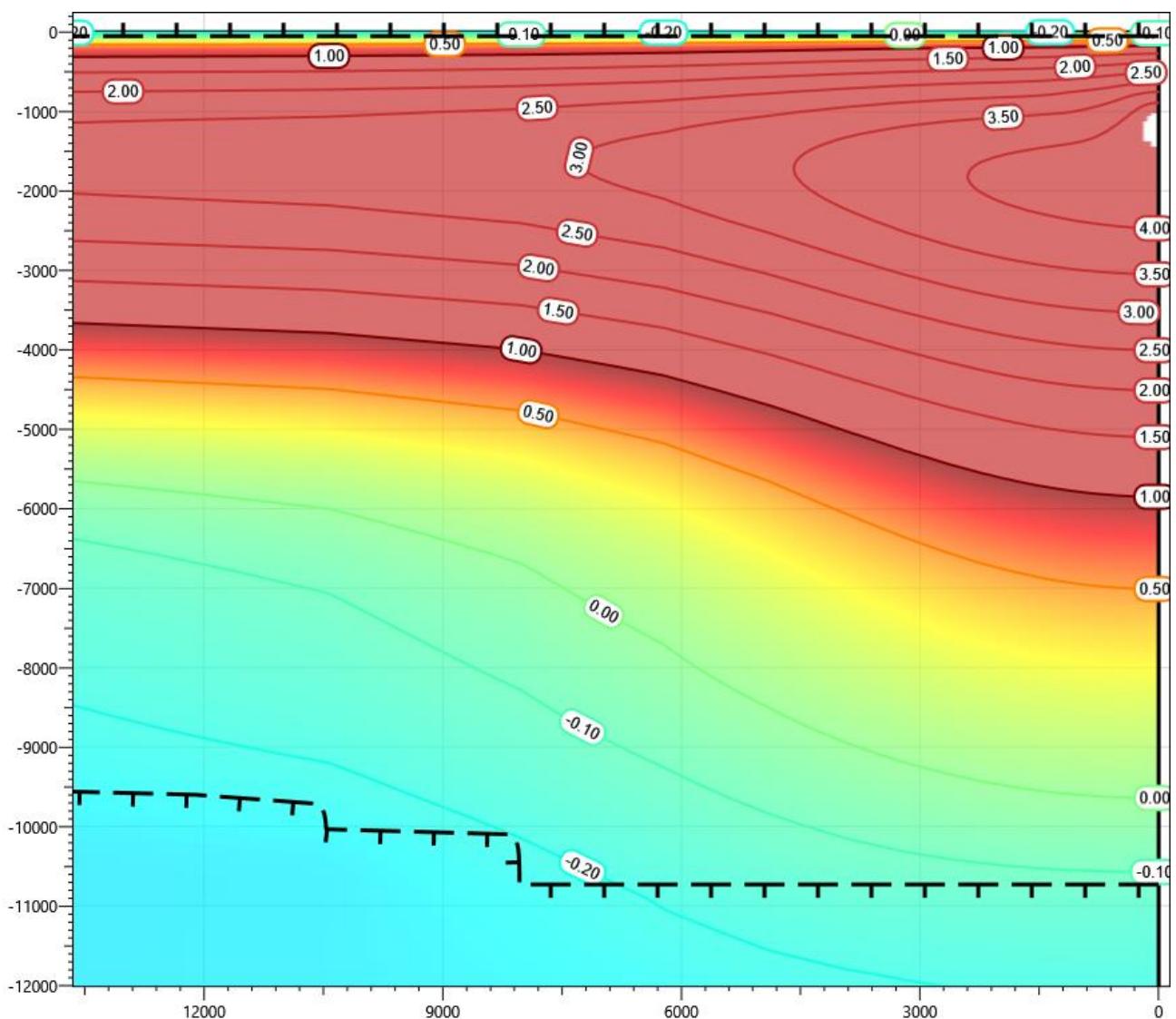
**Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



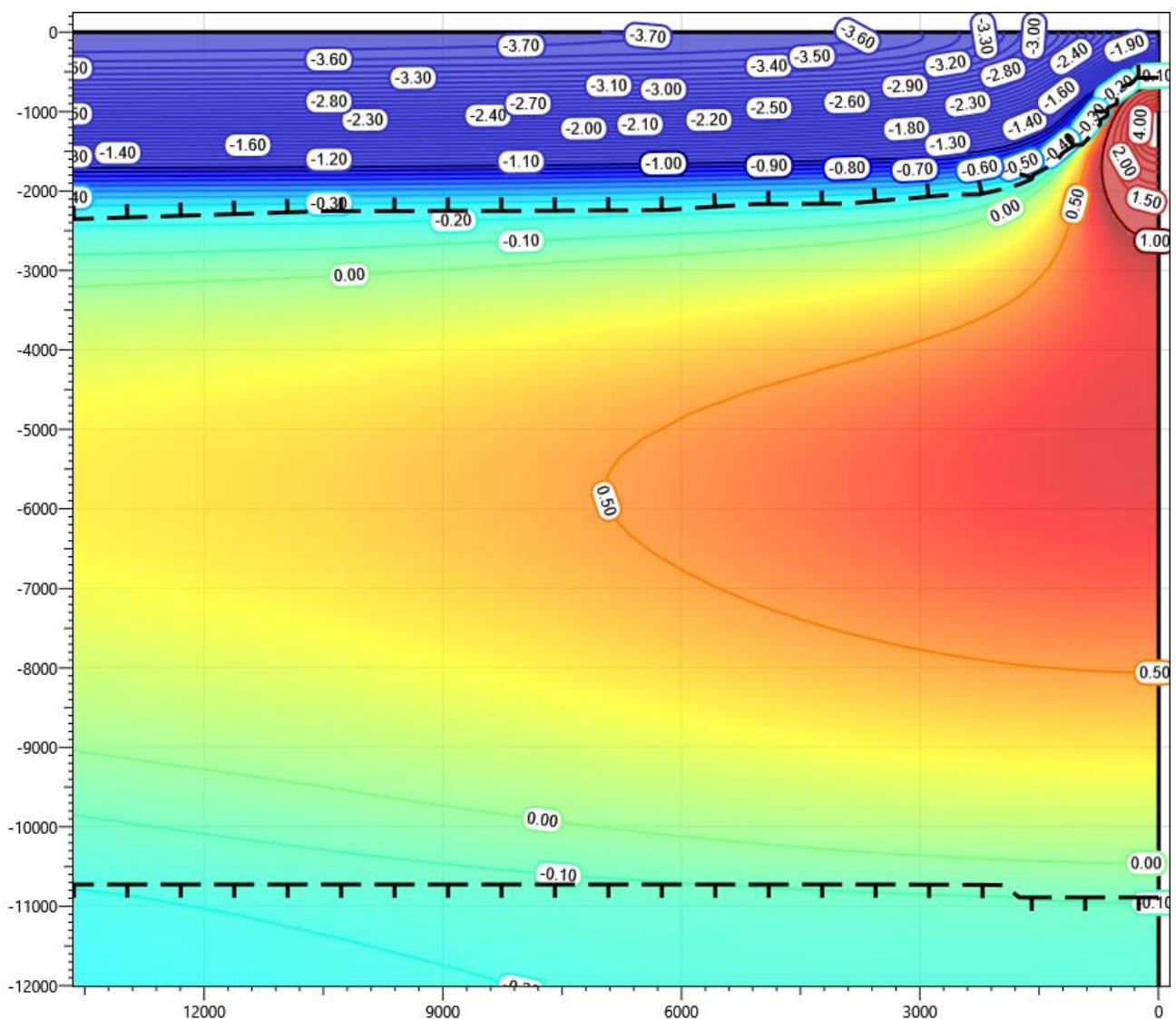
**Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



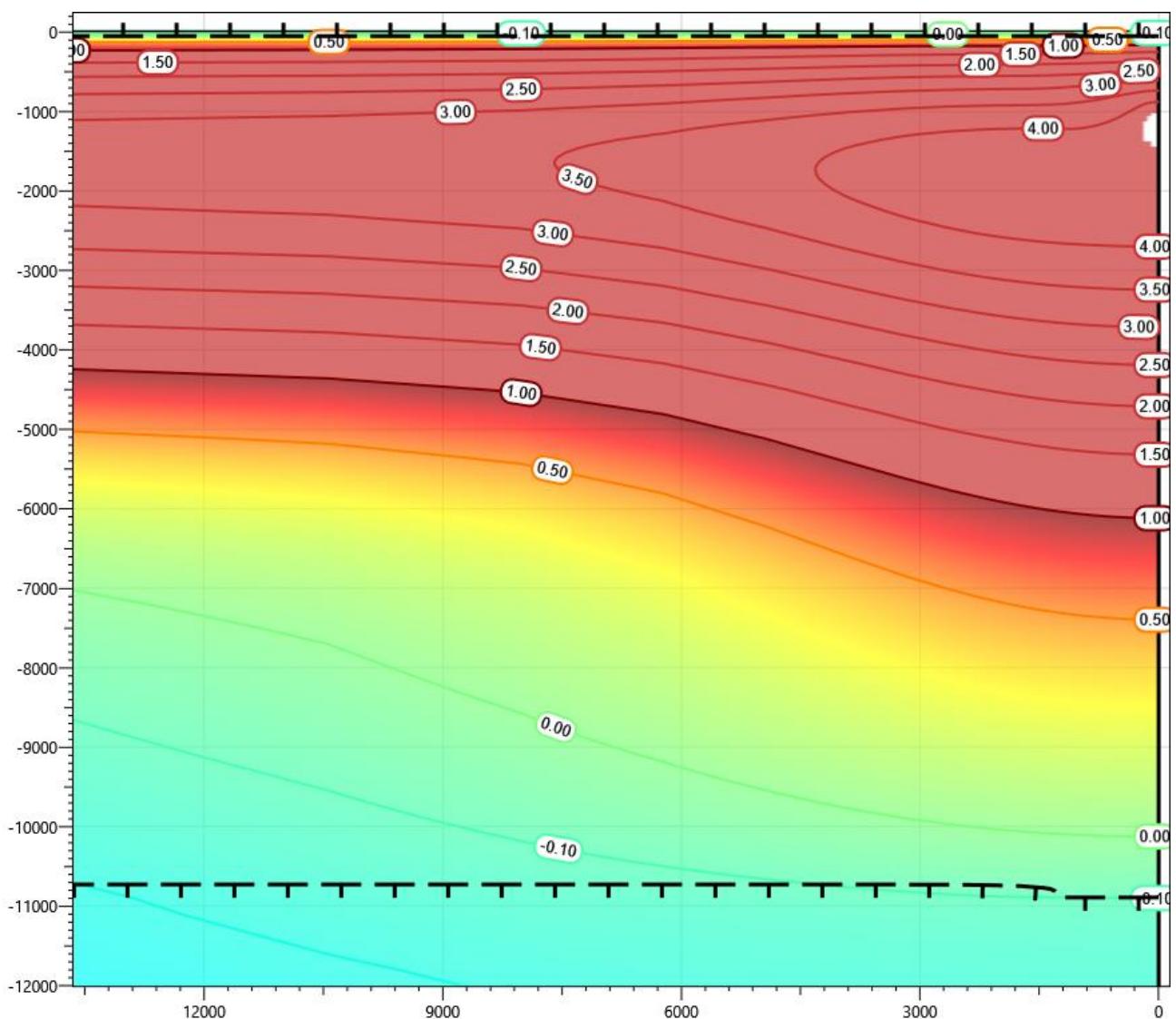
**Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК 15+00-ПК17+00.
Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

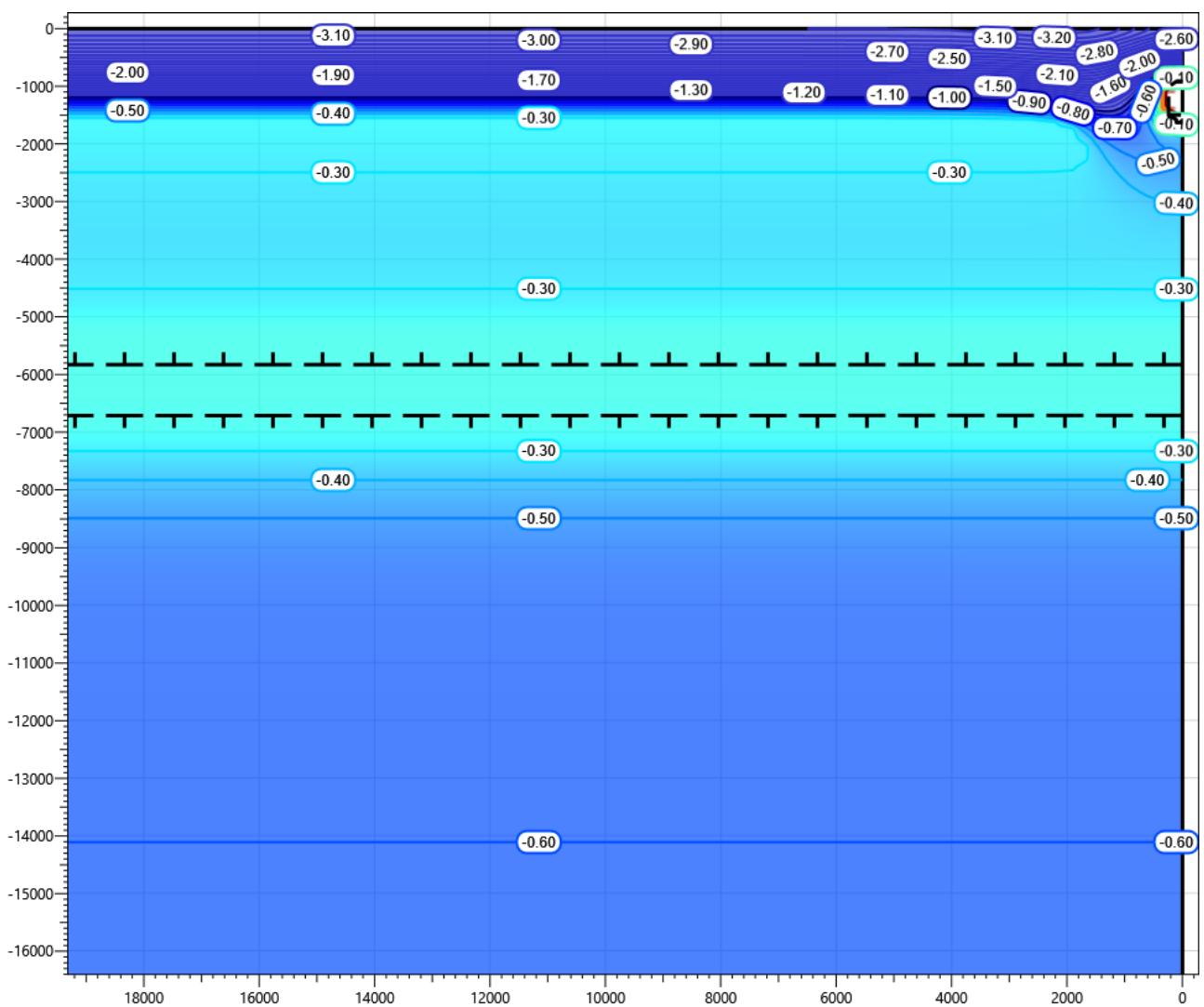


Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00.
Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

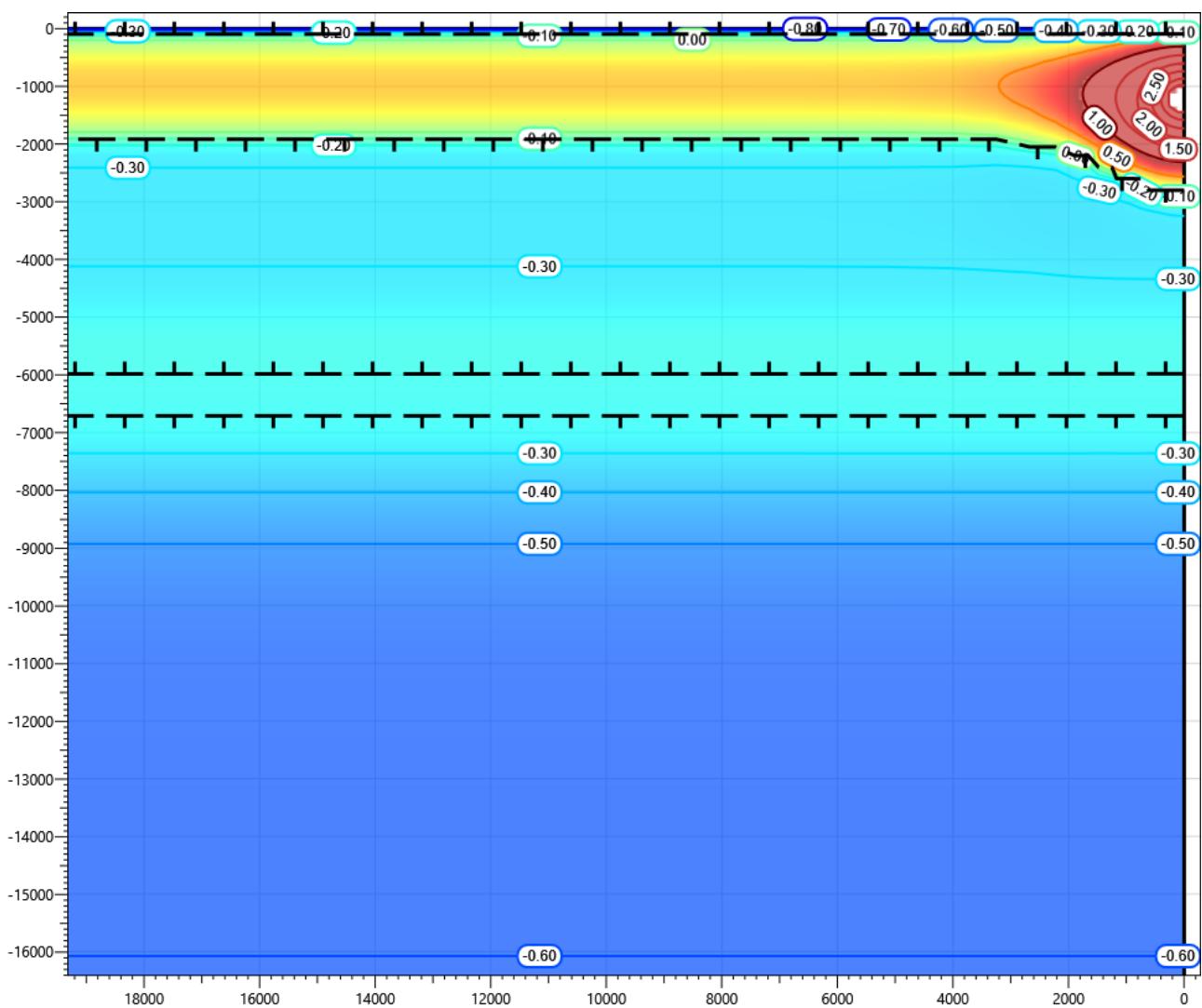


Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

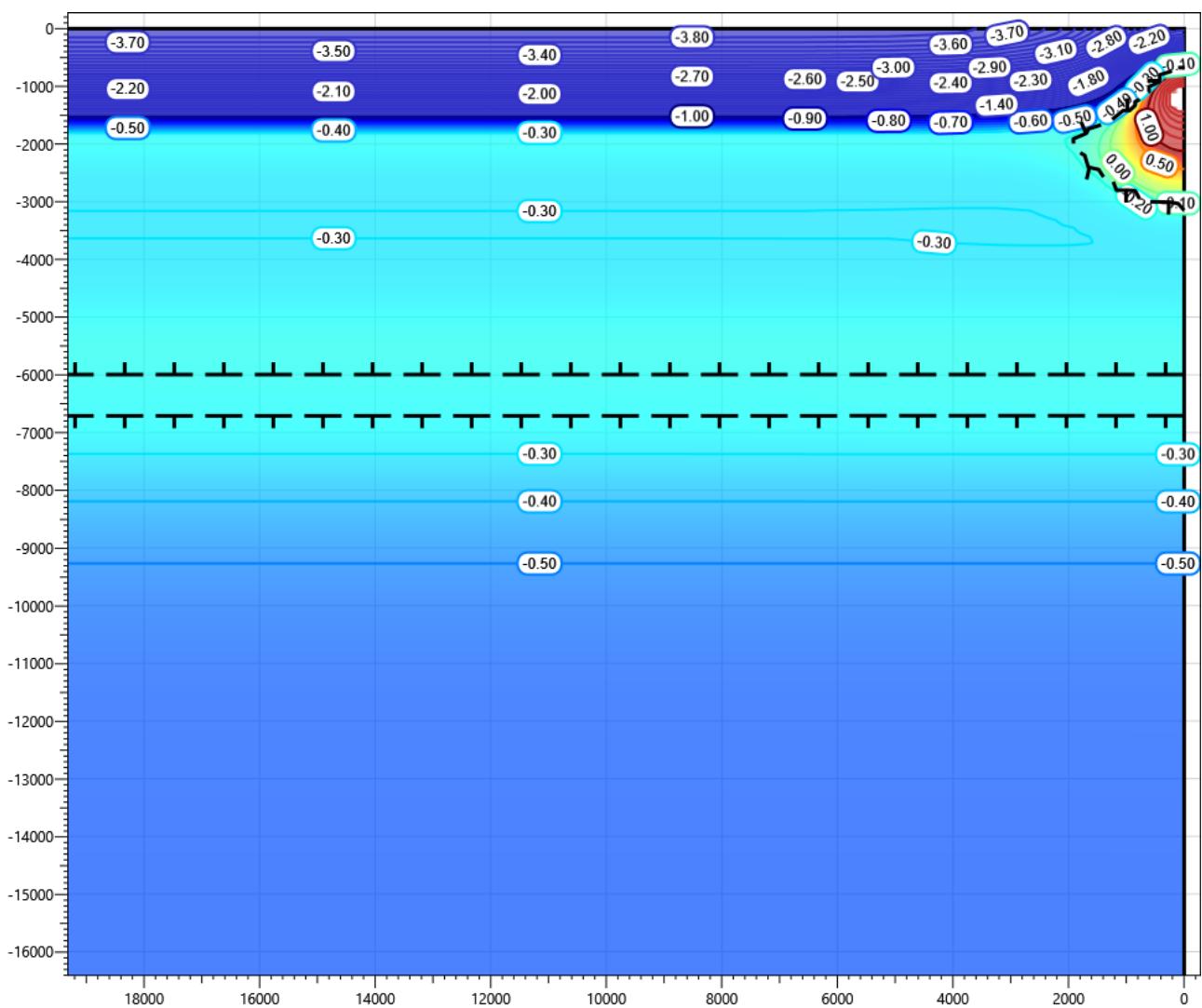


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

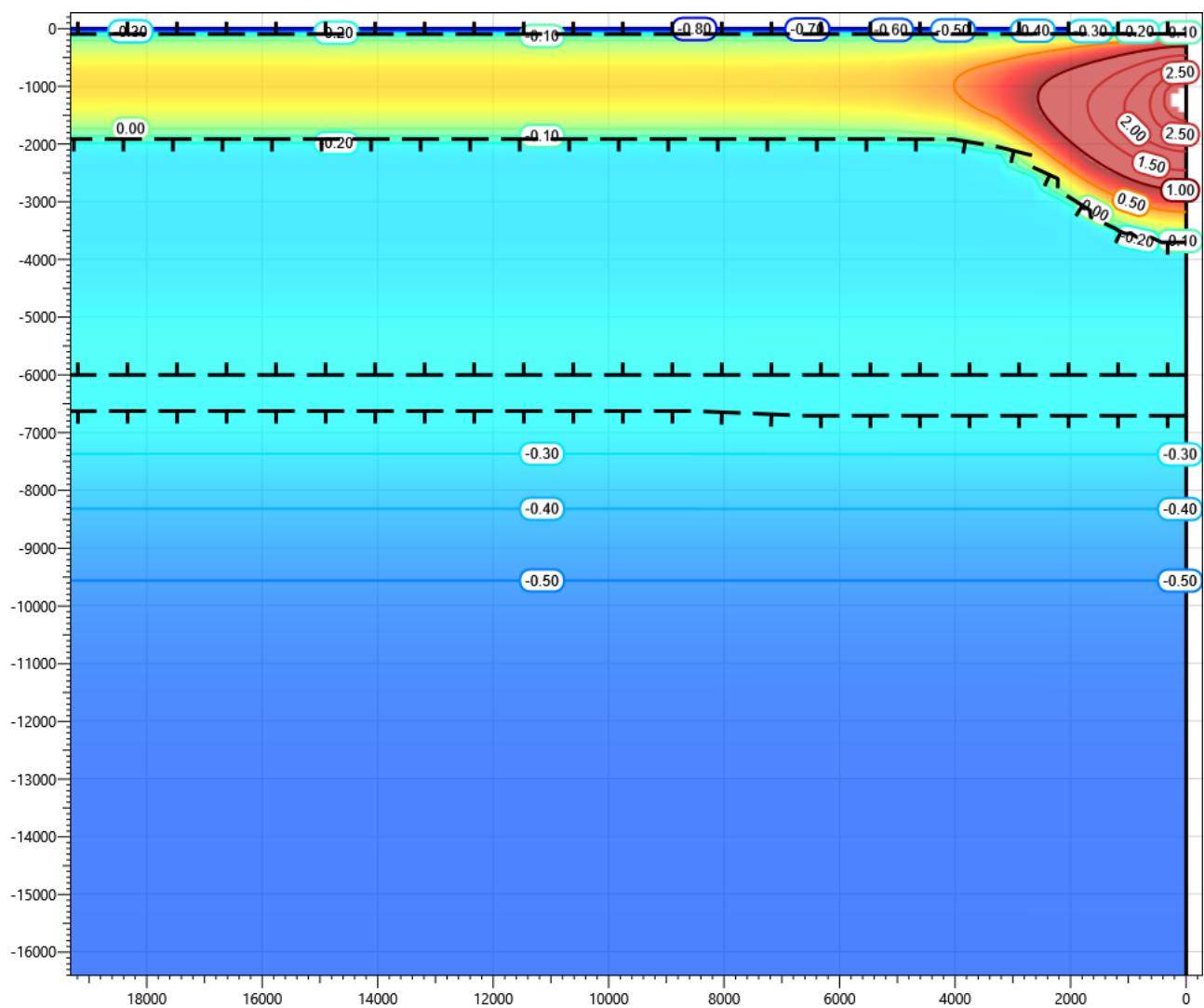


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

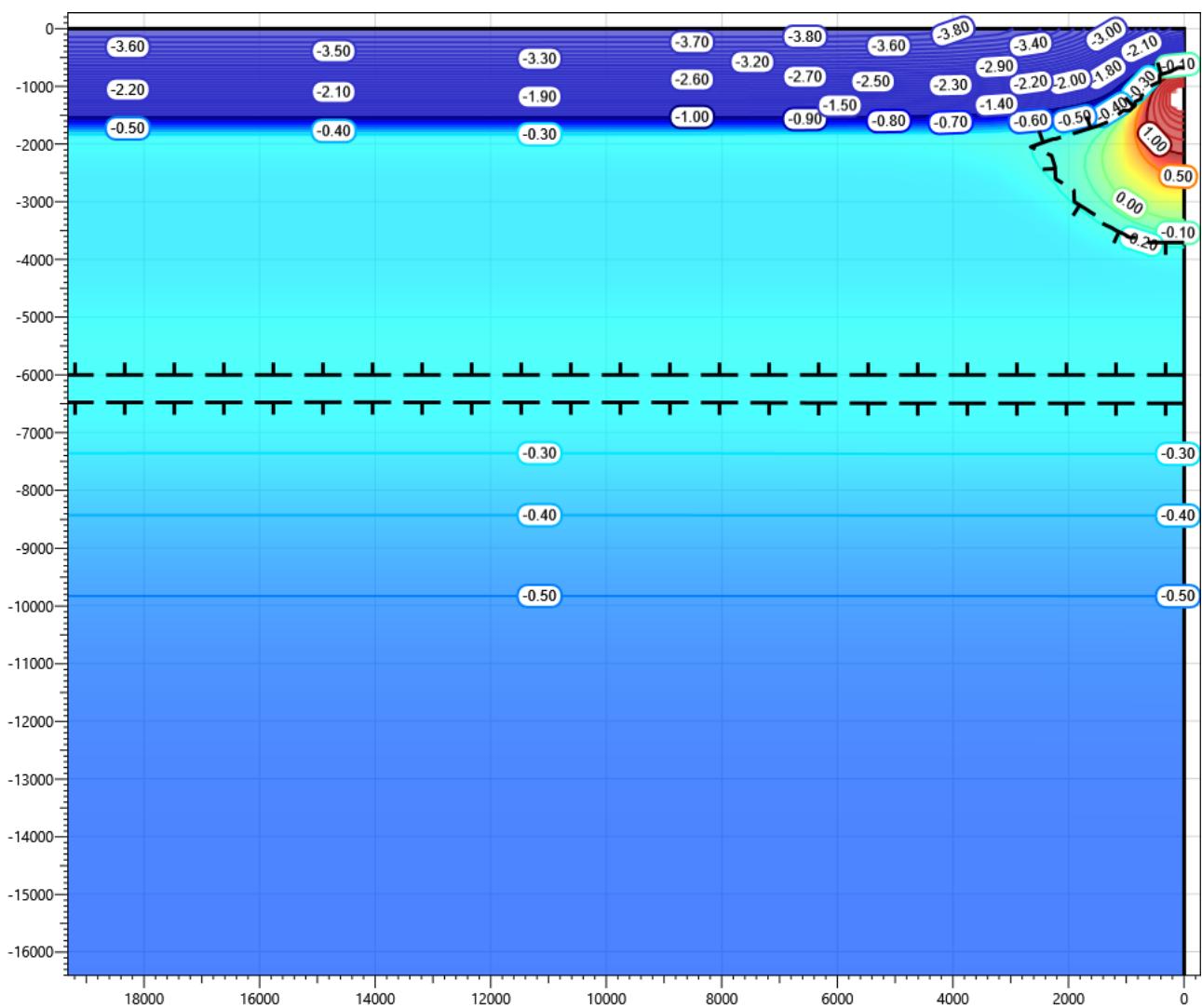


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

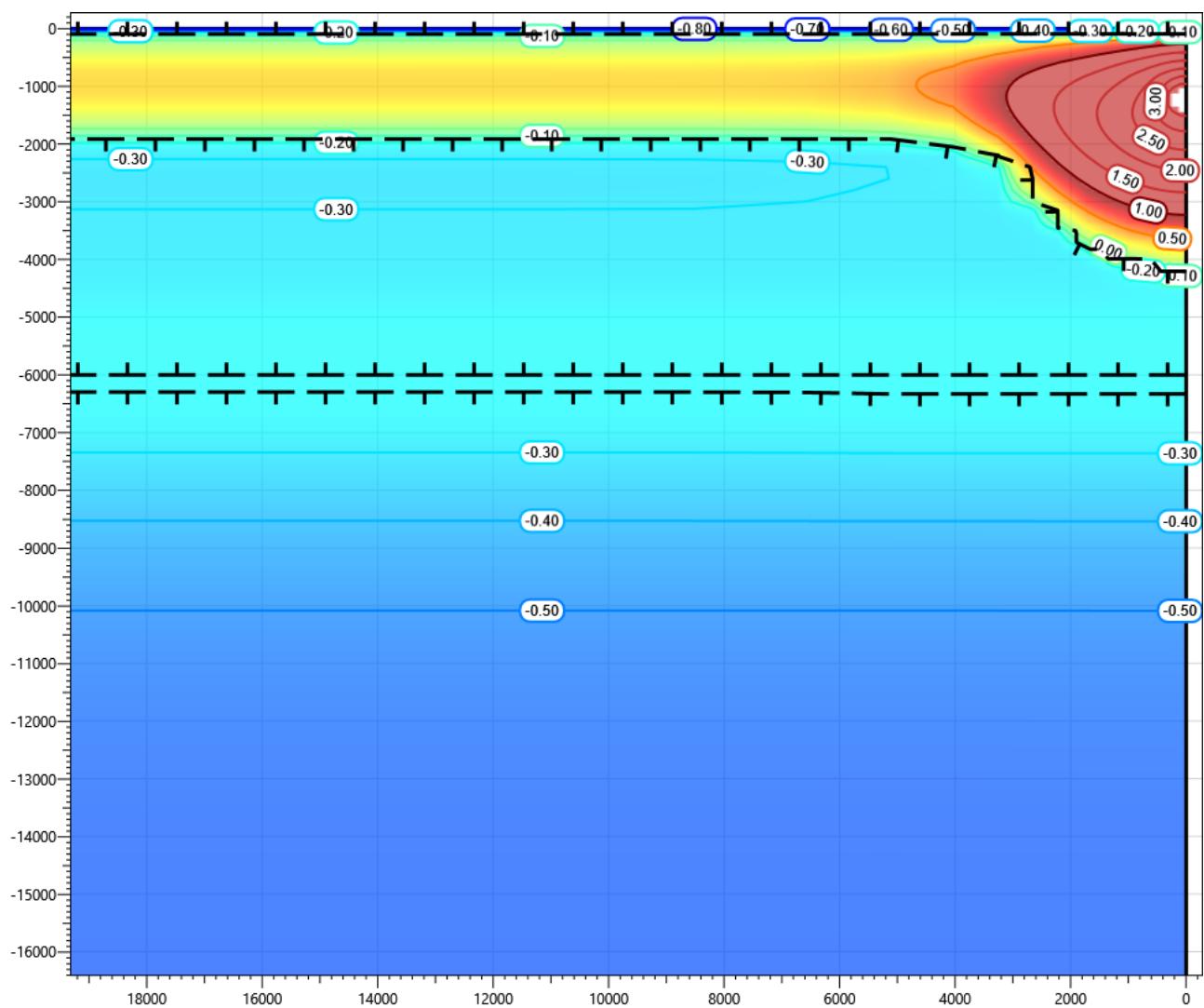


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

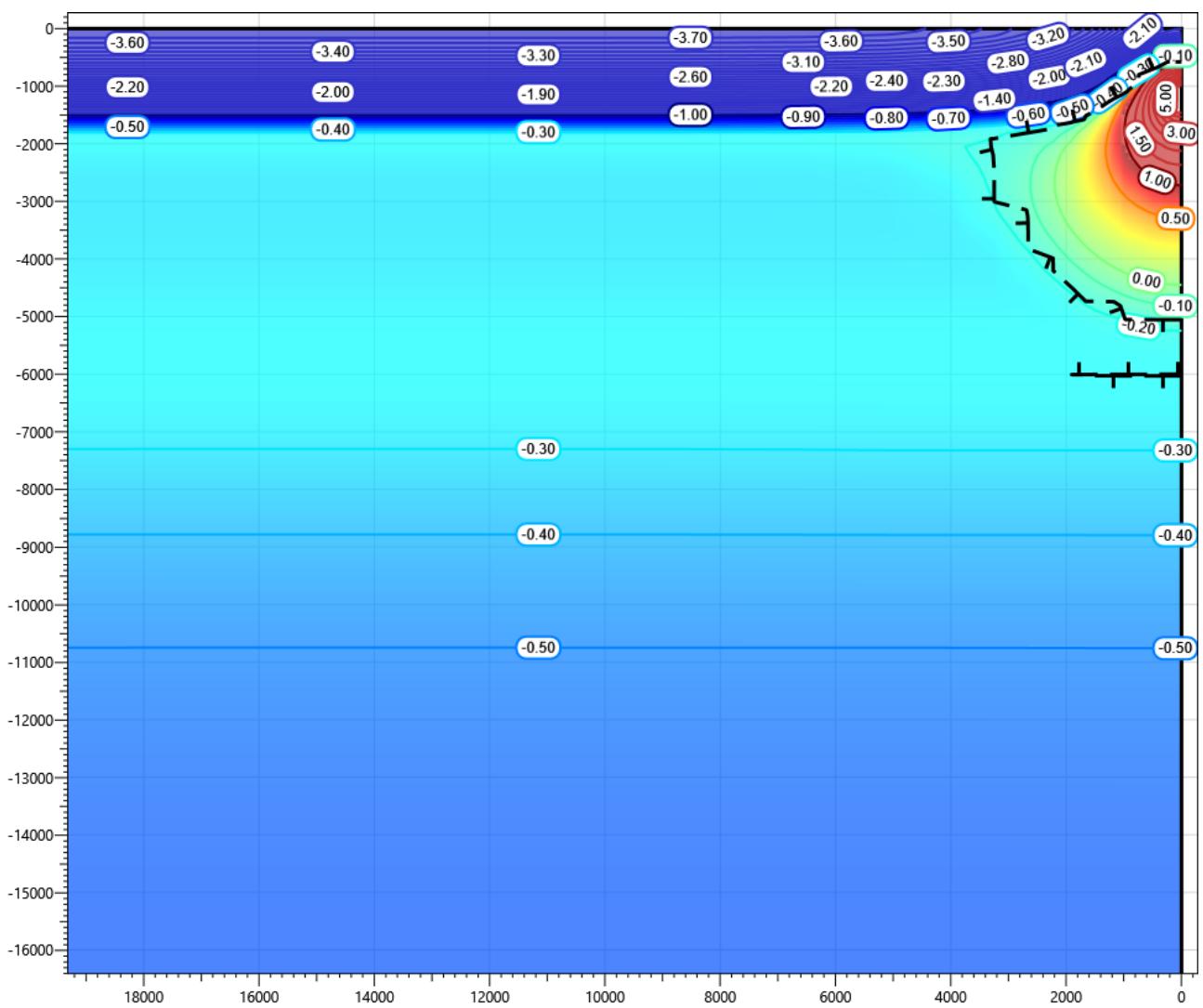


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

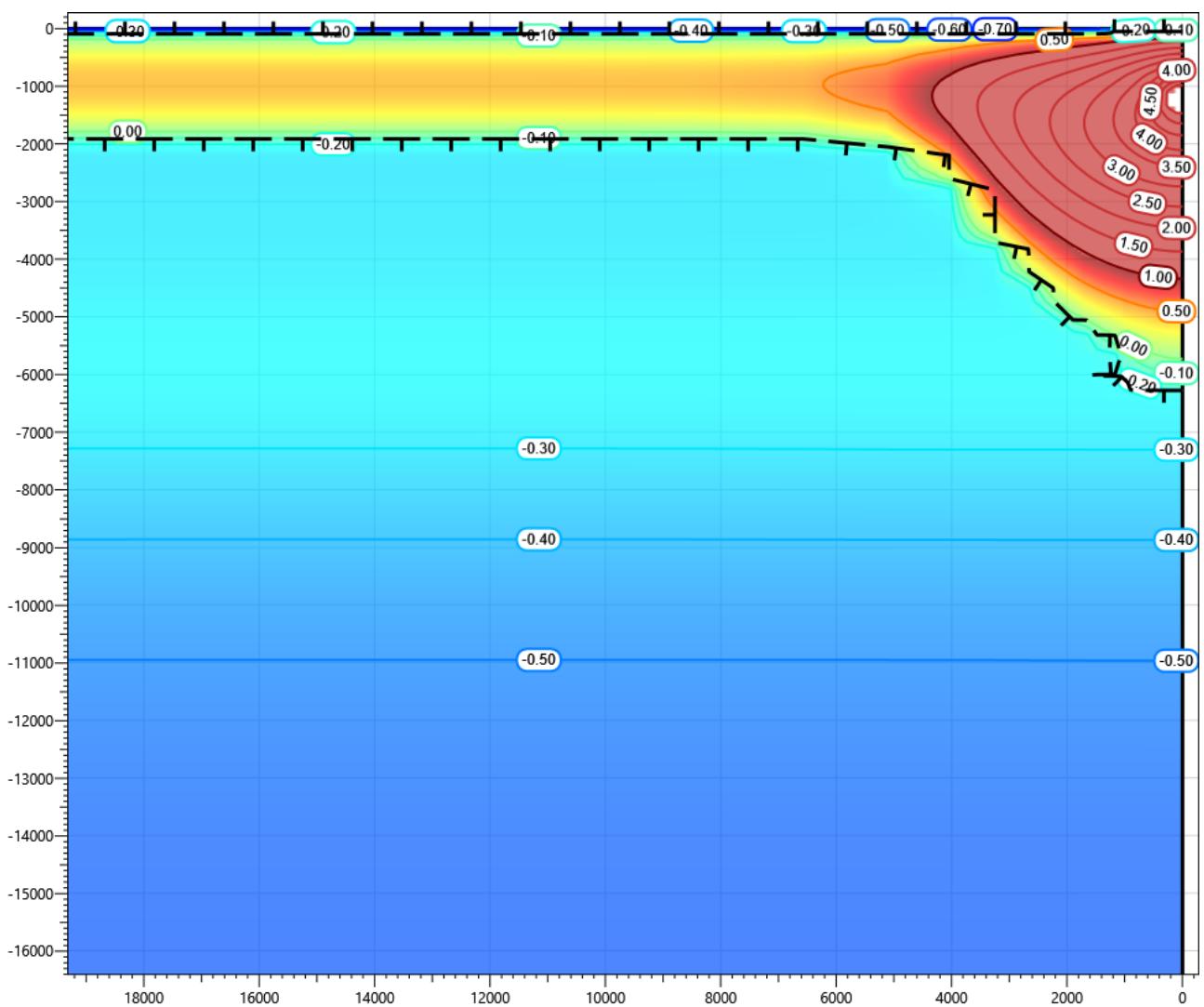
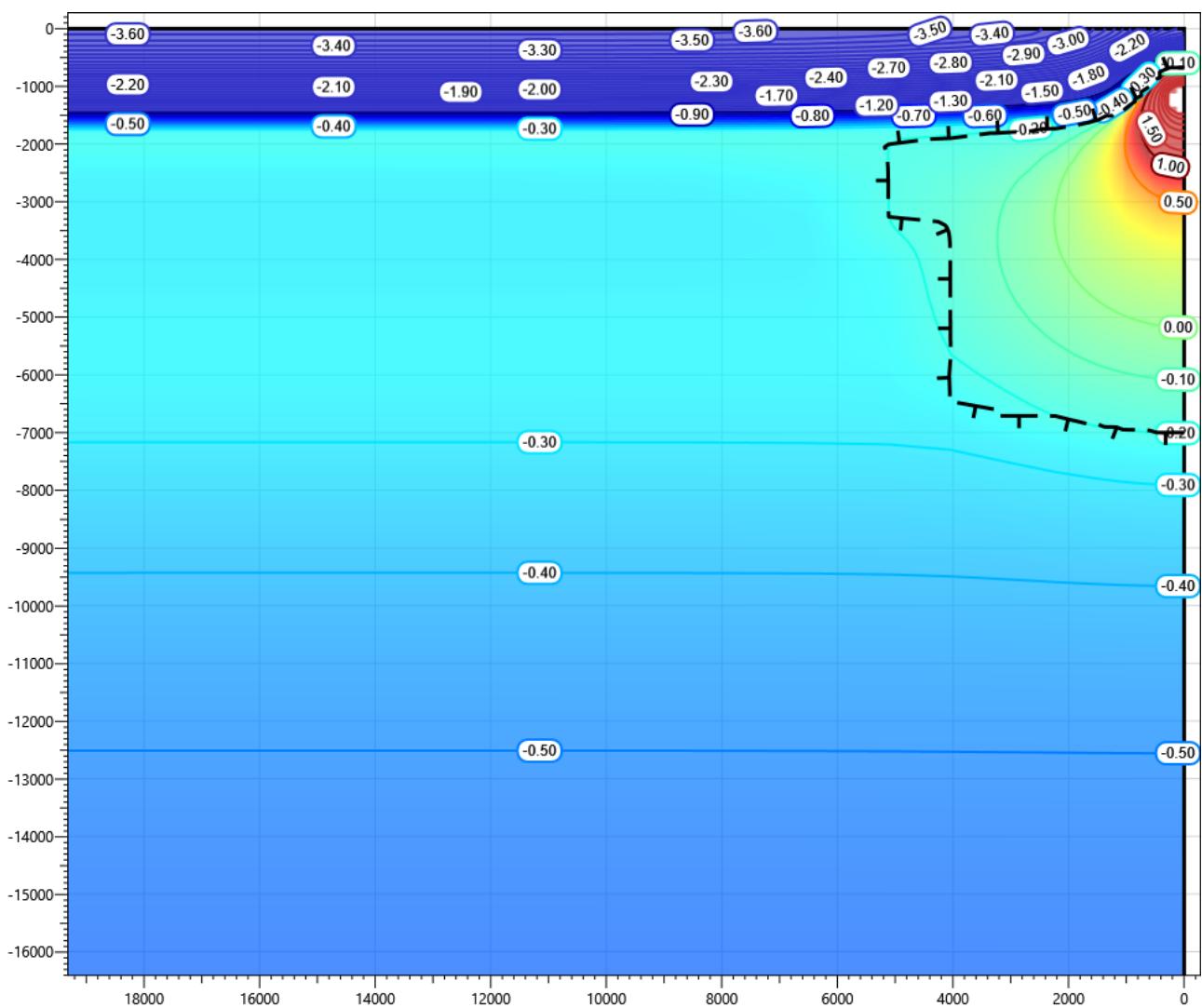


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00.
Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.



**Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00.
Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

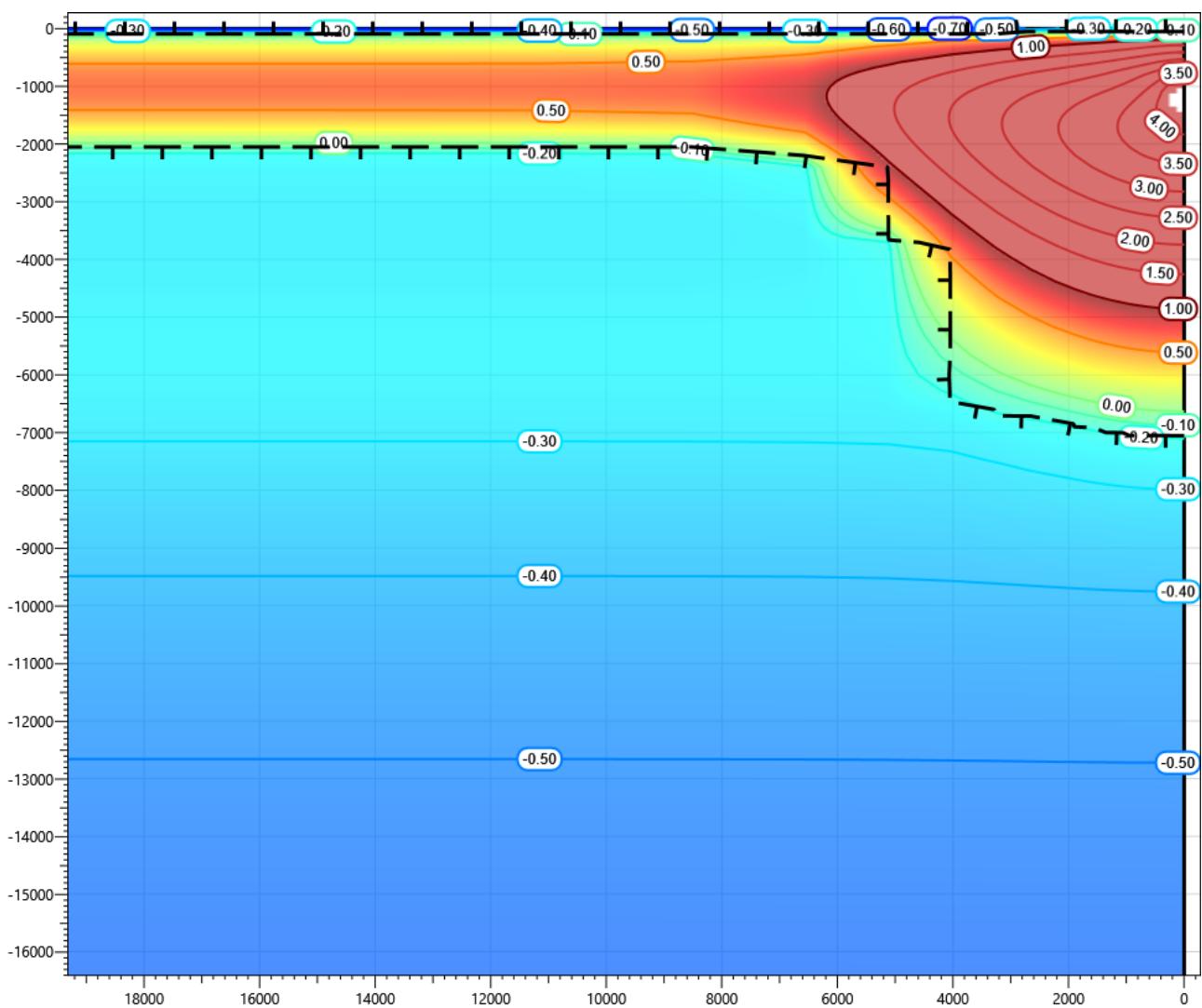


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

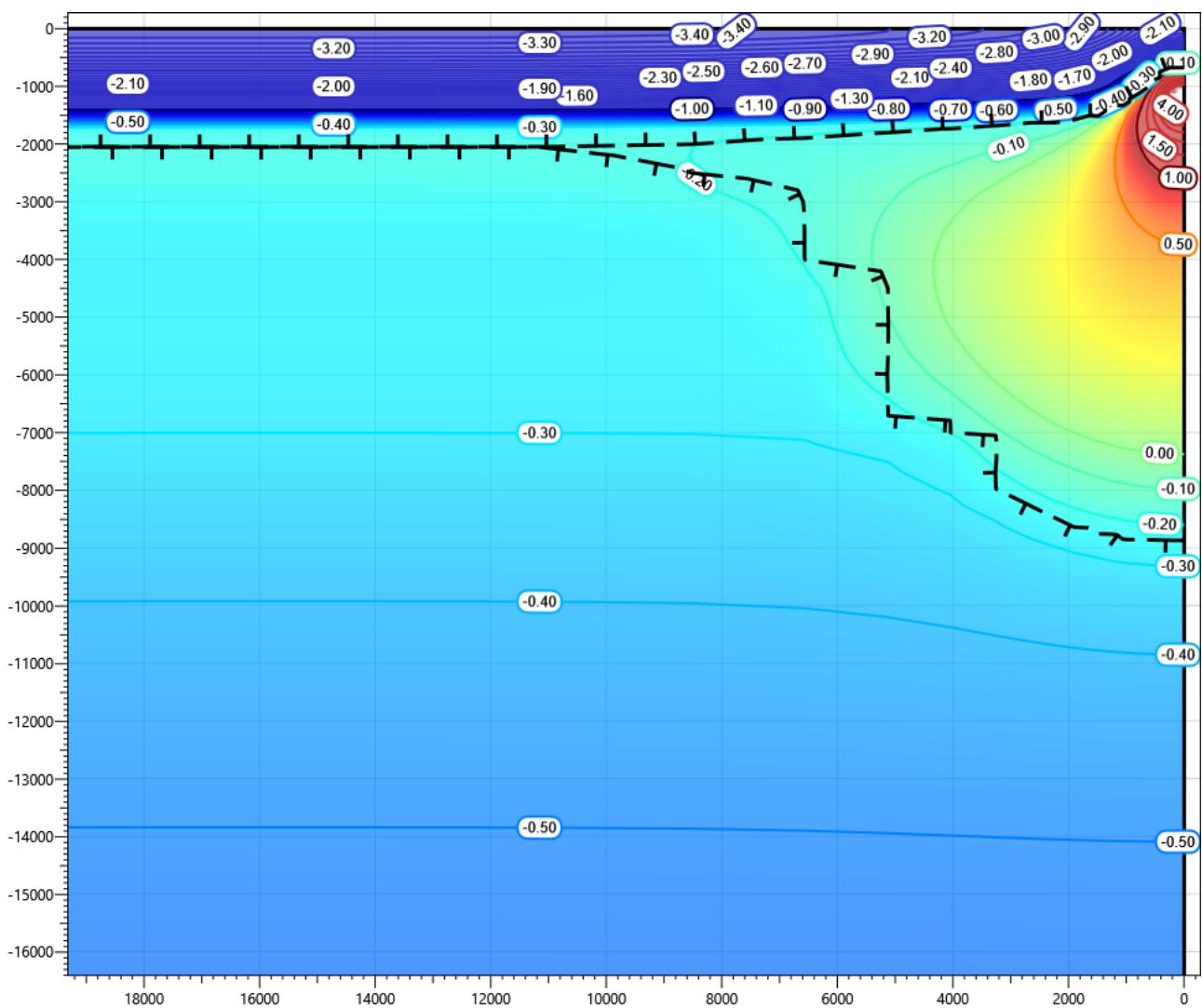


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00.
Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

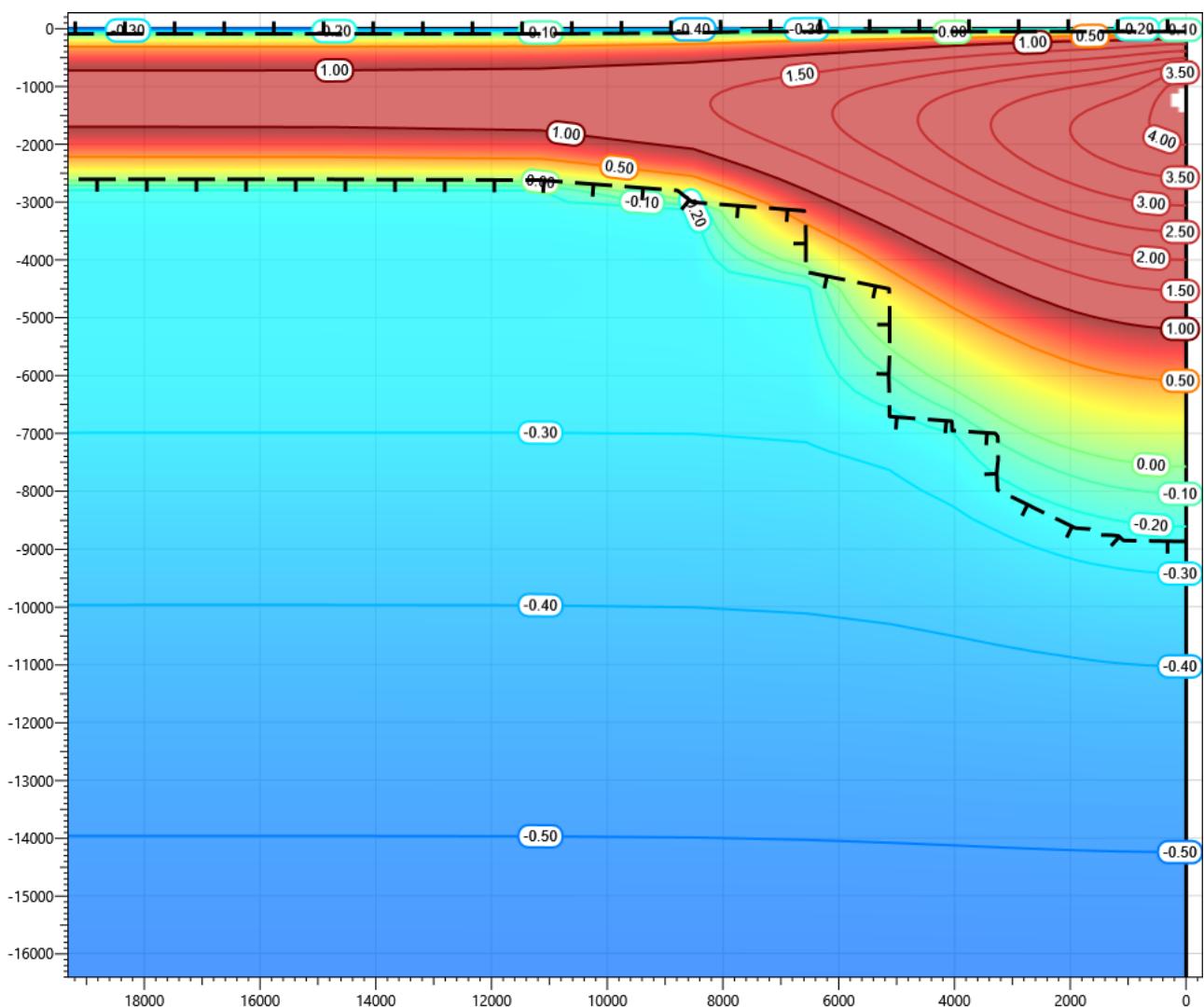


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

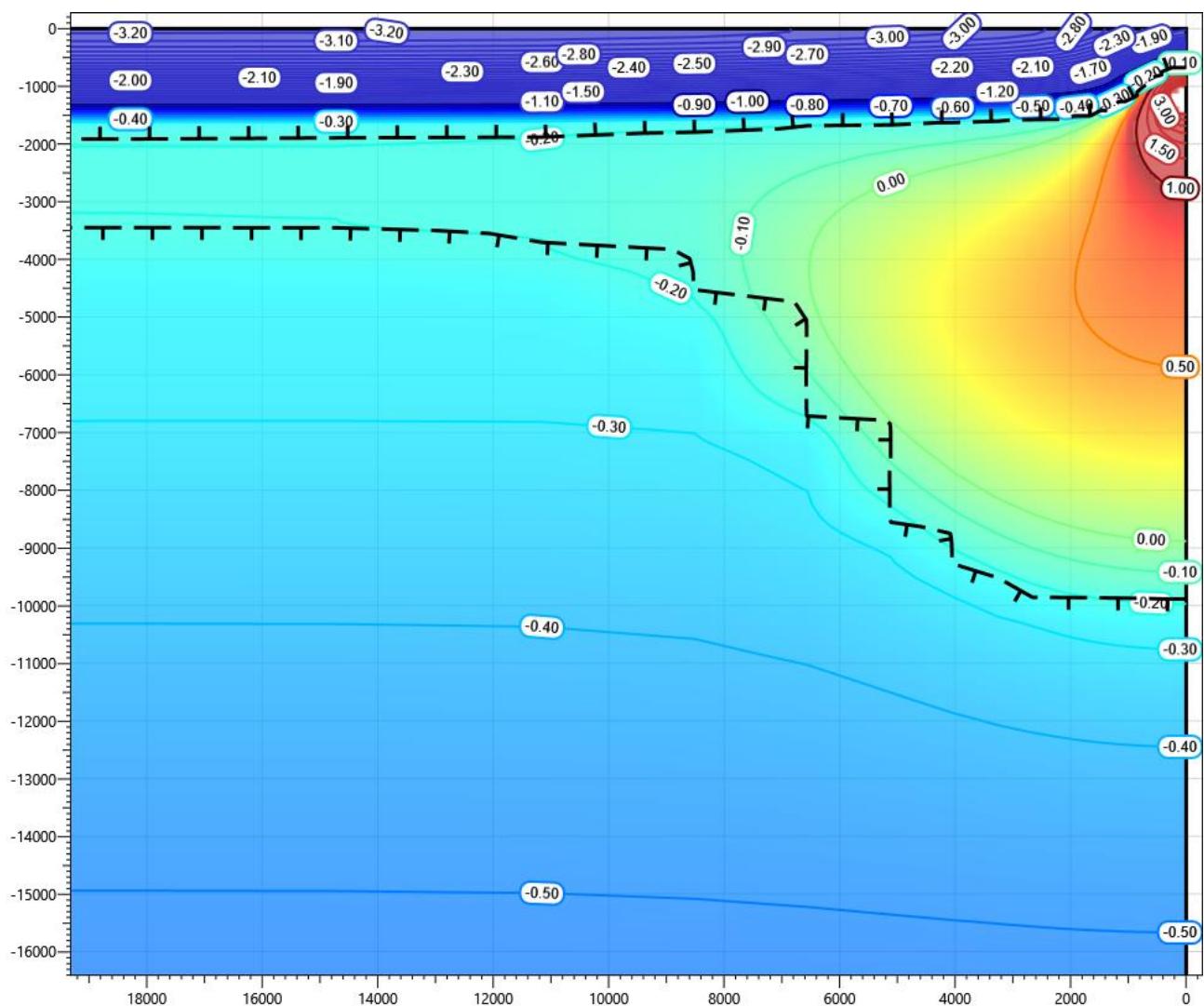


Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

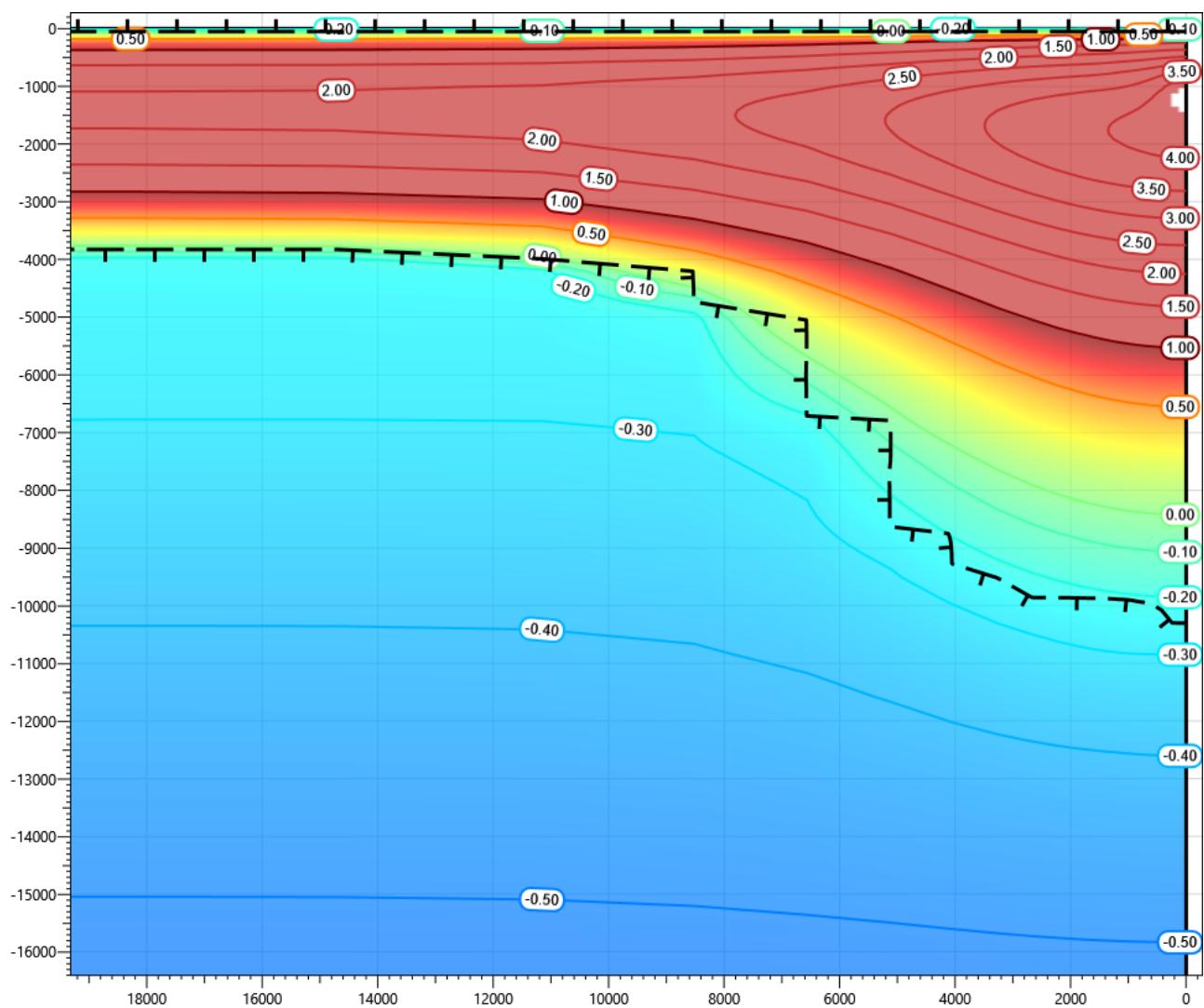


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

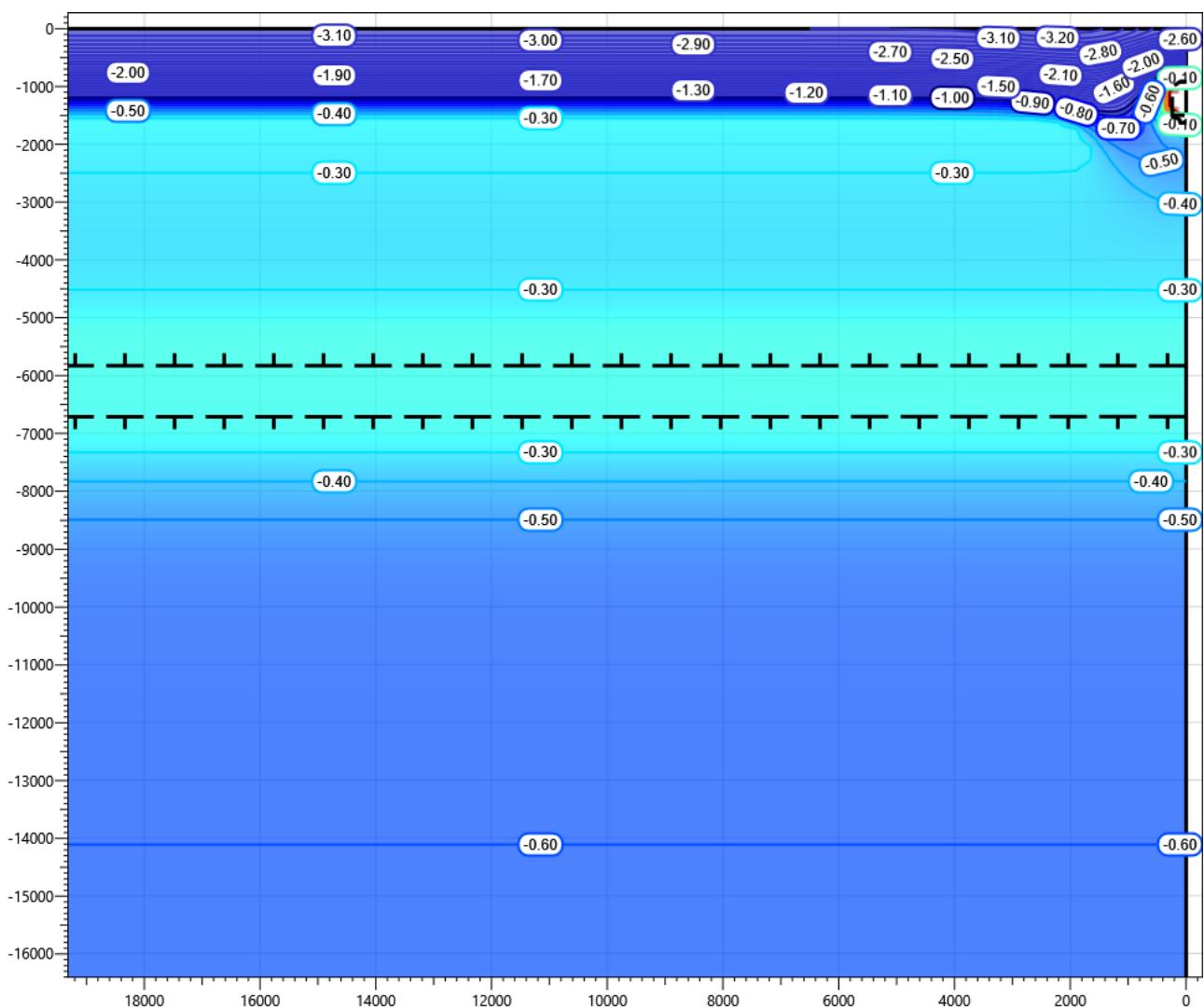


Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого газосборного трубопровода DN400 от площадки УЗА-1 до УКПГ - ПК23+00-ПК26+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

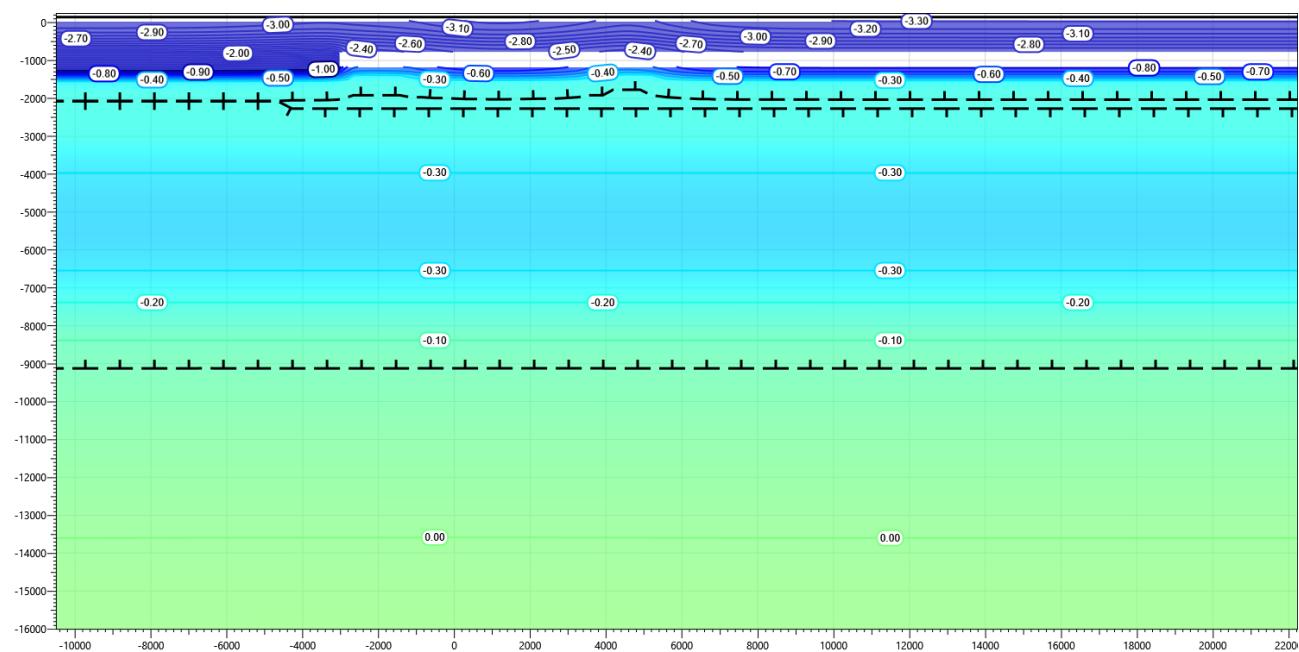


Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

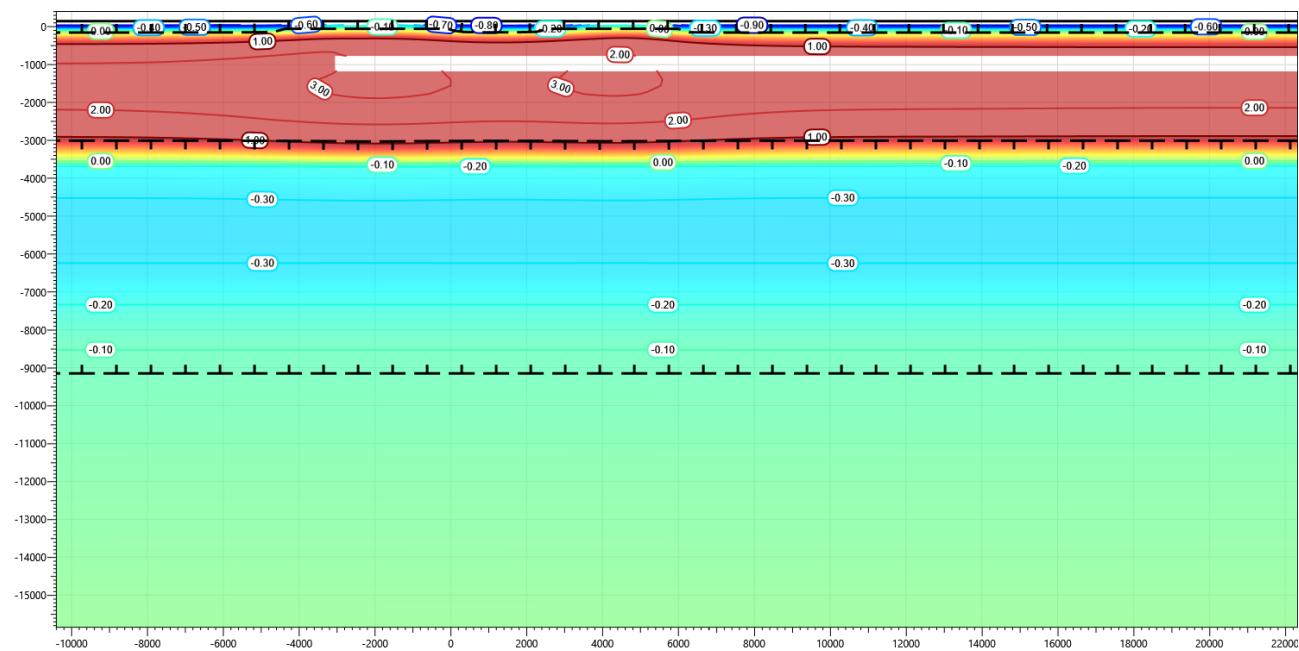


Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

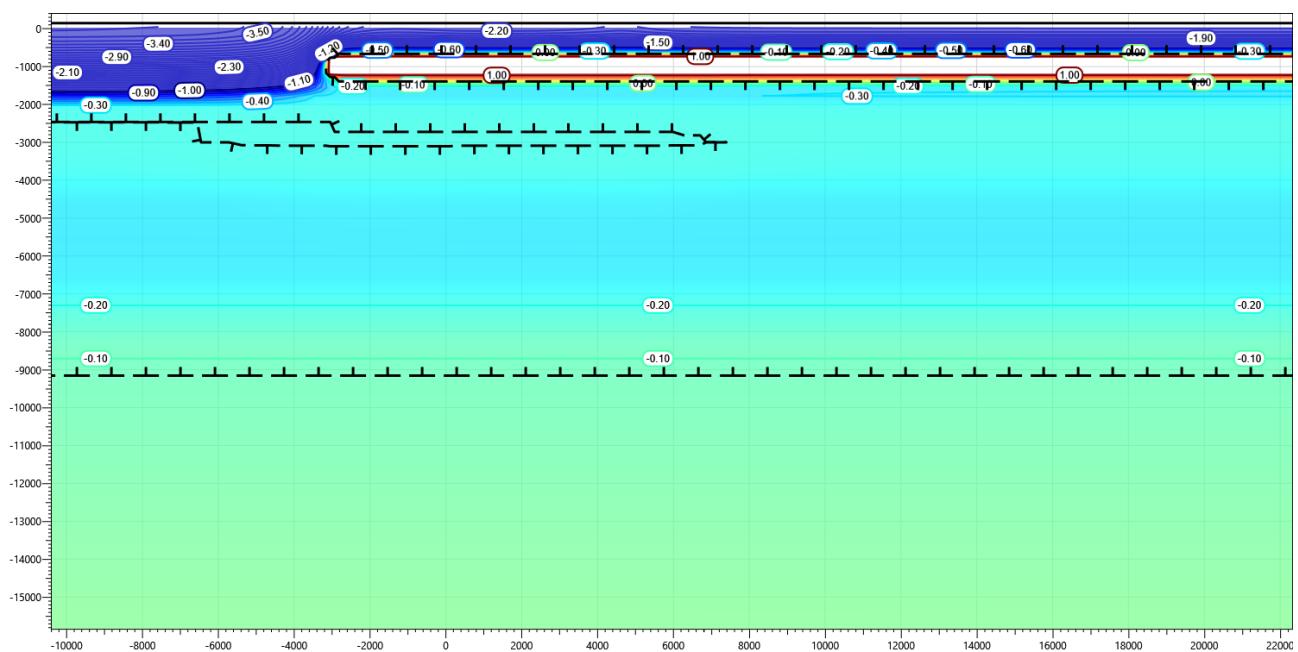


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

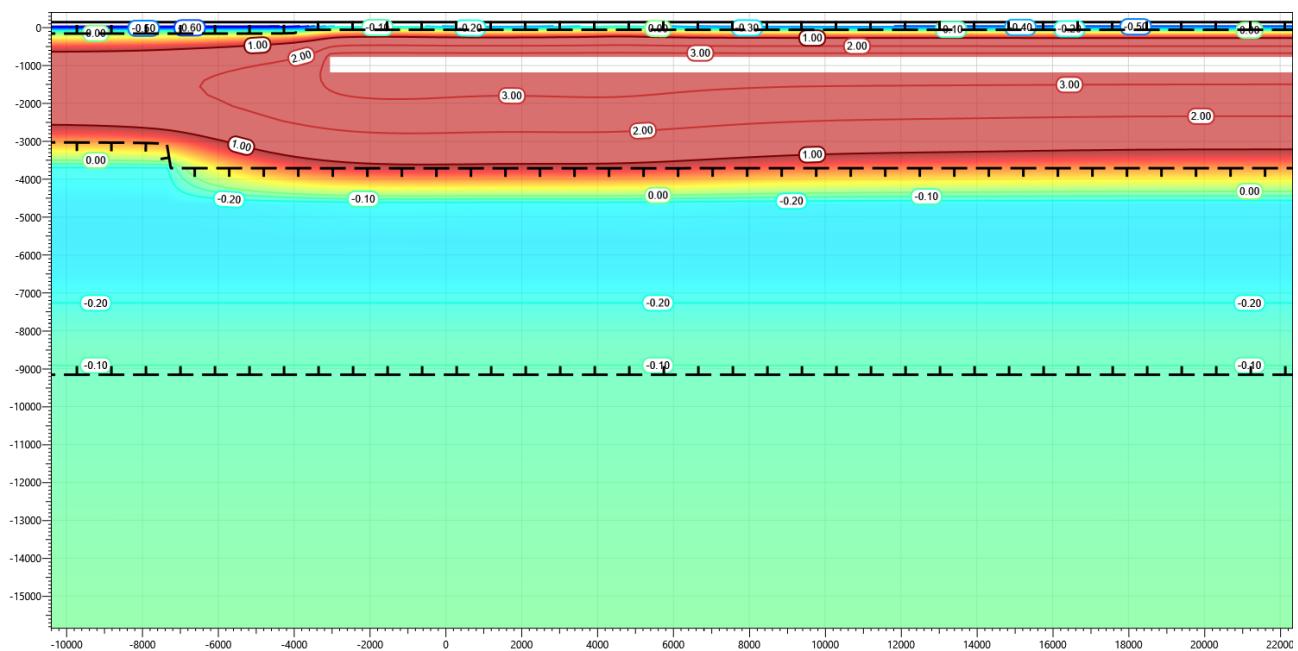


Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

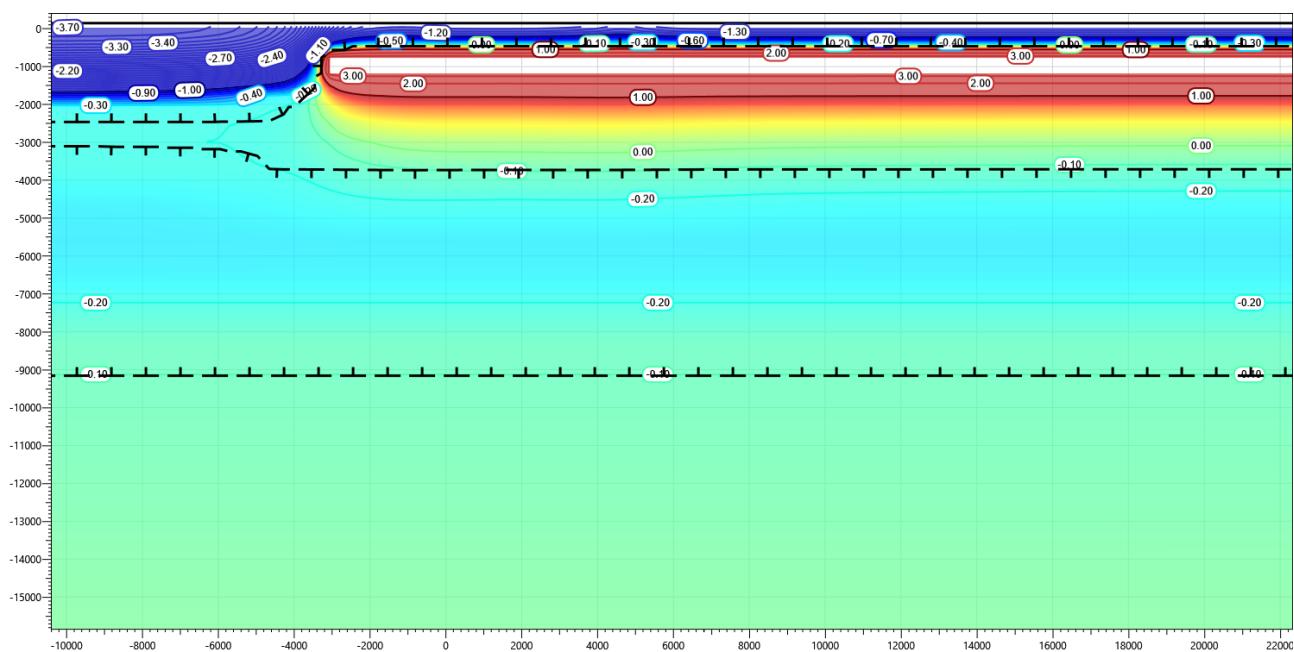


Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

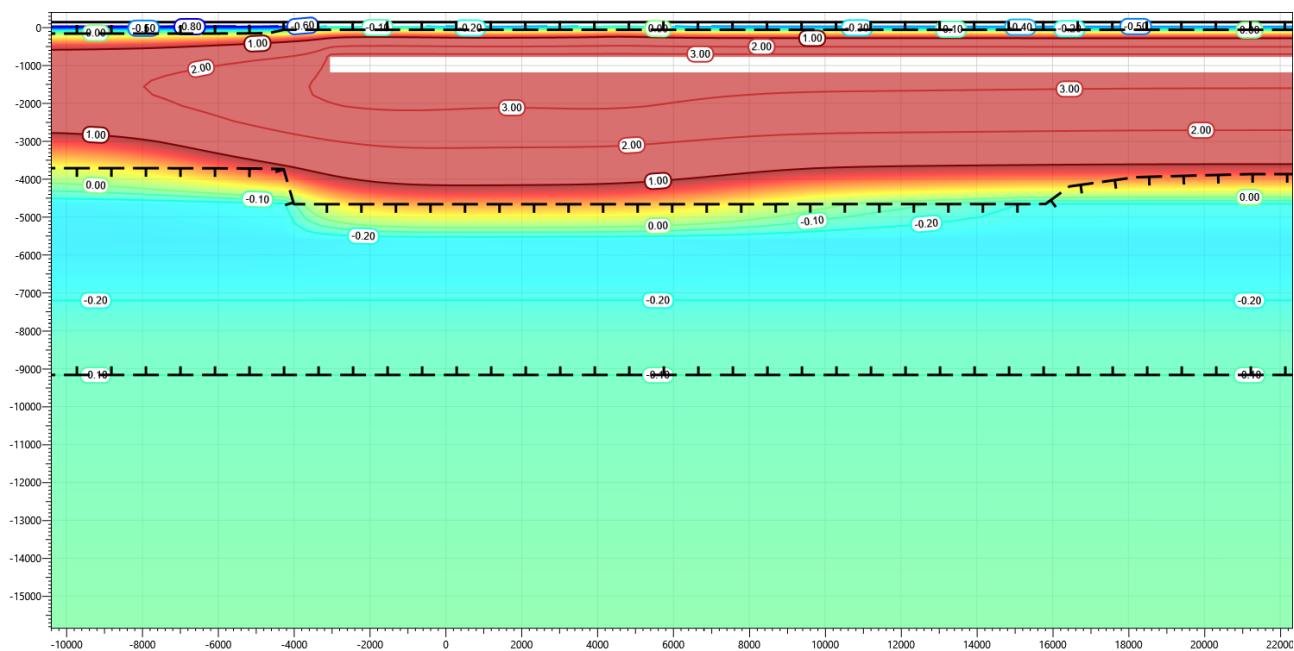


Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

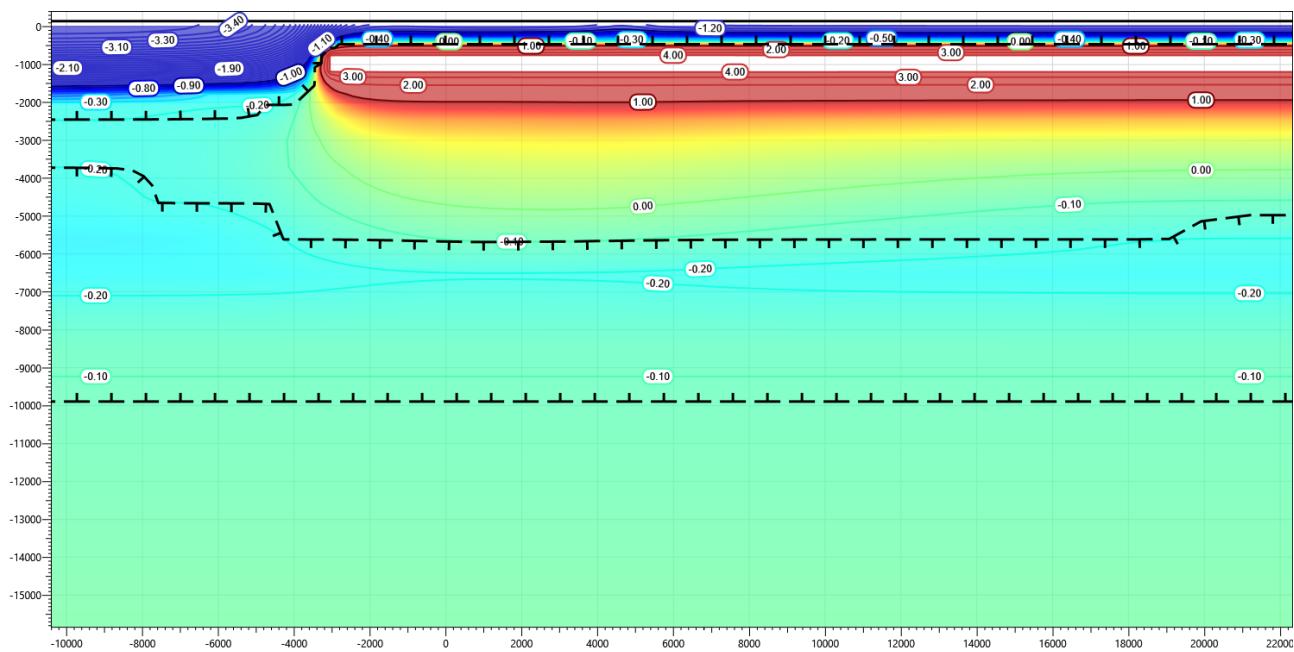


Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

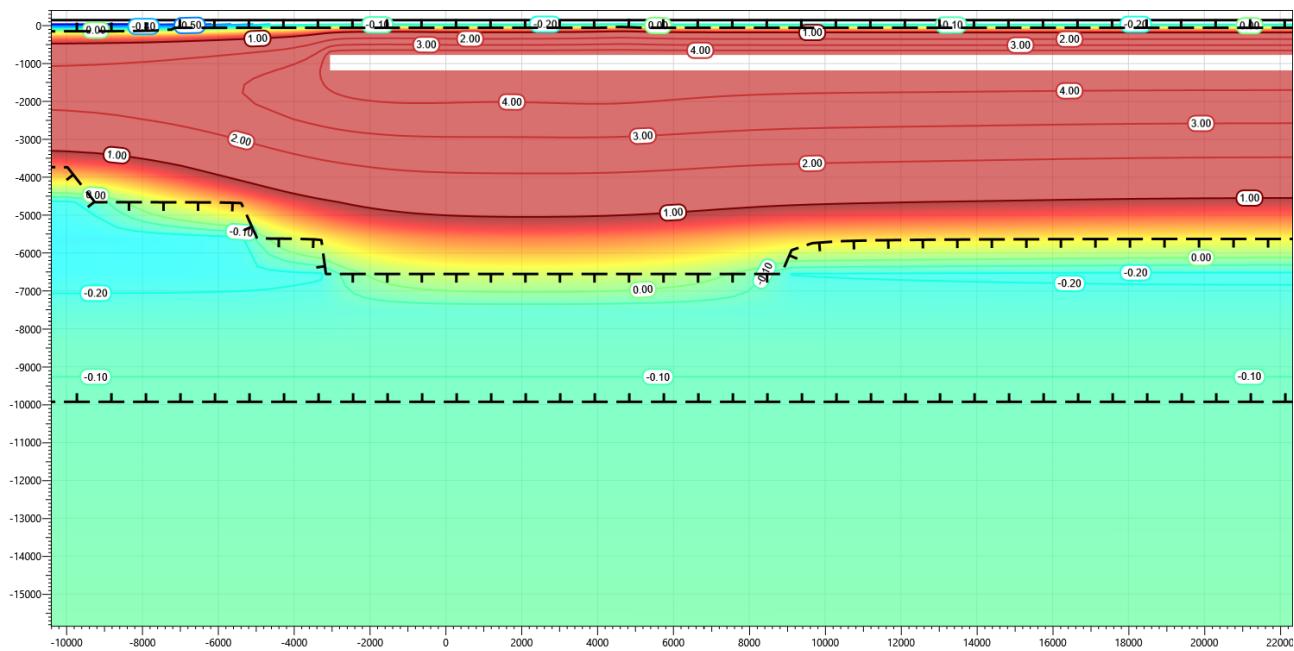


Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

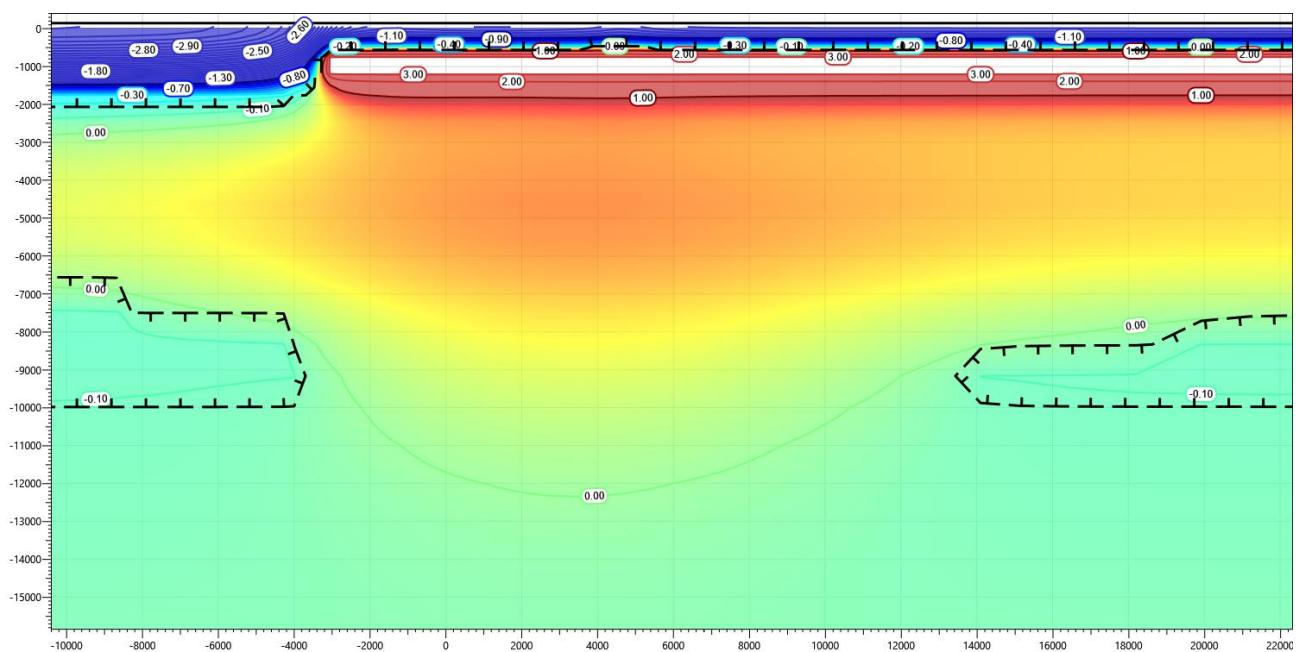


Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

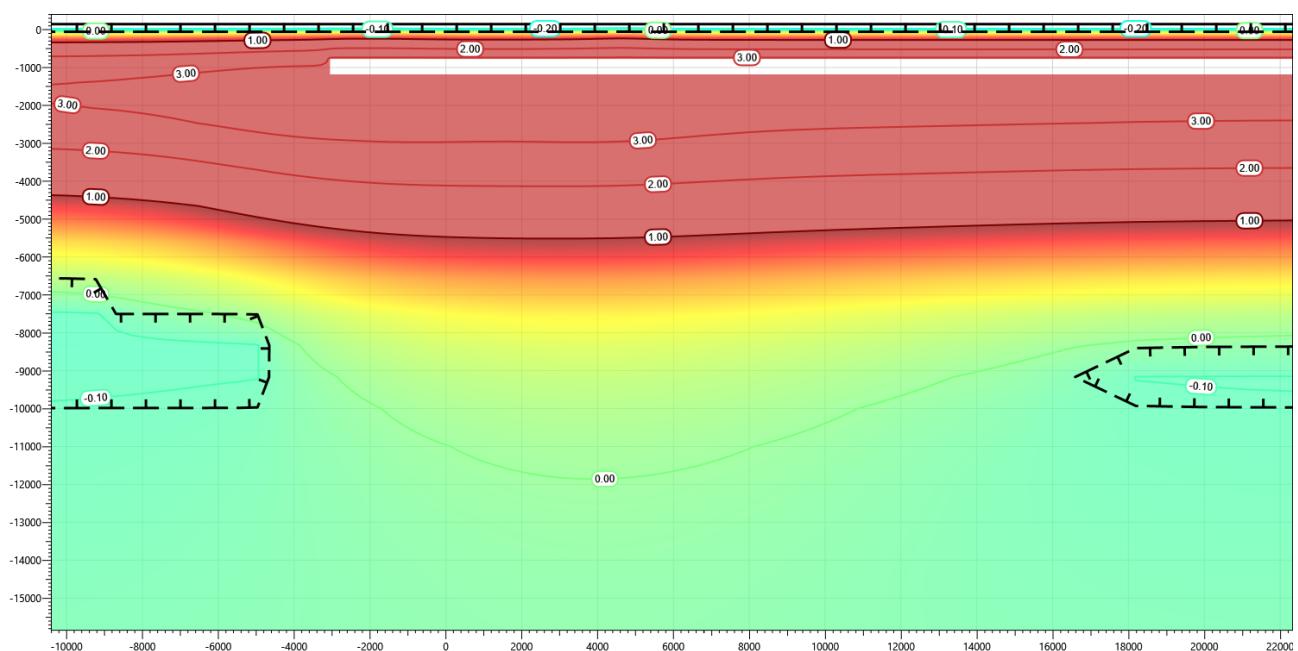


Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

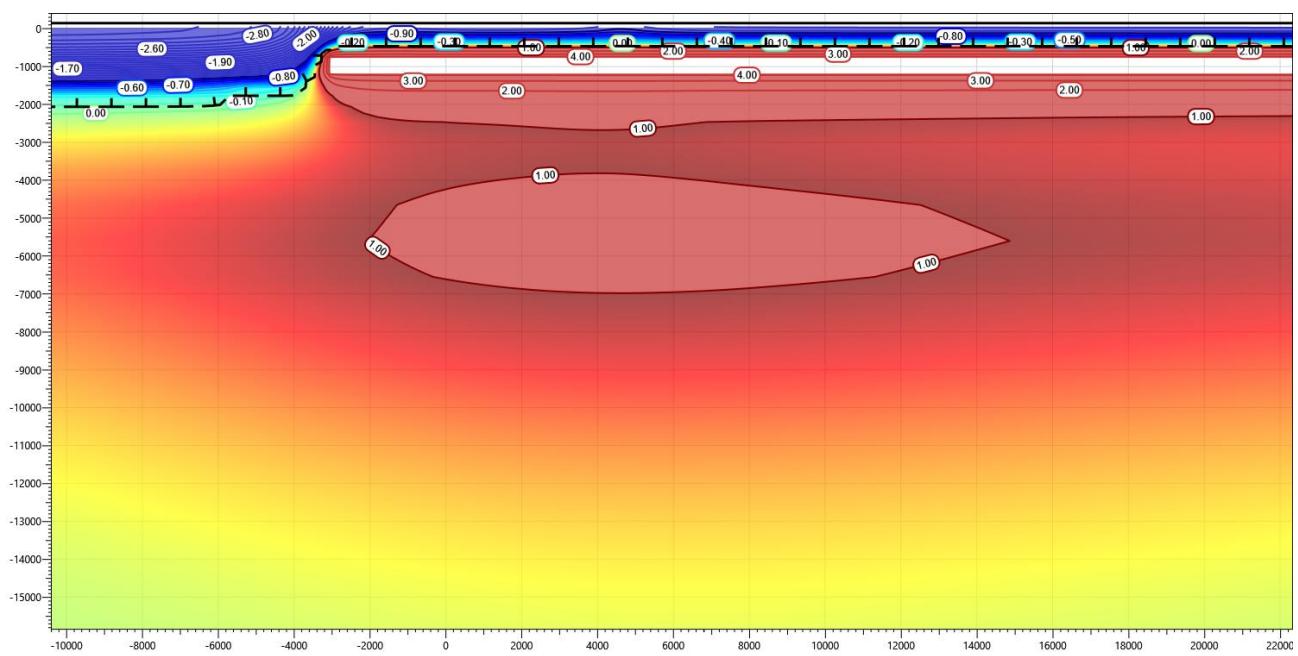


Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

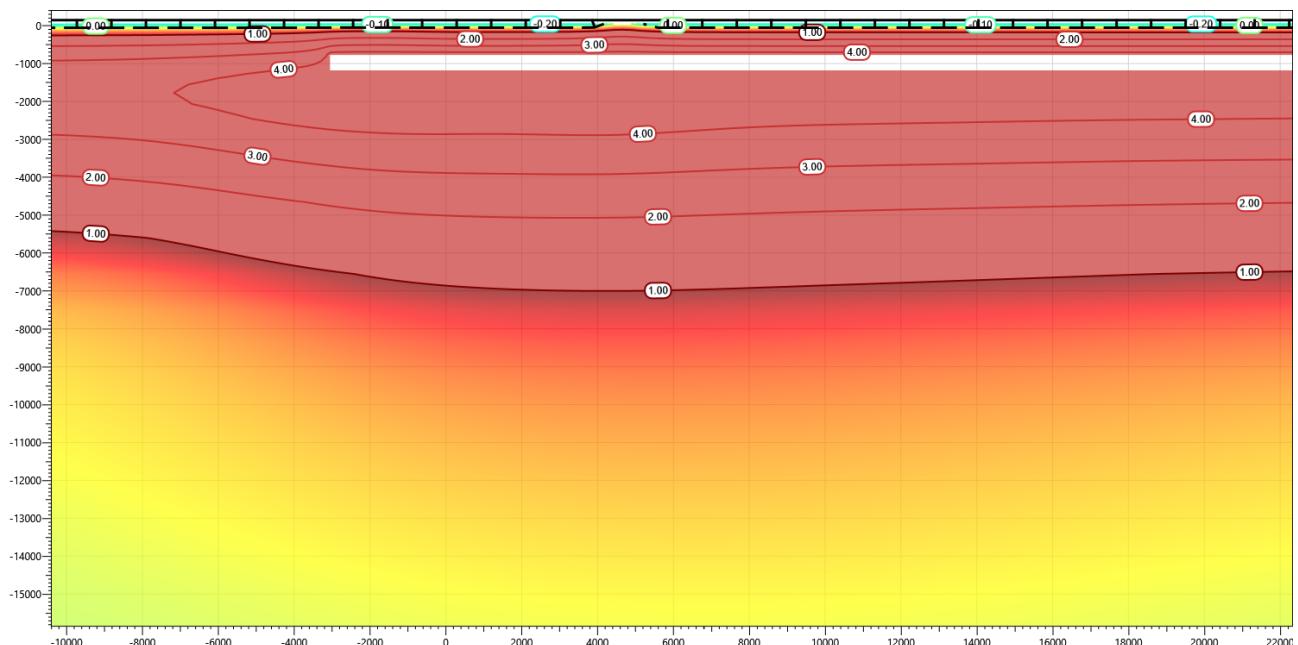


Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

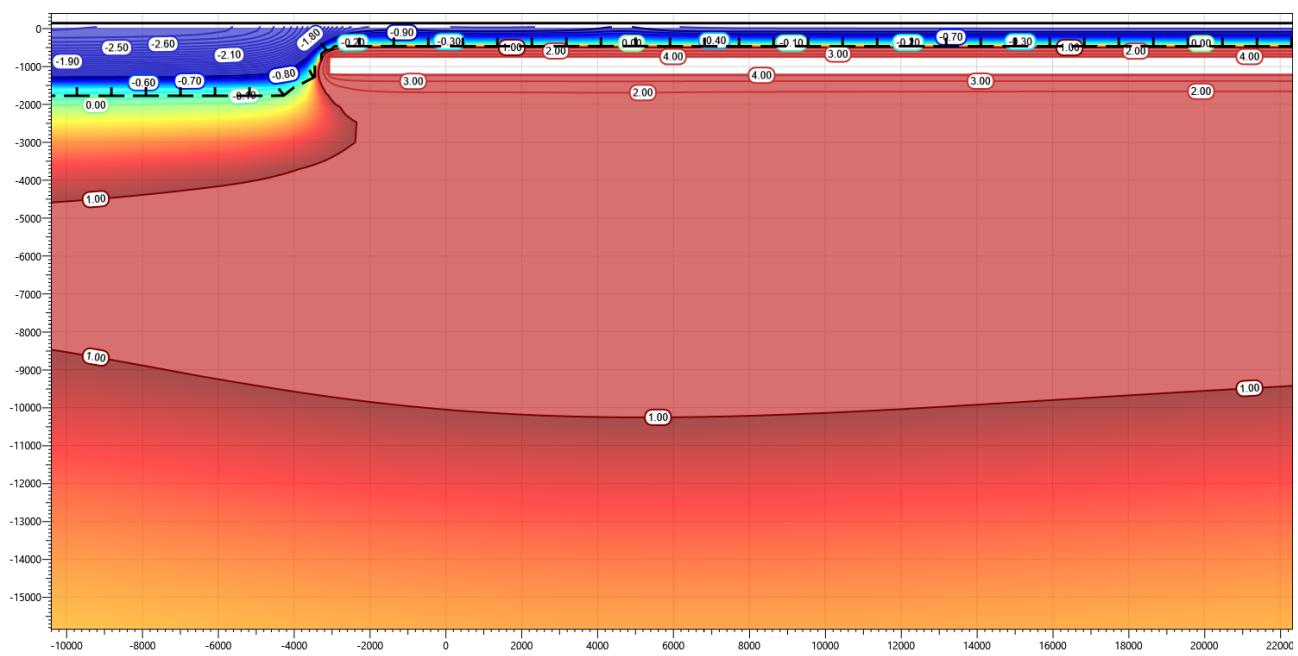


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

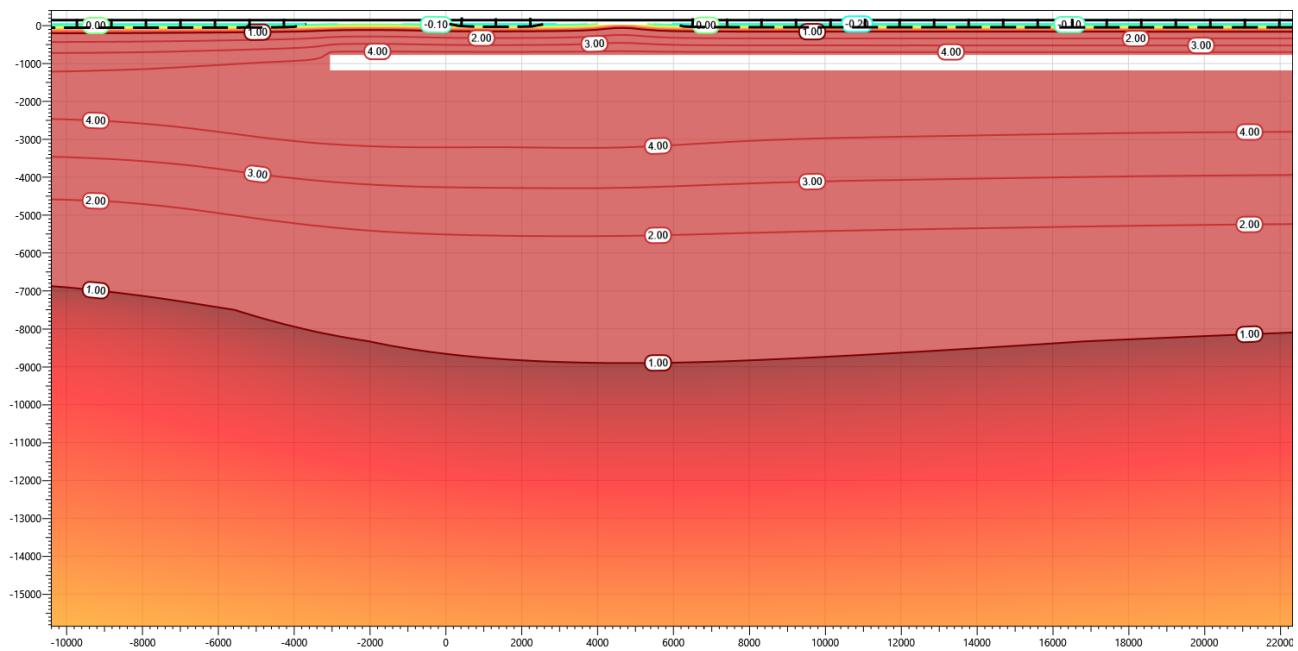


Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе узла приема СОД DN400 совмещенного с узлом охранной запорной арматуры. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

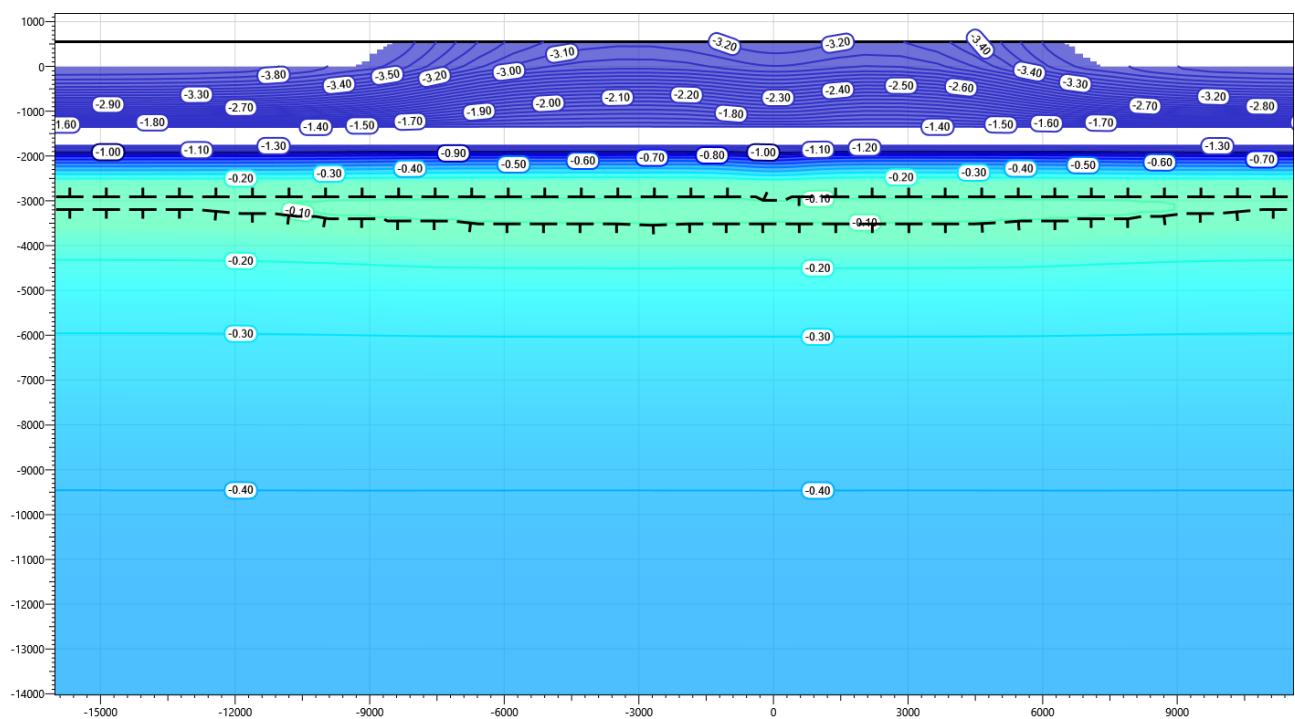


Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

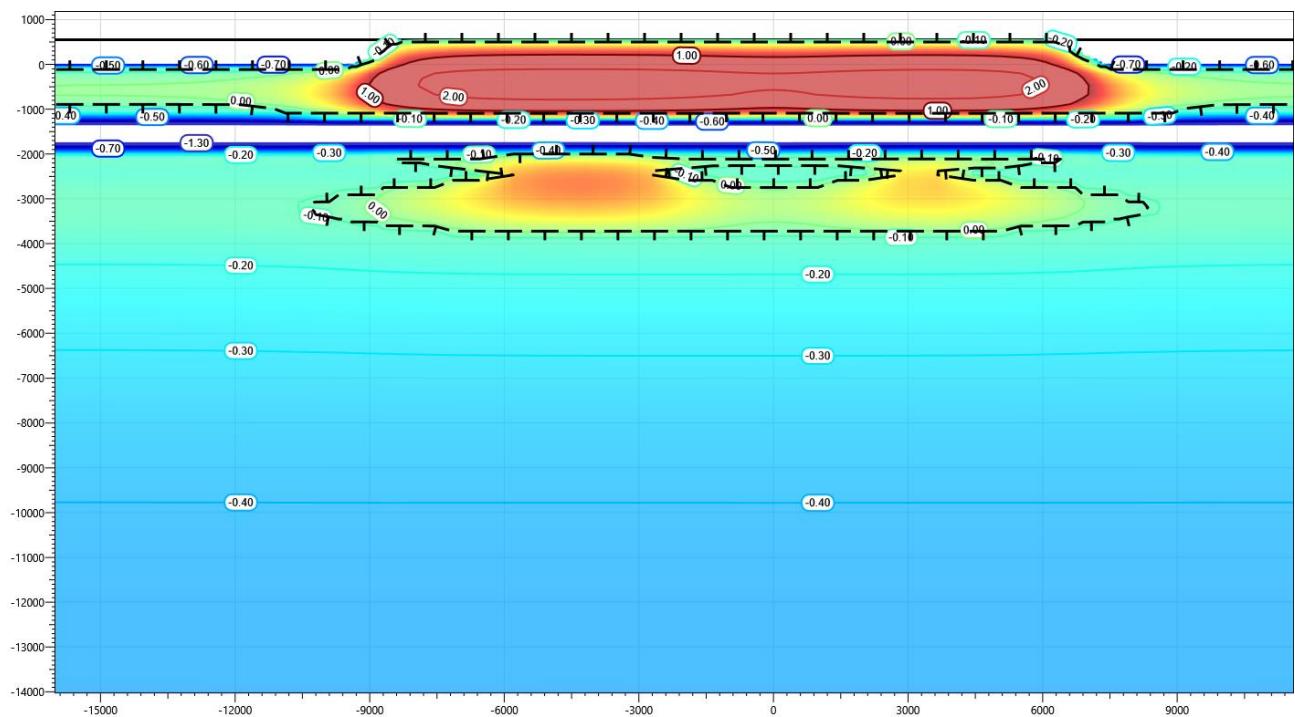


Рисунок В.59 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

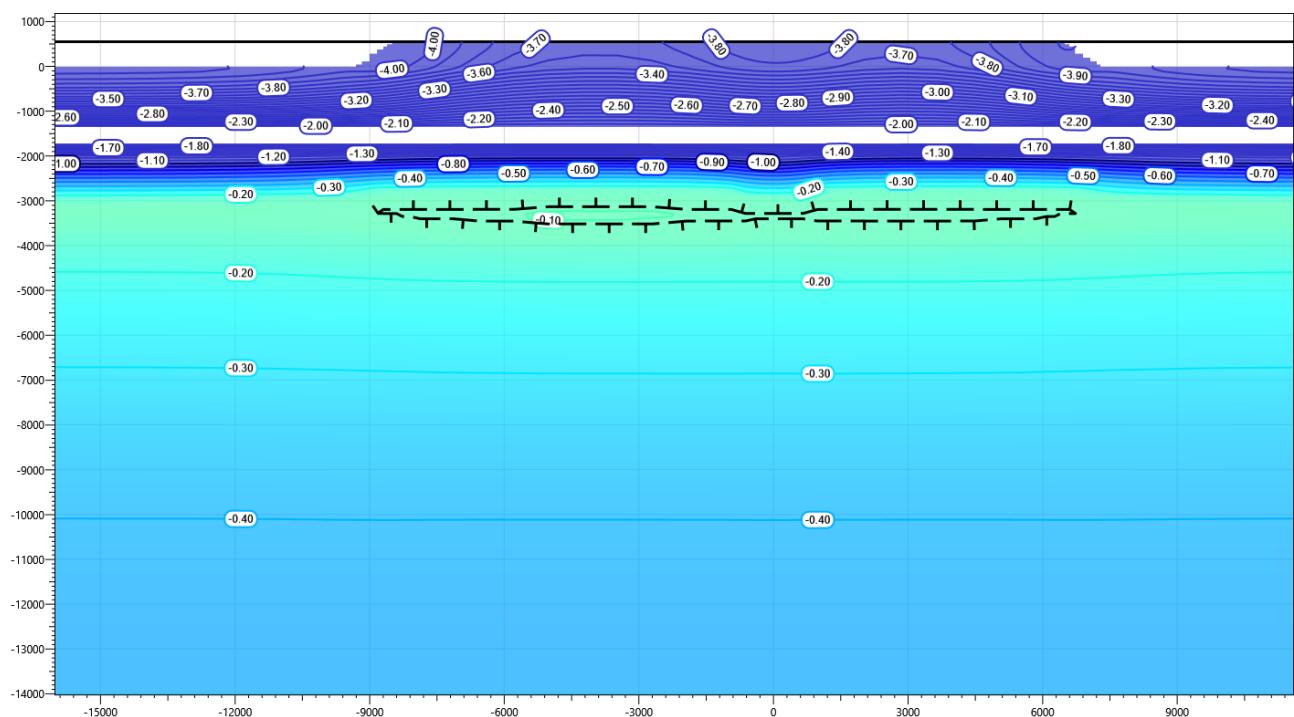


Рисунок В.60 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

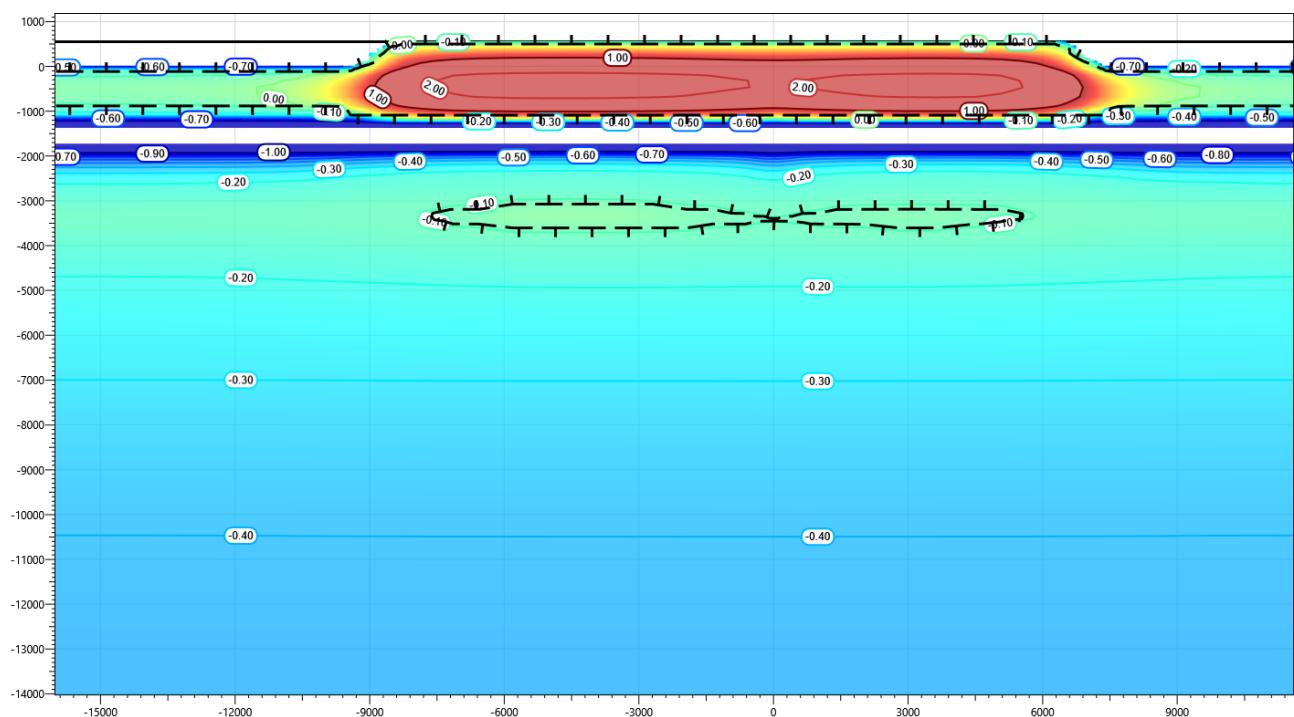


Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

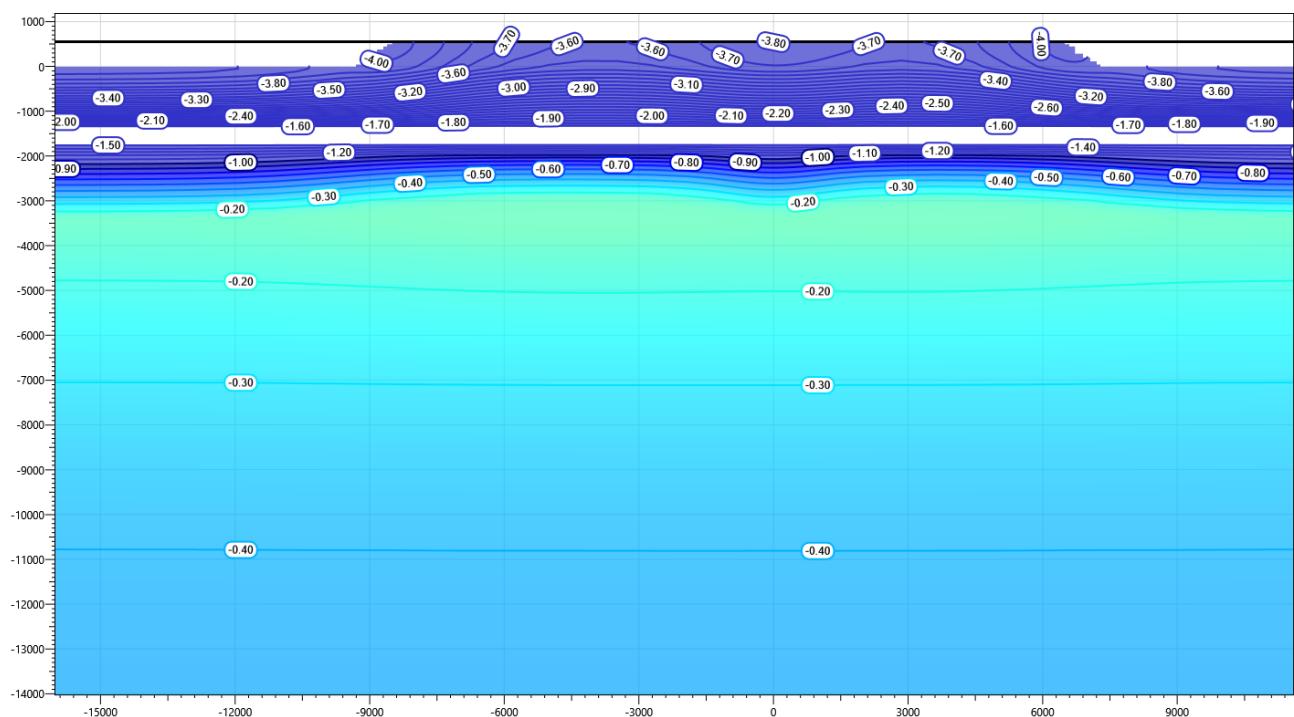


Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

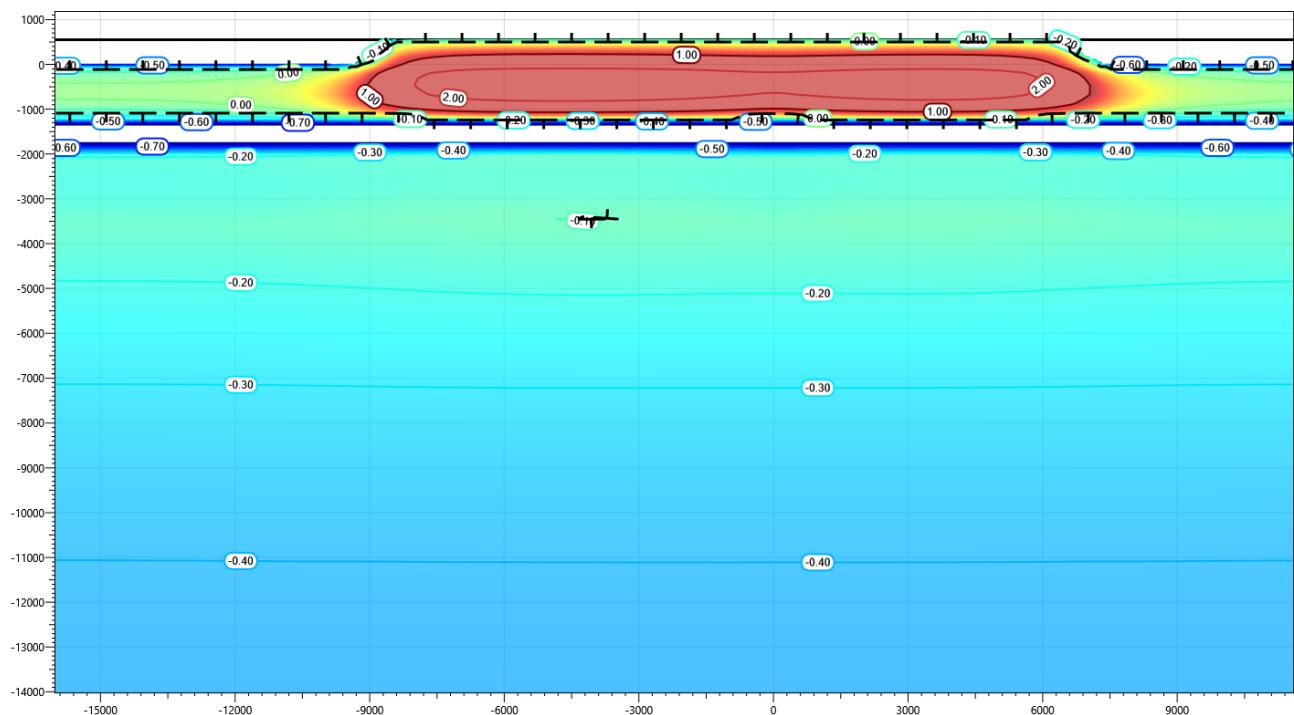


Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

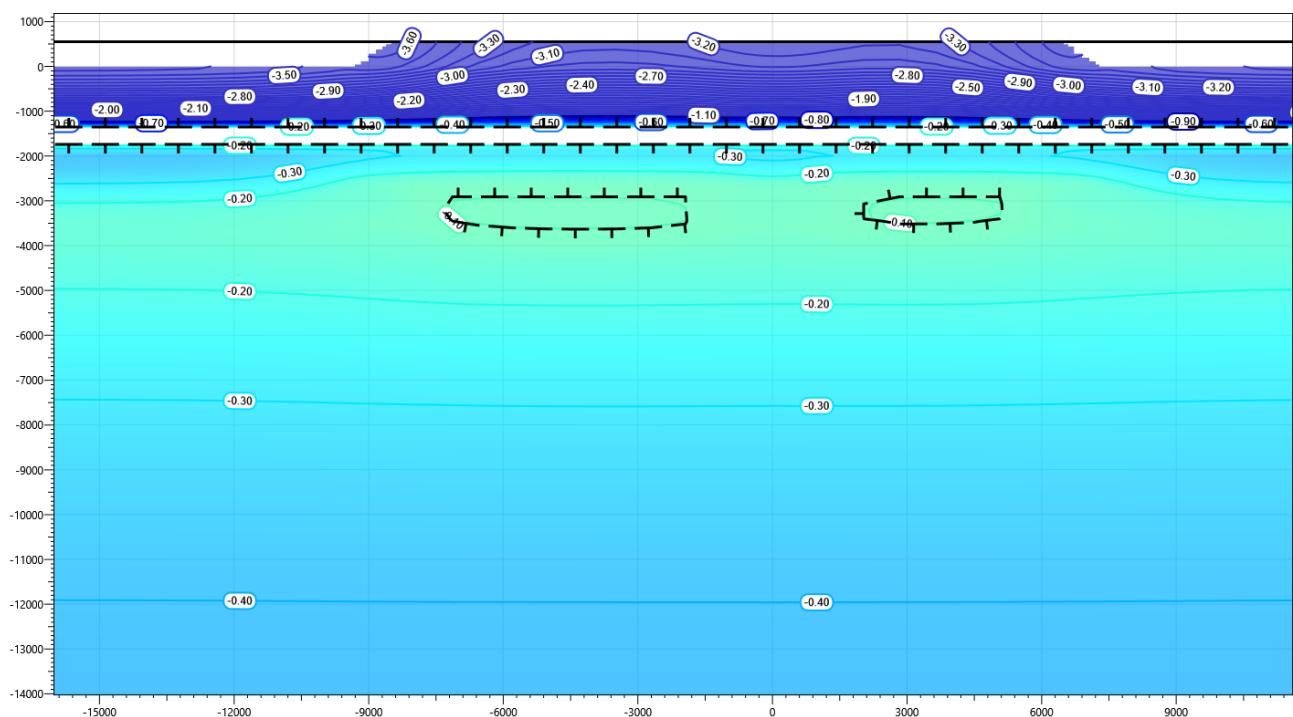


Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

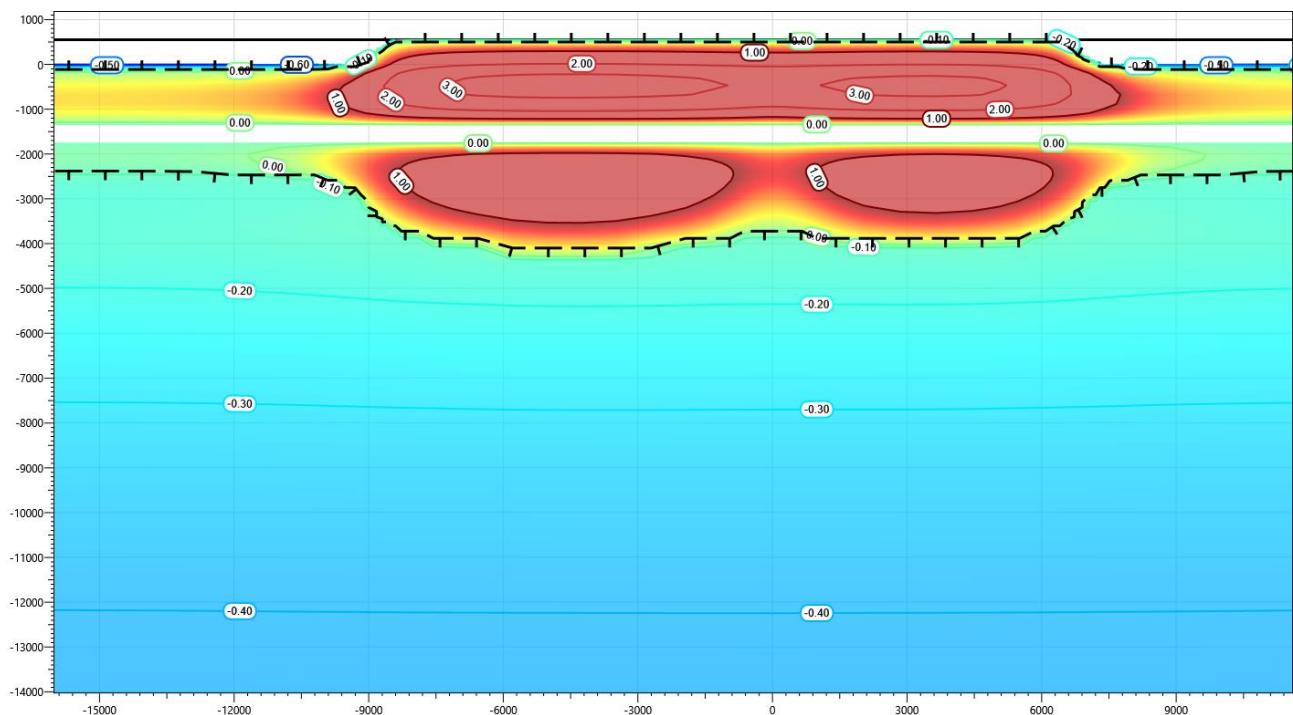


Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

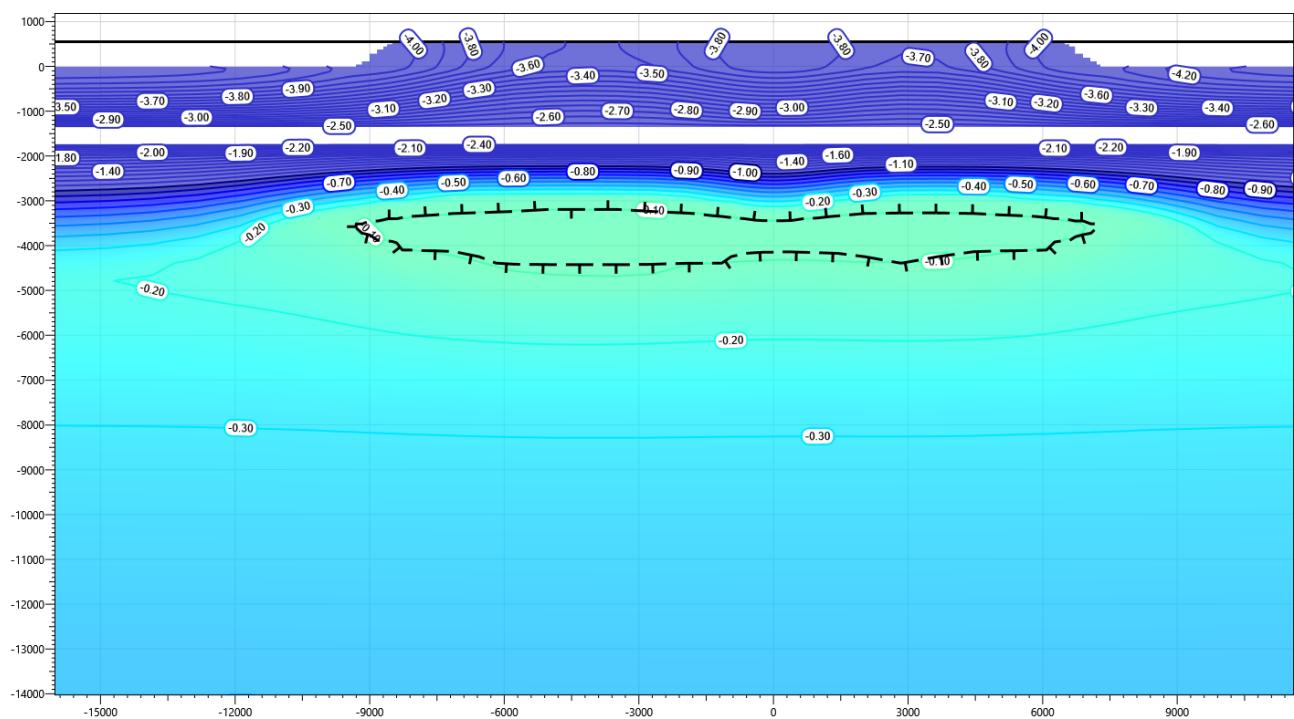


Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

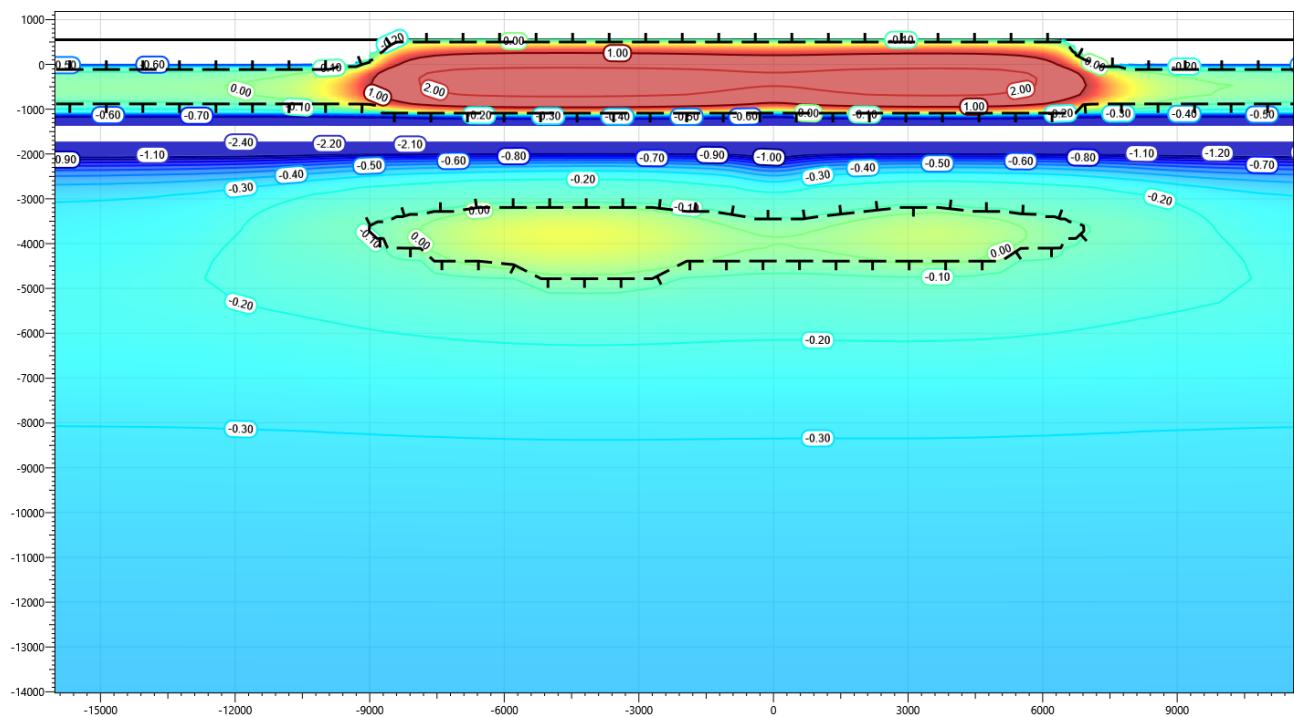


Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

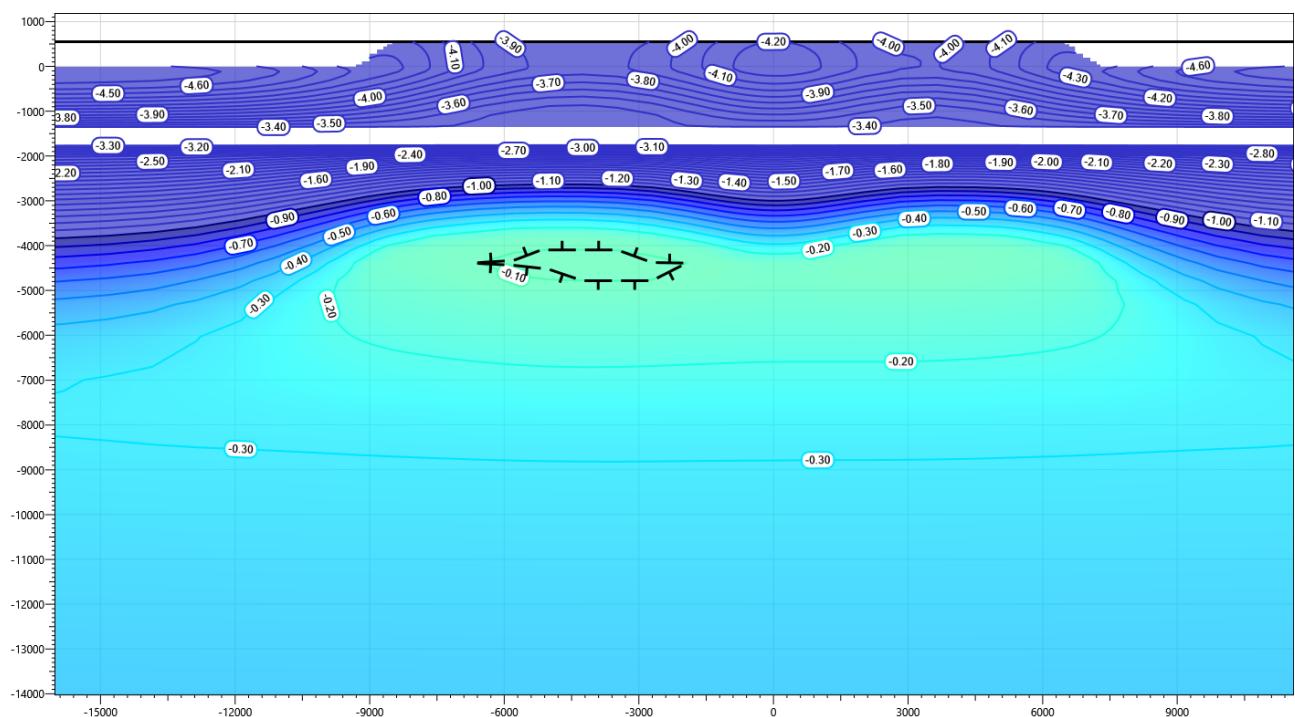


Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

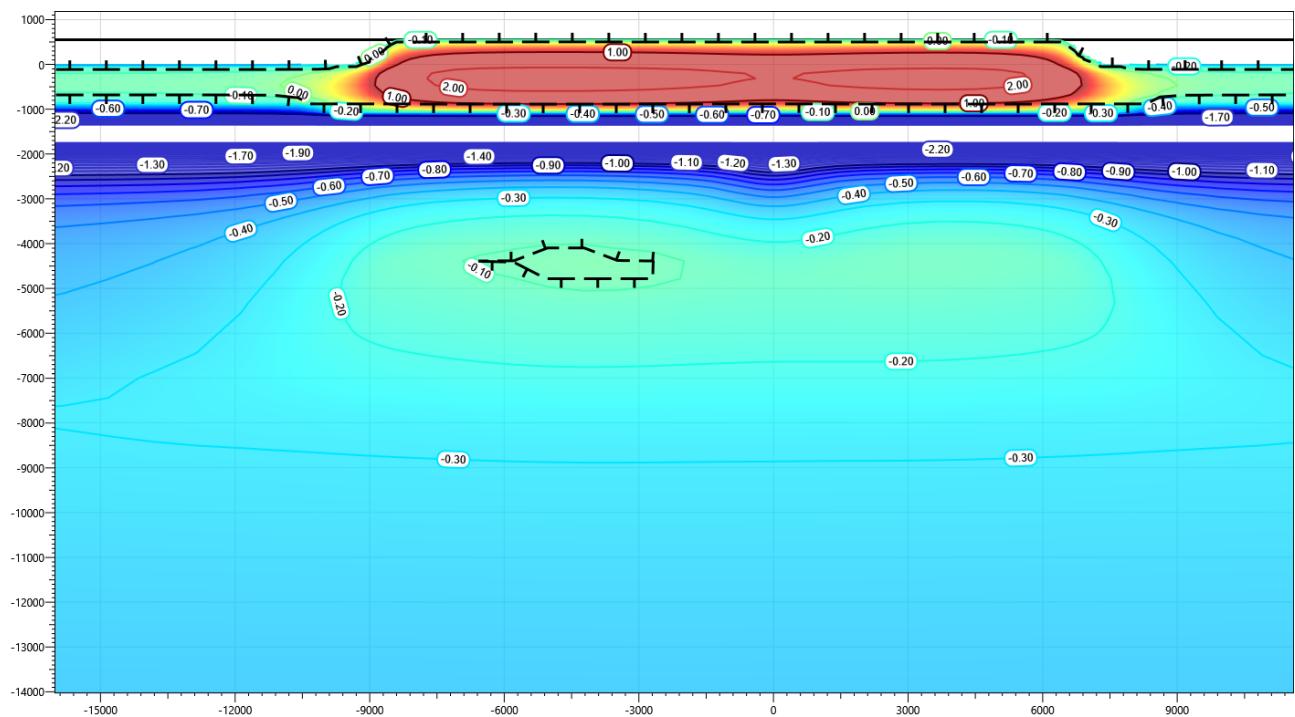


Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

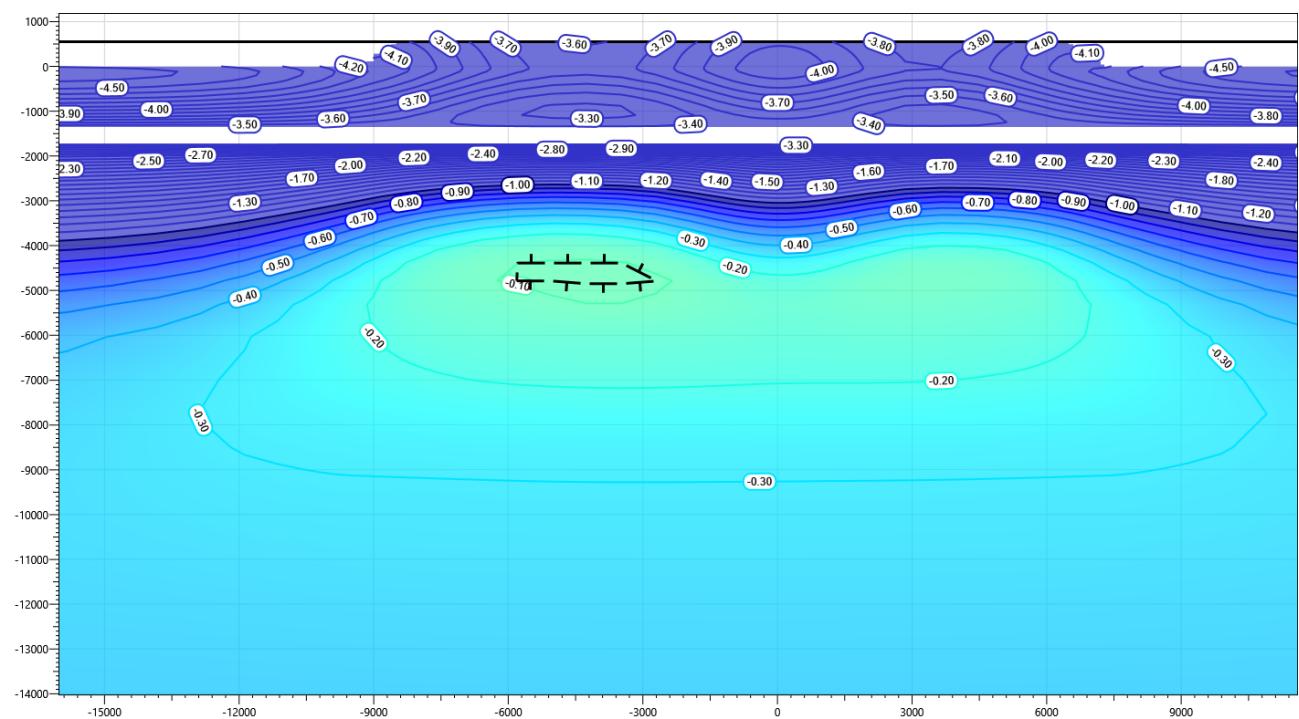


Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

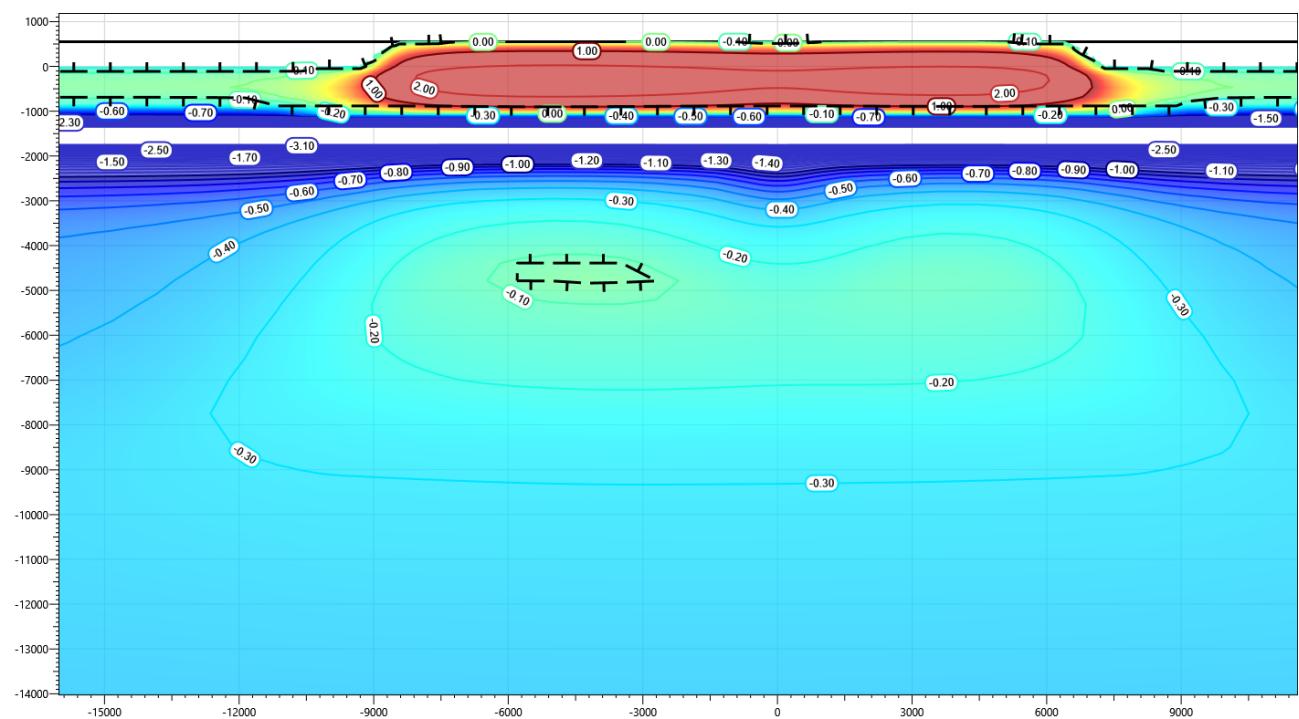


Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе площадки УЗА-002. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.