



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Чайнинского НГКМ.  
Кусты скважин №7, 8, 9**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 2. Промысловые трубопроводы**

**ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00**

**Том 3.2**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	6666-24	<i>И.И.Иванов</i>	27.06.24



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Чайандинского НГКМ.  
Кусты скважин №7, 8, 9**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 2. Промысловые трубопроводы**

**ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00**

**Том 3.2**

Главный инженер

Главный инженер проекта




Н.П. Попов

Н.С. Ерофеева





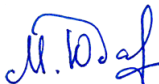




2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-С-001	Содержание тома 3.2	Изм. 1,2 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ТЧ-001	Часть 2. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм. 1
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-001	Схема сбора Чаяндинского месторождения	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002	Схема технологическая принципиальная проектируемого нефтегазосборного трубопровода к.7 - т.вр. к.7	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003	Схема технологическая принципиальная проектируемого нефтегазосборного трубопровода к.8 - т.вр. к.8	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-004	Схема технологическая принципиальная проектируемого нефтегазосборного трубопровода к.9 - т.вр. к.9	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-005	Площадка узла приема СОД DN300 PN40 от К-7. План. Разрез 1-1	Изм. 1 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-006	Площадка узла приема СОД DN250 PN40 от К-8. План. Разрез 1-1	Изм. 1 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-007	Площадка узла приема СОД DN250 PN40 от К-9. План. Разрез 1-1	Изм. 1 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-008	Площадка узла подключения НГС от КП-7. План. Разрез 1-1	Изм. 1 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-009	Площадка узла подключения НГС от КП-8. План. Разрез 1-1	Изм. 1 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-010	Площадка узла подключения НГС от КП-9. План. Разрез 1-1	Изм. 1 (Зам.)
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-011	Площадка дренажной емкости V=8 м3 в районе узла приема СОД DN300 от КП-7. План. Разрезы	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-012	Площадка дренажной емкости V=8 м3 в районе узла приема СОД DN250 от КП-8. План. Разрезы	
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-013	Площадка дренажной емкости V=8 м3 в районе узла приема СОД DN250 от КП-9. План. Разрезы	

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.	<b>ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-С-001</b>					
	Содержание тома 3.2					
	Разраб.	Маршак			<i>А.М.Мухоморов</i>	27.06.24
	Н.контр.	Поликашина			<i>Поликашина</i>	27.06.24
			Стадия	Лист	Листов	
			П		1	
						

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Начальник отдела		С.А. Силин
Главный специалист		В.И. Липатов
Заведующий группой		И.А. Жорник
Инженер I категории		Ю.А. Маршак
Начальник отдела		М.А. Юдаков
Главный специалист		М.А. Федотенко
Главный специалист		Е.А. Никишова
Заведующий группой		А.В. Елуферьев
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина



## СОДЕРЖАНИЕ

1 ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА.....	1-4
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-4
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	1-4
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-4
1.3.1 Населенные пункты и транспортная сеть.....	1-4
1.3.2 Климатические условия.....	1-4
1.3.3 Инженерно-геологические условия, свойства грунтов.....	1-5
1.3.4 Гидрографические условия.....	1-6
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-7
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-8
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ, И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-8
1.7 ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ОТ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №7, 8, 9.....	1-9
1.7.1 Общие сведения.....	1-9
1.7.2 Сведения о категории и классе линейного объекта.....	1-10
1.7.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта.....	1-10
1.7.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	1-11
1.7.4.1 Узлы приема средств очистки и диагностики.....	1-14
1.7.4.2 Дренажная емкость.....	1-16
1.7.4.3 Площадка узла подключения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин.....	1-17
1.7.4.4 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	1-18
1.7.4.4.1 Переходы через автомобильные дороги.....	1-18
1.7.4.4.2 Пересечения с коммуникациями.....	1-21
1.7.4.4.3 Пересечения с водными преградами.....	1-23
1.7.4.4.4 Оповестительные знаки.....	1-25
1.7.4.4.5 Прокладка трубопровода в сложных геологических условиях.....	1-25
1.7.4.4.6 Испытания и очистка трубопроводов.....	1-27
1.7.5 Гидравлический расчет системы сбора газа.....	1-35
1.8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....	1-35
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1-35
1.10 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-36
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА.....	1-36
1.12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ.....	1-37
1.13 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ ФЗ «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ».....	1-38
1.14 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОСНАЩЕНИЮ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-38
1.15 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.....	1-39
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	1-39
1.17 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-39
1.18 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ.....	1-40
1.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА.....	1-41
1.20 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДИЧНОСТИ ОСМОТРОВ, КОНТРОЛЯ, РЕВИЗИЙ, ОБСЛЕДОВАНИЙ.....	1-42
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
2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов.....	2-4
2.5.1 Исходные данные .....	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов .....	2-5
2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов .....	2-6
2.5.4 Выборка типоразмеров труб .....	2-7
2.6 Выбор материального исполнения футляров .....	2-8
2.7 Расчёт балластировки трубопроводов .....	2-8
2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов.....	2-11
2.9 Антикоррозионные покрытия.....	2-12
Приложение А   Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	А-1
Приложение Б   Ведомость оборудования, изделий и материалов .....	Б-1
Приложение В   Технические условия на подключения.....	В-1

# 1 Транспорт нефти и газа

## 1.1 Введение

Настоящим проектом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин № 7, 8, 9»:

– проектирование линейной части нефтегазосборного трубопровода «Куст №7 – т. вр. куста №7» для транспорта продукции от КП-7 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от КП-5;

– проектирование линейной части нефтегазосборного трубопровода «Куст №8 – т. вр. куста №8» для транспорта продукции от КП-8 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от КП-4;

– проектирование линейной части нефтегазосборного трубопровода «Куст №9 – т. вр. куста №9» для транспорта продукции от КП-9 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от КП-7.

В настоящем разделе описаны решения по линейной части проекта в пределах границ ЛТ, определенных примыкающими участками. Описание решений по обустройству кустовых площадок приведено в Томе 3.1 данного проекта.

## 1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

– Задание на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №№ 7, 8, 9», утвержденное Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б.;

– Материалы инженерных изысканий.

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

Основанием для проектирования является утвержденный концептуальный проект наземного обустройства м/р (п.1. Задания на проектирование).

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

### 1.3.1 Населенные пункты и транспортная сеть

В административном отношении Чаяндинский лицензионный участок расположен на территории Ленского и Мирнинского административных районов Республики Саха (Якутия) в 178 км юго-западнее г. Ленска и в 270 км юго-юго-западнее г. Мирный; в 74 км к юго-западу от находится Талаканское НГКМ.

На территории участка населенные пункты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты: с. Таас-Юрях – 110 км, с. Иннялы – 165км, с. Толон – 168 км, с. Алысардах – 162 км, п. Пеледуй – 156км.

Граничными к району работ лицензионными участками являются с севера: Бюкский; с запада: Кедровый, Северо-Талаканское, Восточно-Талаканский; с юга и востока: Южно-Талаканский, Хоронохский.

### 1.3.2 Климатические условия

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений ближайших метеостанции Комака.

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 от 30% до 70%, а средняя скорость ветра редко превышает 2 м/с. Безветрие в сочетании с небольшим притоком солнечного тепла приводит к выхолаживанию воздуха и его застою, от чего температура его падает до - 50°С... - 60°С. Частично столь низкие температуры обусловлены также мощными температурными инверсиями. Абсолютная минимальная температура воздуха в холодный период по данным материалов инженерных изысканий составляет – минус 61°С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченность 0,98 составляет минус 54°С.

Высота снежного покрова в среднем составляет 60 см. Максимальная высота снега на открытых участках составляет 80 см.

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

Лето (июнь—август) сопровождается усиленным прогреванием территории, в связи с чем устанавливается пониженное атмосферное давление. Циклоническая деятельность и увеличение абсолютной влажности обуславливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связаны с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии. Абсолютные максимумы температуры достигают +38 °С. Сочетание высоких температур и малого количества осадков вызывает в отдельные годы засухи.

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

Согласно СП 20.13330.2016 территория относится к:

- IV району по весу снегового покрова (значение нагрузки — 2,0 кПа);
- Ia району по давлению ветра (0,17 кПа);
- II району по толщине стенки гололеда (нормативная толщина стенки гололеда 5 мм).

Согласно классификации климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2020) изыскиваемая территория относится:

- к I климатическому району (подрайон I Д).
- по ветровому давлению участок работ относится ко II району, нормативное ветровое давление при скорости ветра 29 м/с равно 500 Па;
- по гололедным нагрузкам участок работ относится ко II району с толщиной стенки гололеда 15 мм;
- участок изысканий относится к району со средней продолжительностью гроз от 20 до 40 ч.

### **1.3.3 Инженерно-геологические условия, свойства грунтов**

В геологическом строении территории изысканий принимают участие породы укугутской свиты нижнего отдела юрской системы, перекрытые с поверхности элювиально-

делювиальными образованиями коры выветривания по коренным породам и маломощным чехлом современных отложений техногенного происхождения.

Выделено четыре стратиграфо-генетических комплекса (СГК):

СГК – I. Голоценовые техногенные образования ( $tQ_{IV}$ ):

Техногенный грунт - песок мелкий средней плотности неоднородный средней степени водонасыщения, ниже УГВ водонасыщенный, среднепучинистый с включением щебня до 13%. Грунты относятся к сезонномерзлым. Грунт крайне разнороден и содержит большое количество посторонних включений: строительного мусора и остатков органического вещества. Пройденными выработками не вскрыт. Встречается на участках пересечений проектируемых трасс с существующими.

СГК – II. Нерасчлененные элювиально-делювиальные отложения ( $e, dQ_{III-IV}$ )

Элювиально-делювиальные отложения широко развиты. Залегают под техногенными грунтами, почвенно-растительным слоем, подстилаются коренными отложениями. Разрез данного СГК представлен тальми и многолетнемерзлыми грунтами: супесями, суглинками с характерным для данного типа грунтов включением крупнообломочного материала. Мощность колеблется в пределах 0,9-5,3 м.

СГК – III. Элювиальные отложения ( $e J$ )

Данные грунты на изыскиваемой территории образовались в результате физического выветривания, вызываемого колебаниями температуры, замерзанием и оттаиванием воды в трещинах. Отложения залегают на разных глубинах в виде мощных прослоев в коренных отложениях. Представлены суглинками щебенистыми, щебенистым, дресвяным грунтом, реже глинами твердыми. Мощность 0,2-16,3 м.

К элювиальным грунтам на изыскиваемой территории отнесены грунты:

- ИГЭ №1. Суглинок пылеватый тяжелый тугопластичный ненабухающий минеральный среднепучинистый с включением щебня до 17%;
- ИГЭ – 1м. Суглинок пылеватый легкий пластичномерзлый слабодыстый минеральный, в талом состоянии тугопластичный, среднепучинистый, просадочный, массивной криотекстуры;
- ИГЭ – 1ма. Супесь пылеватая слабодыстая минеральная, в талом состоянии пластичная, просадочная, массивной криотекстуры;
- ИГЭ – 2а. Дресвяный грунт слабовыветрелый пониженной прочности маловлажный. Заполнитель: суглинок песчаный тяжелый твердый до 25%;
- ИГЭ – 2а. Дресвяный грунт слабовыветрелый пониженной прочности маловлажный. Заполнитель: суглинок песчаный тяжелый твердый до 25%;
- ИГЭ – 6. Суглинок щебенистый пылеватый тяжелый твердый минеральный незасоленный среднепучинистый;
- ИГЭ – 6б. Глина легкая пылеватая твердая средненабухающая незасоленная.

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

Развиты широко. Это аргиллиты как в морозном, так и талом состоянии. Часто встречаются прослои алевролита, песчаника до 0,2 м. Вскрытая мощность 0,4-11,2 м.

### 1.3.4 Гидрографические условия

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

Группа сложности перехода через водные объекты согласно СП 482.1325800.2020 (табл. Д.1) – I.

Река Кудулах (морфоствор). Длина реки до створа пересечения с трассой 9,5 км.

Площадь водосбора в створе пересечения составила 49,2 км<sup>2</sup>.

Долина ручья на участке перехода корытообразная, симметричная. Склоны задернованы смешанным лесом, кустарником и травой. Пойма двусторонняя, асимметричная. Пойма, заросшая травой и кустарником.

Русло извилистое. Берега обрывистые до 0,8 м высотой. Донные отложения илистые. Уклон водной поверхности на участке перехода 11 %. Наледи, ледоход и карчеход на ручье отсутствует. Водоток несудоходен.

Ручей Улахан-Мохой (морфоствор). Длина ручья до створа пересечения с трассой 5,8 км. Площадь водосбора в створе пересечения составила 24,71 км<sup>2</sup>.

Долина ручья на участке перехода корытообразная, симметричная. Склоны задернованы смешанным лесом, кустарником и травой. Пойма двусторонняя, асимметричная. Пойма, заросшая травой и кустарником.

Русло извилистое. Берега обрывистые до 0,5 м высотой. Донные отложения илистые. Уклон водной поверхности на участке перехода 4,0 %.

Наледи, ледоход и карчеход на ручье отсутствует. Водоток несудоходен.

Подземные воды Якутии подразделяются на надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные. Их распространение, питание, запасы и количество обусловлены, главным образом геологическим строением местности, климатическими и мерзлотными условиями.

Надмерзлотные (или грунтовые) воды пропитывают сезонно протаивающий слой почвы, грунтов, в пределах которого вода в течение зимы находится в замерзшем состоянии и лишь в теплый оттаивает и увлажняет почву, благоприятствуя тем самым развитию естественной и культурной растительности. Надмерзлотные воды питаются и атмосферными осадками. В тундровой зоне и в подзоне северотаежного редколесья (на низменностях), где слабый поверхностный сток, малая испаряемость и небольшая мощность сезонного протаивания, надмерзлотные воды способствуют заболачиванию и образованию болотных и глеевых почв.

Межмерзлотные воды залегают в сквозных и несквозных талеках, расположенных, главным образом, под крупными реками и озерами, а также внутри мерзлотной толщи.

В Ленском районе широкое распространение имеют полиминеральные воды. Эти воды залегают на сравнительно небольших глубинах от поверхности (300—400 м), обладают значительными гидростатическими напорами и запасами.

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

В пределах рассматриваемой территории развит комплекс инженерно-геологических процессов, обусловленных геоморфологическими, мерзлотными и литологическими условиями: физическое и химическое выветривание, карст, сезонное промерзание и связанное с ним морозное пучение грунтов, процессы, обусловленные наличием многолетнемерзлых грунтов. Процессы заболачивания в меньшей степени представлены на рассматриваемой территории и развиты на отдельных участках в понижениях рельефа со слабым поверхностным стоком.

Проектируемые сооружения расположены в области прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов. По условиям существования мерзлых пород относится к Тунгусскому региону.

Мерзлота нельдистая, слабольдистая, деградирующая, несливающегося типа. Сохранению мерзлоты благоприятствуют отрицательные среднегодовые температуры, низкие зимние температуры и небольшая мощность снежного покрова.

Температура многолетнемерзлых грунтов на глубине 10 м изменяется от минус 0,1 °С до минус 0,8 °С.

Геокриологические условия территории месторождений обусловлены своеобразием его ландшафтной структуры. Характер распространения многолетнемерзлых пород (ММП)

прерывистый, непосредственно они занимают от 20% до 50 % площади и приурочены к переувлажнённым, иногда замаренным участкам. Мощность многолетнемерзлой толщи горных пород обычно составляет 20 - 30 м.

Процессы физико-химического выветривания широко распространены на рассматриваемой территории. Это проявляется в широком распространении элювиальных грунтов как в плане, так и по глубине. Агентами физического выветривания являются, в первую очередь, воды атмосферных осадков и криогенные процессы в зоне сезонного промерзания-оттаивания грунтов. Процессы сезонного промерзания и сопровождающие их процессы физического выветривания способствуют систематическому изменению характера сложения грунтов – их разуплотнению.

Термокарст - развитию карстовых процессов способствуют, в основном, ландшафтно-геоморфологические и геологические условия. Строение рельефа является вторым, после наличия растворимых толщ, условием для развития карста. Перепады рельефа создают необходимую энергию для движения карстовых вод, формируют гидродинамическую зональность, обеспечивают вынос продуктов растворения из карстовых массивов. Широкое развитие карбонатных и глинисто-карбонатных пород (доломитов, известняков, мергелей) обеспечивает возможность проявления карста. На территории района работ выявлен карст двух типов: поверхностный (воронки, западины) и подземный карст (карстовые полости, заполненные доломитовой мукой, другими вторичными продуктами выветривания).

Морозобойное растрескивание грунтов характерно для участков территории, сложенных мелкодисперсными отложениями, где проявляются высокие значения влажностных и температурных градиентов. Развитие морозобойных трещин шириной 3-5-10 см и глубиной до 1,0 м само по себе не представляет большой опасности для инженерных сооружений, но их формирование может активизировать эрозионные и термокарстовые процессы, а также образование ледяных клиньев, что осложнит гидротермический режим грунтов.

Процессы заболачивания и болотообразования вызваны, главным образом, затрудненным поверхностным стоком на пологонаклонных равнинах с моховым покровом, переувлажнением и близким уровнем подземных вод. Основным мероприятием по устранению негативного влияния заболоченности является дренаж и правильная вертикальная планировка территории. При проектировании так же следует учесть, что торфа относятся к сильно сжимаемым грунтам, с низкой несущей способностью.

Другие инженерно-геологические процессы и явления, требующие разработки инженерной защиты и дополнительных изысканий, на изучаемых участках отсутствуют. Согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах», район строительства проектируемых объектов расположен на территории с расчётной сейсмической интенсивностью для объектов основного строительства 5 баллов (карта ОСР-2015-В) и 6 баллов (карта ОСР-2015-С). Район изысканий сейсмически неактивен.

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

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

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

Гидрогеологические условия района работ определяются современным состоянием грунтов верхней части разреза (в пределах зоны влияния проектируемых сооружений).

Воды кайнозойских отложений практически повсеместно заморожены. В четвертичных отложениях подземные воды встречаются в сезонно-талом слое и в таликах. Они обладают слабым водопритоком и низкой минерализацией.

## **1.7 Промысловые трубопроводы от кустовых площадок №7, 8, 9**

### **1.7.1 Общие сведения**

Проектом предусмотрено строительство линейной части промысловых трубопроводов:

– нефтегазосборный трубопровод «Куст №7 – т. вр. куста №7» DN300 Pp=4,0 МПа для транспорта продукции от скважин куста №7 до т.вр. в существующий нефтегазосборный трубопровод от КП-5 (проект 8899-ГПНЗ31904-ГТНГ «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №1,3,4,5», положительное заключение государственной экспертизы №14-1-1-3-044940-2020 от 15.09.2020г.), протяженность 7,746 км;

– нефтегазосборный трубопровод «Куст №8 – т. вр. куста №8» DN250 Pp=4,0 МПа для транспорта продукции от скважин КП-8 до т.вр. в существующий нефтегазосборный трубопровод от КП-6 (проект ЧНФ0-Р6 «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Куст скважин №6», положительное заключение государственной экспертизы №14-1-1-3-070880-2022 от 05.10.2022г.), протяженность 10,031 км;

– нефтегазосборный трубопровод «Куст №9 – т. вр. куста №9» DN250 Pp=4,0 МПа для транспорта продукции от скважин куста №9 до т.вр. в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от КП-7, протяженность 7,091 км.

Начальной точкой линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода «Куст №7 – т. вр. куста №7» является отключающая арматура с электроприводом К7-XV-001 DN300 PN40 на границе кустовой площадки КП-7 (см. том 3.1). Конечной точкой линейной части является точка врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод DN300 от кустовой площадки КП-5.

Начальной точкой линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода «Куст №8 – т. вр. куста №8» является отключающая арматура с электроприводом К8-XV-001 DN250 PN40 на границе кустовой площадки КП-8 (см. том 3.1). Конечной точкой линейной части является точка врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод системы сбора DN200 от кустовой площадки КП-6.

Начальной точкой линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода «Куст №9 – т. вр. куста №9» является отключающая арматура с электроприводом К9-XV-001 DN250 PN40 на границе кустовой площадки КП-9 (см. том 3.1) Конечной точкой линейной части является точка врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод системы сбора DN300 от кустовой площадки КП-6.

Диаметр проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принят по результатам гидравлического расчета, который представлен в Томе 3.1 данного проекта.

На всем протяжении трассы промысловые трубопроводы прокладываются подземно в теплоизоляции из ППУ толщиной 100 мм в металлополимерной оболочке (МП) в соответствии с требованиями ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа» Компании ПАО «Газпром нефть».

Схема системы сбора продукции скважин Чаяндинского месторождения представлена на чертеже ЧНФ1-КП7, 8, 9-П-ТКР.02.00-ГЧ-001.

Технические условия на подключение проектируемых нефтегазосборных трубопроводах от кустов №№ 7, 8, 9 приведены в Приложении В.



### 1.7.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин №7, №8 и №9 до точек врезки в нефтегазосборные трубопроводы от кустов №4, №5 и №7 соответственно, являются промысловыми и проектируется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с требованиями таблицы 1 п.6.2 ГОСТ Р 55990-2014 транспортируемый продукт относится ко 2 категории. Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста №7 до т. вр. в соответствии с требованиями п.7.1.3 и Таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 относится ко II классу категории С; проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов №№ 8, 9, в соответствии с требованиями п.7.1.3 и Таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 относятся к III классу, категории С (кроме участков, указанных особо), так как на протяжении всей трассы трубопроводы прокладываются по участкам распространения просадочных многолетнемерзлых грунтов.

Материальное исполнение и защита от коррозии промысловых трубопроводов приведены в разделе 2.

### 1.7.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта

Максимальная пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с заданием на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9»:

Показатели добычи нефти, жидкости и газа для нефтегазосборного трубопровода от куста №7 до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста №5, от куста №8 до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста №4, от куста №9 до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста № 7 представлены в Томе 3.1 Часть 1. Куст скважин. Текстовая часть п.1.9.

Максимальная пропускная способность нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №№ 7, 8, 9 составляет:

**для куста № 7:**

- 35,0 тыс. т. март 2026 г. – период максимальной добычи нефти и жидкости;
- 3,0 млн.м<sup>3</sup>, октябрь 2026 г. – период максимальной добычи газа.

**для куста № 8:**

- 27 тыс. т, октябрь 2026 г. – период максимальной добычи нефти и жидкости;
- 8,0 млн.м<sup>3</sup>, декабрь 2026 г. – период максимальной добычи газа.

**для куста № 9:**

- 26 тыс. т, май 2027 г. – период максимальной добычи нефти и жидкости;
- 2,0 млн.м<sup>3</sup>, май 2026 г. – период максимальной добычи газа.

Состав перекачиваемой продукции представлен в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 - Компонентный состав нефти газа Чаяндинского НГКМ, Ботуобинский горизонт**

№ п/п	Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	Молярная концентрация компонентов, %					
	сероводород	-	-	-	-	-
	двуокись углерода	0,032	-	-	-	0,017
	азот+редкие	2,256	-	-	-	1,195

№ п/п	Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
	водород	0,009				0,005
	в т.ч. гелий	0,047	-	-	-	0,025
	метан	69,833	-	-	-	37,206
	этан	12,452	-	-	-	6,747
	пропан	7,553	-	-	-	4,423
	изобутан	1,294	-	-	-	0,887
	нормальный бутан	3,264	-	-	-	2,545
	изопентан	0,880	-	-	-	1,001
	нормальный пентан	1,119	-	-	-	1,618
	остаток C <sub>6+</sub>	1,265	-	-	-	44,331
2	Молекулярная масса	24,20	-	-	-	149,45
3	Плотность					
	газа, кг/м <sup>3</sup>	1,009	-	-	-	-
	газа относ. (по воздуху), д. ед.	-	-	-	-	-
	нефти, кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-

Параметры нефтегазосборных трубопроводов приняты в соответствии с Техническими Условиями на подключение к существующим промышленным нефтегазосборным трубопроводам от кустов №5 и №6 и с учетом Задания на проектирование:

- давление в точке подключения при осуществлении врезки не должно превышать расчетное давление существующих нефтегазосборных трубопроводов, равное 4,0 МПа;
- температура перекачиваемой среды – 0 °С ÷ плюс 5 °С.

В связи с этими требованиями расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов принято равным 4,0 МПа (изб.).

Подробно гидравлическое исследование трубопроводов приведено в Томе 3.1 п.1.9.

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

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

#### 1.7.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Проектом предусмотрено строительство линейной части промышленных трубопроводов:

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №7 – т. вр. куста №7» для транспорта продукции от скважин КП-7 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от КП-5. Диаметр проектируемого нефтегазосборного трубопровода - DN300, расчетное давление - Pp=4,0 МПа, протяженность - 7,746 км;

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №8 – т. вр. куста №4» для транспорта продукции от скважин КП-8 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от КП-4. Диаметр проектируемого нефтегазосборного трубопровода - DN250, расчетное давление - Pp=4,0 МПа, протяженность - 10,031 км;

– нефтегазосборный трубопровод «Куст №9 – т. вр. куста №9» DN250 Pp=4,0 МПа для транспорта продукции от скважин КП-9 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от КП-7. Диаметр проектируемого нефтегазосборного трубопровода - DN250, расчетное давление - Pp=4,0 МПа, протяженностью - 7,091 км.

Диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приняты по результатам гидравлического расчета, который представлен в Томе 3.1 данного проекта.

Началом проектируемого промыслового трубопровода от куста №7 является присоединительный ответный фланец отсекающей запорной арматуры K7-XV-001 на выходе с куста скважин №7, окончанием трубопровода является точка врезки в существующий трубопровод DN200 «КП-5 – УПН».

Началом проектируемого промыслового трубопровода от куста №8 является присоединительный ответный фланец отсекающей запорной арматуры K8-XV-001 на выходе с куста скважин №8, окончанием трубопровода является точка врезки в существующий трубопровод DN300 «КП-6 – УЗА-1».

Началом проектируемого промыслового трубопровода от куста №9 является присоединительный ответный фланец отсекающей запорной арматуры K9-XV-001 на выходе с куста скважин №9, окончанием трубопровода является точка врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста №7.

Способ прокладки трубопроводов – подземный.

Для обеспечения устойчивости трубопровода при изменении способа прокладки подземно/надземно на УЗА, камере запуска СОД предусмотрена регулируемая опора.

Согласно требованиям, п.9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 глубина прокладки трубопроводов составляет не менее 0,8м от поверхности земли до верхней образующей трубопроводов.

Для осуществления периодической механической очистки от примесей и скоплений воды с целью защиты от коррозии и парафиноотложений на нефтегазосборных трубопроводах предусмотрены узлы запуска/приема СОД. Узлы запуска СОД расположены на территории кустов скважин №№ 7, 8, 9 (Том 3.1). Узел приема СОД DN300 (7Л-КП-001) предусматривается в конце проектируемого участка, до точки врезки в существующий трубопровод «КП-5 – УПН». Узел приема СОД DN250 (8Л-КП-001) предусматривается в конце проектируемого участка, до точки врезки в существующий трубопровод «КП-6 – УПН». Узел приема СОД DN250 предусматривается в конце проектируемого участка, до точки врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста №7 (9Л-КП-001).

Углы поворота трасс нефтегазосборных трубопроводов для участка DN300 от куста №7, DN250 от кустов скважин №№8, 9 на которых предусматривается пропуск очистных и диагностических снарядов, выполняются отводами горячего гнутья с радиусом изгиба 5DN. Участок нефтегазосборного трубопровода DN300 (от куста №7) от узла камеры приема СОД до площадки подключения, расположенной в точке врезки в трубопровод «КП-5 – УПН», участок нефтегазосборного трубопровода DN250 (от куста №8) от узла камеры приема СОД до площадки подключения, расположенной в точке врезки в трубопровод «КП-6 – УПН», участок нефтегазосборного трубопровода DN250 (от куста №9) от узла камеры приема СОД до площадки подключения, расположенной в точке врезки в трубопровод от куста №7, предусматриваются с отводами радиусом изгиба 1,5DN, так как на них не предусмотрен пропуск очистных и диагностических устройств.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 таблица 6 приняты следующие расстояния от проектируемого нефтегазосборного трубопровода до сооружений:

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

В соответствие с ПУЭ, 7 издание, согласно п.2.5.288, таблицы 2.5.40, наименьшее расстояние при сближении от крайнего неотклоненного провода до любой части нефтепровода составляет 10 м до ВЛ 10кВ.

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

Для контроля за коррозионным состоянием и эффективностью ингибиторной защиты от внутренней коррозии проектируемых нефтегазосборных трубопроводов, в соответствии с методическими указаниями М-01.02.04-03 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов» предусмотрена система мониторинга коррозии с установкой узлов контроля коррозии с гравиметрическими датчиками (УКК) на узлах запуска и приема СОД. Узлы контроля коррозии поставляются в соответствии с опросными листами: ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-012 (Куст №7); ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-015 (Куст №8); ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-016 (Куст №9).

Установка УКК предусматривается с врезкой в надземный нефтегазосборный трубопровод на байпасном трубопроводе камеры приема СОД от данных кустов.

При прохождении трубопроводов через болотистую местность и скальные грунты глубина заложения трубопровода от поверхности земли до верхней образующей трубопроводов принята равной 0,6 м; при пересечении автомобильных дорог – 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Для формирования аварийного запаса труб при проектировании трубопроводов на Чаяндинском месторождении руководствоваться следующим подходом:

- Трубная продукция – не менее 0,2% от общего объема труб каждого сортамента.
- СДТ – не менее 2% от общего числа, но не менее 4-х ед.;
- ЗРА – 2% от общего числа, но не менее 4-х ед.

Для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов применяются трубы и труботетали с наружным антикоррозионным эпоксидным покрытием, в заводской теплоизоляции из пенополиуретана, с защитным оцинкованным покрытием. Изоляция сварных стыков трубопроводов предусмотрена заводскими комплектами теплогидроизоляции сварного соединения трубопровода (КТС). КТС состоит из термоусаживающейся манжеты и комплекта ППУ теплоизоляции и стального кожуха с защитой термоусаживающейся манжетой или лентой. Комплект теплогидроизоляции сварного соединения трубопровода (КТС) DN300 поставляется в соответствии с опросным листом ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-023, КТС DN250 поставляется в соответствии с опросным листом ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-022.

Сведения о монтаже и сварке трубопроводов указаны в разделе 2 п.2.8. Температура замыкания концевых сварных соединений не ниже минус 5°C.

Материальное исполнение и типоразмер труб представлен в разделе 2 п.2.4 «Материальное исполнение».

Для защиты подземных и надземных участков трубопроводов от коррозии применяются специальные системы покрытий, конструкции которых приведены в разделе 2 п. 2.9 «Антикоррозионные покрытия».

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов, в соответствии с п.п. 955, 956 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15.12.2020 г. №534 трасса нефтегазосборного трубопровода на местности обозначается щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте 1,5-2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими промысловыми трубопроводами и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается на его оси. На щите-указателе должны быть приведены следующие сведения:

- назначение, наименование ПТ или входящего в его состав сооружения;
- диаметр, протяженность, рабочее и проектное давление;
- местоположение оси ПТ от основания знака;
- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы);
- охранный зона ПТ;
- телефоны организации, эксплуатирующей ПТ;

По трассе нефтегазосборного трубопровода устанавливаются километровые и опознавательные знаки в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Километровые знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м. Знаки выполняются в соответствии с принятым шаблоном в Обществе.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- в пределах прямой видимости, но не более чем через 1000 м;
- на углах поворота в горизонтальной плоскости;
- в местах пересечения с автомобильными дорогами;
- при пересечении с ВЛ;
- при пересечении с кабелем связи;
- на переходах через водные преграды.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов устанавливается охранная зона в соответствии с п. 910 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15.12.2020 г. №534 и п.4.1 "Правил охраны магистральных трубопроводов", и составляет 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Таким образом, принятые проектные решения системы сбора обеспечивают:

- полную герметизацию технологического процесса;
- надежность эксплуатации промысловых трубопроводов;
- транспорт добываемой продукции от кустов скважин №№ 7, 8, 9 до узлов запуска СОД и до точек врезки в трубопроводы.

Схема принципиальная технологическая нефтегазосборного трубопровода от КП-7 приведена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002. Схема принципиальная технологическая нефтегазосборного трубопровода от КП-8 приведена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003. Схема принципиальная технологическая нефтегазосборного трубопровода от КП-9 приведена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-004.

Все технологическое оборудование, предусмотренное к использованию в проекте – новое, поставляется по соответствующим опросным листам (Том ТТ, ОЛ, С), нормативным документам РФ, внутренним нормативным документам Заказчика (ТТТ).

#### **1.7.4.1 Узлы приема средств очистки и диагностики**

Для обеспечения возможности проведения периодической очистки, диагностики трубопровода и контроля его технического состояния предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики.

Узлы запуска и приема СОД предназначены для удаления отложений (шлама, парафинов) во время пуска в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, а также для проведения внутритрубной диагностики внутренней полости трубопровода.

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

Узлы камер запуска СОД расположены на территории кустов скважин №№7, 8, 9 (Том 3.1).

Узлы камер приема СОД предусмотрены перед подключением к существующей инфраструктуре.

Площадки узлов приема СОД предназначены для приема очистного и диагностического устройства в нефтегазосборных трубопроводах системы сбора от кустов скважин №№ 7, 8, 9:

- для куста № 7 – 7Л-КП-001 DN300;
- для куста № 8 – 8Л-КП-001 DN250;
- для куста № 9 – 9Л-КП-001 DN250.

Камеры приема СОД предусмотрены в блочно-комплектном исполнении с применением быстродействующего затвора повышенной надежности (байонетного).

Рабочее давление для камеры приема очистных устройств (СОД) – 4,0 МПа.

Узел приёма СОД расположен на открытой площадке в составе промышленного трубопровода, поэтому трубопроводы на площадке приема СОД относятся к промышленным и регламентируются ГОСТ Р 55990-2014. Трубопроводы дренажа и продувки камер, которые не соединены непосредственно с промышленным трубопроводом, и нужны для выполнения технологических операций, являются технологическими трубопроводами, и регламентируются требованиями ГОСТ 32569-2013.

Продувка камеры инертным газом или пропарка осуществляется от передвижной техники. Дренаживание камер СОД осуществляется после завершения операции по приёму СОД и отключения её от промышленного трубопровода при открытом воздушнике.

Для исключения попадания очистного устройства в ответвление трубопровода в технологической обвязке камеры предусмотрена установка тройника с решеткой на входе в камеру приема СОД.

Площадка камеры приема СОД от кустов скважин №№7, 8, 9 не канализуемая, с ограждением. Дренаж осуществляется в дренажную емкость  $V=8 \text{ м}^3$ :

- для камеры приема СОД DN300 от куста №7 – 7Л-ЕД-001;
- для камеры приема СОД DN250 от куста №8 – 8Л-ЕД-001;
- для камеры приема СОД DN250 от куста №9 – 9Л-ЕД-001.

Дренажные линии камер приема СОД подземные, в теплоизоляции.

На площадке приема СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка нефтегазовой смеси, минуя камеру приема СОД;
- прием очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах узлов приема СОД;
- заполнение продуктом камер из трубопровода во время операций приема снарядов;
- отключение камеры от трубопровода;
- опорожнение камеры и всех надземных участков трубопроводов в дренажные емкости;
- подача пара или инертного газа во внутреннюю полость камеры СОД.

Все применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, позволяющему его размещение на открытом воздухе без укрытий.

Узел приема средств очистки включает в себя:

- камеру приема, механизма для извлечения и транспортировки очистного устройства или устройство пуска средств очистки;
- трубопроводы прохождения очистного устройства;
- отключающую арматуру;
- дренажные трубопроводы для перекачивания продуктов очистки в дренажную емкость и переносную тару;
- сигнализаторы прохождения средств очистки;
- приборы КИПиА;
- механическая блокировка открытия камеры.

Взрывоопасная зона, категория и группа взрывоопасной смеси по Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) для площадок СОД принята В-1г, при этом категория и группа взрывоопасной смеси для трубопровода принята IIА-ТЗ.

Надземные участки трубопроводов камеры приема СОД теплоизолируются полуцилиндрами из минеральной ваты по ГОСТ 23208-2003 толщиной 100 мм. Покровный слой – сталь оцинкованная по ГОСТ 14918-2020.

Площадки узлов СОД ограждаются и снабжаются системой безопасности с установкой предупреждающих и запрещающих знаков. В ограждении площадок предусмотрены ворота.

Для обслуживания технологического оборудования предусматриваются подъезды для транспорта.

План площадки камеры приема СОД для куста №7 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-005, для куста №8 – на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-006, для куста №9 – на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-007.

Схема принципиальная технологическая узла приема СОД от КП-7 приведена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002. Схема принципиальная технологическая узла приема СОД от КП-8 приведена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003. Схема принципиальная технологическая узла приема СОД от КП-9 с узлом подключения приведена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-004.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение камеры приема СОД соответствует требованиям ТТТ-01.02.04-03 версия 1.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов».

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

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

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).

#### **1.7.4.2 Дренажная емкость**

Для опорожнения камер приема СОД DN300 PN40, СОД DN250 PN40 и трубопроводов обвязки камер СОД от оставшегося продукта (перед извлечением снаряда) предусматривается подземная дренажная емкость (ЕД) объемом 8 м<sup>3</sup>:

- для камеры приема СОД DN300 от куста № 7 – 7Л-ЕД-001;
- для камеры приема СОД DN250 от куста № 8 – 8Л-ЕД-001;
- для камеры приема СОД DN250 от куста № 9 – 9Л-ЕД-001.

В данные емкости по отдельному трубопроводу DN100 производится сброс дренажа от узлов приема СОД.

Установка дренажной емкости – подземная, с опорой на монолитный железобетонный ложемент.

Регламентные и ремонтные работы, для которых требуется сброс газа и опорожнение трубопроводов от камер СОД в дренажную емкость, должны проводиться при погодных условиях, исключающих грозу.

Площадка предусматривается не канализуемая, без покрытия, с ограждением.

Емкость оснащается свечой рассеивания DN100, высотой не менее 5 м, на конце которой устанавливается клапан дыхательный, совмещенный с огнепреградителем типа СМДК. Для исключения замерзания трубопровода на свечу рассеивания в период отрицательных температур предусматривается теплоизоляция из ППУ 100 мм с

оцинкованным покрытием. Откачка продукции из дренажной емкости осуществляется насосом в составе передвижной техники.

На емкости также предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением (БРС).

Дренажная емкость поставляется в комплекте трубопроводами обвязки, теплоизоляцией, запорной арматурой, а также лестницей для обслуживания внутренней полости емкости. В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального уровней.

Мероприятия по защите емкости от коррозии приведены в Разделе 2 п.2.9.

Для защиты от коррозии подземной емкости предусмотрено внутреннее и наружное заводское антикоррозионное покрытие.

Площадка подземной дренажной емкости для камеры приема СОД DN300 от КП-7 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-011. Площадка подземной дренажной емкости для камеры приема СОД DN250 от КП-8 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-012. Площадка подземной дренажной емкости для камеры приема СОД DN250 от КП-9 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-013.

Поставка подземной дренажной емкости (ЕД) объемом 8 м<sup>3</sup> осуществляется в соответствии с опросным листом ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-003.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение дренажной емкости соответствует требованиям ТТТ-01.02-06 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Сепарационное и емкостное оборудование».

#### **1.7.4.3 Площадка узла подключения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин**

По трассе нефтегазосборного трубопровода «Куст №7 – т. вр. куста №7» предусмотрен узел подключения в точке врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод от КП-5.

По трассе нефтегазосборного трубопровода «Куст №8 – т. вр. куста №8» предусмотрен узел подключения в точке врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод от КП-6.

По трассе нефтегазосборного трубопровода «Куст №9 – т. вр. куста №9» предусмотрен узел подключения в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от КП-7.

На проектируемом нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №7 на узле подключения установлена отключающая арматура с ручным управлением DN300 PN40. Подключение отключающей арматуры к действующему нефтегазосборному трубопроводу выполняется через усиливающий воротник без остановки процесса.

На проектируемом нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №8 и №9 установлена отключающая арматура с ручным управлением DN250 PN40. Подключение отключающей арматуры к действующему нефтегазосборному трубопроводу выполняется через усиливающий воротник без остановки процесса.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые, полнопроходные. Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность затвора, соответствующую классу «А» по ГОСТ 9544-2015. Предусматривается установка фланцевой арматуры с заводской разделкой кромок. Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями. Арматура изготавливается из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены. Отключающая арматура на площадке узлов подключения от кустов скважин №№ 7, 8, 9 предусматривается климатического исполнения ХЛ1. В соответствии с п. 84 Приказа № 444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" вся арматура подлежит заводским испытаниям на прочность и плотность. Для теплоизоляции арматуры используются теплоизоляционные маты. Вся арматура заземляется.

На всех узлах подключения предусмотрены вантузные задвижки DN80 до и после отсекающей арматуры, для ликвидации последствий аварий проектируемого трубопровода.



Площадки узлов подключения от кустов скважин №7, 8, 9 - не канализуемые. Узлы подключения располагаются в ограждении, поэтому несанкционированные переключения и несанкционированная подача нефти исключены.

Применяемая в проекте запорная трубопроводная арматура учитывает дополнительные требования ТТТ-01.02.03 версия 2.1 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

Площадка узла подключения нефтегазосборного трубопровода от куста №7 представлена на чертеже ЧПФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-011. Площадка узла подключения нефтегазосборного трубопровода от куста №8 представлена на чертеже ЧПФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-012. Площадка узла подключения нефтегазосборного трубопровода от куста №9 представлена на чертеже ЧПФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-013.

#### **1.7.4.4 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия**

##### **1.7.4.4.1 Переходы через автомобильные дороги**

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы пересекают внутрипромысловые автодороги на территории Чайнинского НГКМ от куста скважин №7 на ПК77+07.71, от куста №8 на ПК2+33.03, от куста скважин №9 на ПК70+56.63.

Переходы нефтегазосборного трубопровода от кустов скважин №7, №8 и №9 через автодороги предусматриваются подземно, открытым способом с пропуском в защитном футляре.

На переходах через автомобильные дороги, а также участках, примыкающих к 25 м по обе стороны дороги от подошвы насыпи, для проектируемых трубопроводов принята категория С.

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 принят на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

Диаметры футляров и их материальное исполнение представлены в разделе 2 п. 2.6.

На время прокладки защитного футляра устраиваются временные проезды через места проведения работ.

Минимальное заглубление трубопровода 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.

Согласно требованиям, п.10.3.8 ГОСТ Р 55990-2014 и в соответствии с ТУ на пересечение автодороги ООО «Газпромнефть-Заполярье» (Приложение В) концы защитного футляра выводятся на 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Для протаскивания трубопровода внутри футляра, на трубопровод устанавливаются спейсеры из диэлектрических материалов. Спейсеры выполняются из сегментов, изготовленных из полиамида марки ПА-6. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольцо и монтируются по периметру трубы. На концах кожуха на обоих концах защитного футляра устанавливаются торцевые уплотнения (манжеты), обеспечивающие герметизацию межтрубного пространства. Манжета герметизирующая надевается сначала на трубопровод, затем на защитный кожух, потом монтируется с образованием гофры у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Укрытие защитное манжеты герметизирующей представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при ее засыпке. Защиту от почвенной коррозии сварных стыков кожуха выполняется манжетами

термоусаживающимися. После окончания монтажа трубы внутри защитного футляра проверить отсутствие электрического контакта «трубопровод – кожух».

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

На переходах через автодороги по обе стороны от перехода на расстоянии 1 м от оси трубопровода с правой стороны по ходу продукта устанавливаются знаки закрепления трассы, на котрых указано:

- наименование трубопровода;
- диаметр трубопровода;
- транспортируемая среда;
- рабочее давление трубопровода;
- глубина залегания трубопровода;
- наименования и контактной информации эксплуатирующей организации.

На автодорогах, на расстоянии по 100 м от оси перехода в каждую сторону устанавливаются дорожный знак «Остановка запрещена» и предупредительный знак «Осторожно! Нефтепровод!».

Подробно правила расстановки знаков описаны в п.1.7.4.5.4.

Строительство всех переходов через автодороги осуществляется в строгом соответствии с требованиями, изложенными в Технических условиях, выданных владельцами пересекаемых коммуникаций (Приложение В), в присутствии их представителя.

Перед началом строительства трубопроводов в местах пересечения с существующими автодорогами согласовать производство работ с ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Ведомость пересечения с автомобильными дорогами представлена в таблице **1.2**.

**Таблица 1.2 - Ведомость пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами**

№ п/п	Км; ПК по трассе	Наименование дороги, место пересечения населенных пунктов,	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина проезжей части, м	Угол пересечения	Владелец, адрес, телефон, факс и проч.
<b>Нефтегазосборный трубопровод от куста №7 до точки врезки</b>									
1	7; ПК77+07,71	автодорога «УПН – КП-5»	б/к	Щ	16,05	10,34	10,34	71°31'	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
<b>Нефтегазосборный трубопровод от куста №9 до точки врезки</b>									
2	7; ПК70+56,63	Трасса АД IV-н категории от сущ. а/д к КП-5 до КП-7 (проект 1513/11)	б/к	-	-	-	-	89°59'	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
<b>Нефтегазосборный трубопровод от куста №8 до точки врезки</b>									
3	0; ПК2+33,03	Трасса АД IV-н категории от сущ. а/д к КП-17 до КП-8 (проект 1513/11)	б/к	-	-	-	-	90	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

#### 1.7.4.4.2 Пересечения с коммуникациями

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие коммуникации Чайнинского НГКМ.

Ведомость пересечения с надземными и подземными коммуникациями представлена в таблице 1.3 и в таблице 1.4.

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

Согласно требований п.9.3 ГОСТ Р 55990-2014, расстояние в свету между пересекаемой подземной коммуникацией и проектируемым трубопроводом составляет не менее 0,5 м. Проектируемые трубопроводы при пересечении с подземными трубопроводами должны заключаться в защитные футляры с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации. Все пересечения проектируемых трубопроводов с существующими надземными кабелями выполняются подземно.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы пересекаются с линией воздушных передач ВЛ-10кВ. Технические условия на пересечения с ВЛ-10 кВ, владельцем которых является ООО «Газпромнефть-Заполярье», приведены в Приложении В.

Угол пересечения проектируемого нефтегазосборного трубопровода принять близким к 60-90°.

В местах пересечения, сближения, параллельного следования проектируемых нефтегазосборных трубопроводов с линией ВЛ наименьшее расстояние от заземлителей или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до ближайшей части трубопровода в стесненных условиях составляет не менее 5 м для ВЛ напряжением до 20 кВ. Расстояние по вертикали (в свету) от не отклоненных проводов ВЛ должно быть не менее 3 м до любой части трубопровода. Согласно ТУ на пересечения с ВЛ-10 кВ (Приложение В) в точке пересечения нефтегазосборного трубопровода с ВЛ-10 кВ предусмотрен защитный футляр нефтепровода на расстоянии 15 м от оси ВЛ-10 кВ для безопасного проезда техники.

Охранная зоны ВЛ составляет 10 м в соответствии с Постановлением правительства от 24 февраля 2009 года №160. В пределах охранной зоны ВЛ предусмотрена установка информационного знака с указанием местоположения трубопровода, глубины его заложения и адресом эксплуатирующей организации.

Участок нефтегазосборного трубопровода в месте пересечения выполняется подземно. Место пересечения размещается на прямолинейных участках действующих трубопроводов, не подвергающихся обводнению (выше уровня грунтовых и паводковых вод).

Строительство переходов осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в Технических условиях, выданных владельцами пересекаемых коммуникаций (Приложение В). Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м по обе стороны от трубопровода, должны проводиться в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Таблица 1.3 – Ведомость пересечения с воздушными коммуникациями

**Нефтегазосборный трубопровода от КП-7 до точки врезки**

№	Положение по трассе			Диспетчерское название, напряжение	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы										Отметки проводов и земли в точке пересечения				Примечание: владелец
	км	ПК	+				левая опора					правая опора					земля	н.пр.	в.пр.	габарит	
							№	тип	h н.пр.	h в.пр.	расст., м	№	тип	h н.пр.	h в.пр.	расст., м					
1	7.6	76	71.63	Трасса ВЛ 10 кВ куста скважин N5 (линия 2), ш.8899	73°49'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455.26	-	-	-	проект ш.8899 Заказчик ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
2	7.6	76	84.16	ВЛ 10кВ ф.У-42 (на Кн-5)	73°59'	4	66/32	-	6.70	11.16	54.35	66/33	-	6.84	11.28	15.62	454.76	460.36	464.80	5.6	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru ООО «Газпромнефть-Энергосистемы» +7 (3452) 53-90-85 (г.Тюмень) +7 (3496)37-15-78(г.Ноябрьск) Адрес для корреспонденции: 629805, РФ, ЯНАО, г. Ноябрьск, промышленная зона, панель №5, ОС №2 625007, РФ, г.Тюмень, ул.Мельникайте, д.116, корп.1, МФК «Арсиб Тауэр», 6 этаж

**Нефтегазосборный трубопровода от КП-9 до точки врезки**

№	Положение по трассе			Диспетчерское название, напряжение	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы										Отметки проводов и земли в точке пересечения				Примечание: владелец
	км	ПК	+				левая опора					правая опора					земля	н.пр.	в.пр.	габарит	
							№	тип	h н.пр.	h в.пр.	расст., м	№	тип	h н.пр.	h в.пр.	расст., м					
1	7.0	70	19.45	Трасса ВЛ 10кВ (линия 4) на КП-7	89°49'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	471.86	-	-	-	проект ш.1513/11 Заказчик ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
2	7.0	70	31.45	Трасса ВЛ 10кВ (линия 3) на КП-7	89°49'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	471.96	-	-	-	

**Нефтегазосборный трубопровода от КП-8 до точки врезки**

№	Положение по трассе			Диспетчерское название, напряжение	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы										Отметки проводов и земли в точке пересечения				Примечание: владелец
	км	ПК	+				левая опора					правая опора					земля	н.пр.	в.пр.	габарит	
							№	тип	h н.пр.	h в.пр.	расст., м	№	тип	h н.пр.	h в.пр.	расст., м					
1	0.0	1	93.32	Трасса ВЛ 10кВ (лин.1) от т. подкл. к сущ. ВЛ-10кВ до КТП на КП8	90°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	487.32	-	-	-	проект ш.1513/11 Заказчик ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б +7 (3452) 53-90-27 GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
2	0.0	2	05.32	Трасса ВЛ 10кВ (лин.2) от т. подкл. к сущ. ВЛ-10кВ до КТП на КП8	90°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	487.35	-	-	-	

**Таблица 1.4- Ведомость пересечения подземных коммуникаций**

Положение по трассе		Угол пересечения (град., мин.)	Наименование пересечения	Глубина заложения до верха трубы, м	Диаметр мм	Владелец
км	Пикет, плюс					
<b>Нефтегазосборный трубопровода от КП-7 до точки врезки</b>						
0,24	2+37.30	89°16'	Трасса нефтегазосборного трубопровода от КП-9 до т.вр	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б, тел: +7 (3452) 53-90-27 <a href="mailto:GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru">GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru</a> (проект 1513/11 точка врезки)
7,74	77+47.20	64°44'	нефтепровод. ст.		1,6	
<b>Нефтегазосборный трубопровода от КП-9 до точки врезки</b>						
7,08	70+81.87	89°16'	Трасса нефтегазосборного трубопровода от КП-7 до т.вр.	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б, тел: +7 (3452) 53-90-27 <a href="mailto:GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru">GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru</a> (проект 1513/11 точка врезки)
<b>Нефтегазосборный трубопровода от КП-8 до точки врезки – пересечения отсутствуют.</b>						

**1.7.4.4.3 Пересечения с водными преградами**

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы пересекают ручьи.

Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №7 пересекает ручей Танара-Уоттаахтыыр-Салаа на ПК48+68,85. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 пересекает ручей Улахан-Мохой на ПК54+19,63 – ПК54+23,47, и пересыхающий ручей на ПК88+35,06. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 пересекает ручей Куччугуй-Танара-Уоттаах на ПК24+74,70.

Проектирование переходов через водные преграды осуществляются в соответствии с требованиями раздела 10.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Переходы промысловых трубопроводов через водные преграды приняты подземными. Переходы нефтегазопроводов через водные преграды выполняются траншейным (открытым) способом. Укрепление берегов пересекаемой водной преграды выполняется наброской камня.

Переходы через ручьи выполняются без устройства защитных футляров.

Согласно требований п.10.1.7 ГОСТ Р 55990-2014 заглубление трубопровода на переходах через водные преграды с учетом возможных деформаций русла составляет не менее 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва и не менее 1,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода.

Устойчивость нефтепровода против всплывания обеспечивается балластирующими устройствами. Расчет балластировки, выбор типа пригрузов, шаг их расстановки представлены в разделе 2, п.2.7.

Согласно таблице 4 ГОСТ Р 55990-2014, участки трубопроводов на переходах через водные преграды (ручьи), а также прибрежных участках по ГВВ 10%, с учетом примыкающих 25 м в обе стороны от ручья относятся к категории «С».

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.9.2.1 установка запорной арматуры на переходе через данные водные преграды не требуется.

Ведомость пересечений водных преград представлена в таблице 1.5.

**Таблица 1.5 – Ведомость пересечения с водными преградами**

ПК	Название водотока	$Q_P\%$ , м <sup>3</sup> /с, при P, % (расход воды)					УВВ, м БС, при P, % (уровень воды)					Отметка предельного размыва русла, м БС
		1	2	3	5	10	1	2	3	5	10	
<b>Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №7 до точки врезки</b>												
48+68.85	ручей Танара-Уоттаахтыр-Салаа	10,5	9,30	8,45	7,70	6,35	411,06	411,02	411,00	410,97	410,92	409,03
<b>Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 до точки врезки</b>												
54+13.87	ручей Улахан-Мохой	8,58	7,63	6,93	6,32	5,21	371,16	-	-	-	370,95	369,41
88+28.35	Ручей пересыхающий	-	-	-	-	-	462,63	-	-	-	462,59	462,41
<b>Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 до точки врезки</b>												
24+74.70	ручей Куччугуй-Танара-Уоттаах	17,9	15,9	14,4	13,2	10,9	382,41	382,37	382,35	382,32	382,28	379,78

#### 1.7.4.4.4 Опознавательные знаки

Проектируемые промышленные трубопроводы обозначаются опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли.

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

- владелец коммуникации;
- наименование трубопровода, диаметр, протяженность, рабочее давление и его назначение;
- пикет установки знака;
- номера телефонов с кодом доступа через междугородную связь.

Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- на углах поворота;
- на пересечениях трубопровода с существующими коммуникациями;
- в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м.

В соответствии с п. 4.1 правил охраны магистральных трубопроводов для проектируемых трубопроводов устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

#### 1.7.4.4.5 Прокладка трубопровода в сложных геологических условиях

Проектируемые промышленные трубопроводы от кустов скважин №№7, 8, 9 пересекают участки с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ), обводненные и заболоченные территории, сейсмичность, наличие карстовых явлений.

Перечисленные участки приняты в соответствии с п. 13 Задания на проектирование.

Предусматривается подземная прокладка нефтегазосборных трубопроводов на глубине не менее 0,8 метра до верхней образующей трубы в заводской теплогидроизоляции с использованием ММГ в качестве оснований по II принципу согласно СП 25.133330.2012. Выбор принципа прокладки выполнен в соответствии с требованием п.9.6.2. ГОСТ Р 55990-2014. Толщина заводской теплоизоляции 100 мм.

При прокладке трубопровода в сезонно-мерзлых и сезонно-мерзлых обводненных грунтах дно траншеи должно быть выровнено подсыпкой 0,2 м мягким грунтом.

При прокладке трубопровода на участках распространения непросадочных многолетнемерзлых (ММГ), скальных, полускальных гравийно-галечниковых, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями более 10%, дно траншеи должно быть выровнено подсыпкой 0,2 м мягким грунтом.

При прокладке трубопроводов в пучинистых, сильнопучинистых и чрезмернопучинистых грунтах предусмотреть углубление траншеи с выемкой сильнопучинистого грунта и подсыпкой слоем 0,5 м и присыпкой мягким грунтом (непучинистым, немерзлым, непросадочным) с размером твердых фракций в поперечном сечении до 5 мм, слоем 0,2 м от его верхней образующей трубопровода. После укладки трубопровода в проектное положение производится присыпка трубы и обратная засыпка грунтом из отвала до проектных отметок с устройством валика. Валик должен выравниваться и уплотняться. Высота валика должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

В качестве мягкого грунта подсыпки и присыпки применяется песок крупный, средней крупности, мелкий или пылеватый по ГОСТ 25100-2011, в котором частицы размером 2 мм и менее составляют по объему более 50%, а остальные частицы имеют размер не более 5 мм.

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



На участках с текучими грунтами, такими как глина, суглинок и супесь обратную засыпку траншеи производить непучинистым, нетекучим грунтом.

Для крепления дна балок, оврагов и береговых откосов, предусматривается укрепление георешетками или наброской камня.

Расчистку полосы строительства от леса и кустарника осуществляют с сохранением корневой системы, за исключением зоны расположения траншеи под трубопровод.

На стадии строительства и эксплуатации должна быть создана комплексная система мониторинга, обеспечивающая постоянный контроль как за техническим состоянием трубопровода, так и за экологической обстановкой на прилегающей к трассе территории.

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

На болотах и заболоченных участках при отсутствии проезда автотранспорта предусматривается подземная прокладка трубопровода с заглублением до верха трубы не менее 0,6 м.

Укладка трубопровода при переходе через болото, в зависимости от мощности торфяного слоя, осуществляется непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Участки трубопровода, прокладываемого по болотам или заболоченным землям, рассчитываются на устойчивость против всплытия. Балластировка трубопровода осуществляется утяжелителями УБО. Шаг расстановки утяжелителей приведен в таблице 2.9 в разделе 2, п.2.7 «Расчет балластировки трубопроводов» данной пояснительной записки.

В случае обнаружения в период строительства скопления бугров пучения по трассе, следует предусмотреть их обход.

При прокладке трубопровода на участках возможного проявления термокарста предусматривается обход этого участка.

В соответствии с требованиями СП 410.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ» перед началом строительных работ необходимо провести обследование трассы визуальным осмотром в натуре, инструментальными замерами для уточнения характера местности и мерзлотно-грунтово-геологических критериев, определить возможность применения местных грунтов для сооружения дорог, подсыпки траншей и присыпки трубопроводов, глубину оттаивания грунтов, залесенность, глубину и ширину зеркала воды на переходах.

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

При прокладке трубопровода на косогорах проектом предусматривается устройство срезок и подсыпок грунта с целью устройства рабочей полосы (полки). Срезка грунта на участках распространения ММГ не допускается. При поперечном уклоне поверхности земли более 8° выполняется полка.

Для предотвращения развития эрозии в траншеях на склонах с уклоном свыше 20% предусматривается устройство замков из слабофильтрующего грунта (противоэрозионных экранов), препятствующих течению воды вдоль траншеи и возникновению эрозионного выноса и противоэрозионная защита полосы отвода. Грунт для изготовления противоэрозионных экранов не должен содержать включений изо льда, снега, торфа, растительности.

После окончания строительства в пониженных местах должны быть предусмотрены водоотводные лотки. Размещение и количество водоотводных лотков уточнить по месту.

Профили нефтегазосборных трубопроводов приведены в Томе 2.2 Раздел 2 Проект полосы отвода.

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

- на переходах через автомобильные дороги предусматриваются защитные футляры и мероприятия, изложенные в п.1.7.4.4.1;
- на переходах через автодороги, коммуникации выполняются требования Технических условий, выданных владельцем коммуникаций;
- на пересечениях с водными преградами мероприятия изложенные в п.1.7.4.4.3;
- предпусковая приборная диагностика;
- в начале каждого трубопровода на выходе с куста предусмотрена запорная арматура с электроприводом для его автоматического отключения по падению/превышению давления до и/или после арматуры;
- 100% контроль сварных стыков на всех участках трубопроводов;
- проведение испытаний, количество этапов которых по участкам описано в п. 1.7.4.4.6.

Для предотвращения растепления ММГ по трассе трубопроводов, применяется термостабилизация грунта. Анализ геокриологических условий, расчеты и прогнозное моделирование температурного режима ММГ в основании свайных сооружений объекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» представлено в Томе 4.4.4.

#### **1.7.4.4.6 Испытания и очистка трубопроводов**

До ввода в эксплуатацию проектируемые промышленные трубопроводы от кустов скважин №№7, 8, 9 подвергаются очистке внутренней полости трубопровода от снега, льда, воды и загрязнений пропуском очистных поршней. Очистку трубопроводов проводят промывкой.

После очистки трубопровод подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность гидравлическим или пневматическим способом согласно требованиям раздела 13, п.13.1, 13. ГОСТ Р 55990-2014 и ТТР-01.02.04-13.

Гидравлическое испытание трубопроводов рекомендуется проводить в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха.

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов выполняются в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

На узлах приема СОД трубопроводы дренажа и продувки камер, которые не соединены непосредственно с промышленным трубопроводом и нужны для выполнения технологических операций, являются технологическими трубопроводами. Все работы по очистке полости технологических трубопроводов, испытанию на прочность и проверке на герметичность проводят согласно рекомендациям, приведенным:

- в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444, в разделах V.IV, V.V, V.VI, V.VII, V.VIII;
- в п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569-2013– для технологических трубопроводов на узлах СОД и дренажных трубопроводов.

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

Характеристика отдельных участков технологических трубопроводов площадок СОД, дренажных емкостей, объем контроля сварных соединений, величины давления испытаний представлены в таблице 1.7.

Для промышленного трубопровода максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

Для всех технологических трубопроводов, за исключением дренажных, максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

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

Для промысловых трубопроводов при определении давлений испытаний максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению. Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода.

После завершения СМР необходимо выполнить очистку внутренней полости трубопровода от снега, льда, воды и загрязнений. Очистку трубопроводов проводят промывкой. Работы производить согласно СП 411.1325800.2018.

После завершения очистки внутренней полости нефтегазосборного трубопровода предусмотреть пропуск скребка-калибр с калибровочным диском 85% от номинального диаметра трубопровода. Согласно п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на проектируемых трубопроводах предусмотрена предпусковая внутритрубная приборная диагностика для участков, относящихся к наиболее опасным (на пересечении с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями, водными преградами). Предпусковую приборную диагностику выполнить силами подрядной организации.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и согласованной с Заказчиком. Проектом предусмотрен гидравлический способ испытания трубопровода.

На период испытаний и удаления воды из трубопроводов после испытаний устанавливаются опасные зоны согласно таблице №1 и 2 приложения №7 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Для гидравлических испытаний:

- радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см<sup>2</sup> в обе стороны от оси трубопровода - 75 м;
- радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см<sup>2</sup> в обе стороны от оси трубопровода - 100 м;
- радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см<sup>2</sup> в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода – 900 м.

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0°С необходимо принять меры против замерзания воды согласно требованиям, п.13.6 ГОСТ Р 55990-2014 и обеспечить полное опорожнение трубопровода после испытаний. Опорожнение трубопровода после испытаний производится по закрытой системе в передвижную технику, исключая при этом попадание отработанной жидкости в окружающую среду.

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

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

В соответствии с п.19.8.5 СП 284.1325800.2016 сварные соединения трубопроводов, выполненные с применением электродуговой сварки, контролируют с применением визуального и радиографического методов контроля. Все 100% сварных соединений должны быть проконтролированы физическими методами.

Согласно п.108 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г. №534, по

завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение промыслового трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием ПТ. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

В соответствии с п.28.7 СП 284.1325800.2016 комплексное опробование осуществляется эксплуатационным персоналом Заказчика с участием инженерно-технических работников генерального подрядчика, проектных и субподрядных монтажных организаций, а также персонала предприятий - изготовителей оборудования. Объем и порядок выполнения работ по комплексному опробованию узлов и оборудования, количество необходимого эксплуатационного персонала, топливо-энергетических ресурсов, материалов, сырья определяются внутренними регламентами Заказчика. Комплексное опробование включает в себя пусконаладочные работы, выполняемые после производства индивидуальных испытаний и их приемки рабочей комиссией, связанные с комплексным опробованием всего трубопровода до приемки объекта в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

Схема проведения испытаний трубопроводов приведена в Томе 5 Раздел 5 «Проект организации строительства».

**Таблица 1.6 - Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний**

Наименование участков трубопроводов	P <sub>раб</sub> , МПа	Класс; категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность		
<b>Линейная часть нефтегазосборного трубопровода от КП-7 до т. врезки в трубопровод от КП-5</b>							
Нефтегазосборный трубопровод	4,0	II, С	100	I этап - одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	12	ГОСТ Р 55990-2014
Участок нефтегазосборного трубопровода, примыкающий к кусту скважин на расстоянии 150 м от обвалования	4,0	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0		6 12	ГОСТ Р 55990-2014
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги	4,0	II, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> =5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	6 12	ГОСТ Р 55990-2014
Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м и более в русловой части, с прилегающими к ним прибрежными участками длиной не менее 25 м каждый	4,0	II, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> =5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	6 12	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участков трубопроводов	P <sub>раб</sub> , МПа	Класс; категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		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	4,0	II, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	6 12	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечения с трубопроводами коммуникациями на длине 20 м в обе стороны от пересечения	4,0	II, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	6 12	ГОСТ Р 55990-2014
Прочие участки	4,0	II, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	12	ГОСТ Р 55990-2014
<b>Линейная часть нефтегазосборного трубопровода от КП-8 и КП-9 до точек врезки</b>							
Нефтегазосборный трубопровод	4,0	II, С	100	I этап - одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> =4,0	12	ГОСТ Р 55990-2014
Участок нефтегазосборного трубопровода, примыкающий к кусту скважин на расстоянии 150 м от обвалования	4,0	III, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0 II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0		6 12	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участков трубопроводов	P <sub>раб</sub> , МПа	Класс; категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		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	4,0	III, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 15,63  II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> = 4,0	6  12	ГОСТ Р 55990-2014
Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м и более в русловой части, с прилегающими к ним прибрежными участками длиной не менее 25 м каждый	4,0	III, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0  II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> = 4,0	6  12	ГОСТ Р 55990-2014
Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска/приема СОД и примыкающие к ним участки длиной по 250 м	4,0	III, С	100	I этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0  II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 5,0	P <sub>раб</sub> = 4,0	6  12	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участков трубопроводов	Р <sub>раб</sub> , МПа	Класс; категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность		
Прочие участки	4,0	Ш, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 Р <sub>раб</sub> = 5,0	Р <sub>раб</sub> = 4,0	12	ГОСТ Р 55990-2014
Примечания: 1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному. 2. 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.							

**Таблица 1.7 – Испытания и объем контроля сварных швов технологических трубопроводов площадок СОД, дренажных емкостей**

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Группа и категория трубопровода	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			Нормативный документ
				На прочность и плотность		На герметичность	
				гидравлическим способом	пневматическим способом		
Дренажные трубопроводы до задвижек камер СОД	$\frac{4,0}{4,0}$	Аб, I	20	1,43Р <sub>расч</sub> =5,72 – на прочность Р <sub>расч</sub> =4,0 – на плотность	1,43Р <sub>расч</sub> =9,01 – на прочность Р <sub>расч</sub> =4,0 – на плотность	Р <sub>раб</sub> = 4,0	ГОСТ 32569-2013
Дренажные трубопроводы после задвижки камеры приема СОД	$\frac{1,6}{0,05}$	Аб, II	10	1,43Р <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность Р <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,43Р <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность Р <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,6	ГОСТ 32569-2013
Трубопроводы откачки из дренажной емкости в передвижную технику	$\frac{1,6}{1,6}$	Аб, II	10	1,43Р <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность Р <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,43Р <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность Р <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,6	ГОСТ 32569-2013



Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Группа и категория трубопровода	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа			Нормативный документ
				На прочность и плотность		На герметичность	
				гидравлическим способом	пневматическим способом		
Трубопроводы на воздушники от дренажных емкостей	$\frac{0,05}{0,05}$	Ба, II	10	0,2	0,2	0,2	ГОСТ 32569-2013
Трубопроводы для продувки азотом камер запуска и приема СОД	$\frac{1,6}{0,05}$	B, V	10	1,43R <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность R <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,43R <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность R <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,6	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод пропарки дренажной емкости	$\frac{1,6}{0,05}$	B, V	1	1,43R <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность R <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,43R <sub>расч</sub> =2,29 – на прочность R <sub>расч</sub> =1,6 – на плотность	1,6	ГОСТ 32569-2013
Примечание – при испытаниях максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.							

### **1.7.5 Гидравлический расчет системы сбора газа**

Гидравлический расчет системы сбора газа представлен в текстовой части Тома 3.1 данного проекта.

### **1.8 Перечень мероприятий 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 оборудования с малой потребляемой мощностью;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности;
- применение процессов, не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала, высокий уровень автоматизации производственного процесса.

Мощность электроприводной арматуры на границе линейных трубопроводов принята с учетом вышеописанных требований.

Подробнее мероприятия по обеспечению энергетической эффективности приведены в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения».

### **1.9 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».

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

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

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

Постоянных рабочих мест на проектируемых объектах не требуется. Постоянные рабочие места для существующего обслуживающего персонала предусмотрены в существующей операторной, расположенной на площадке УПН Чайядинского НГКМ.

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

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

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

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

### **1.11 Перечень мероприятий, обеспечивающих требования по охране труда**

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – природного газа и газового конденсата, их токсичность.

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

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

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

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

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

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

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

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

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

Производство огневых работ осуществляется по наряду допуску на проведение огневых работ.

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

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

Места проведения огневых работ обеспечиваются необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

### **1.12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных 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 отчётных 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 Задаaniem на проектирование, требованиями Заказчика.

В проекте приняты решения по автоматическому прекращению подачи продукции с кустовой площадки №7 с помощью электроприводной арматуры К7-XV-001 на границе куста, с кустовой площадки №8 с помощью электроприводной арматуры К8-XV-001 на границе куста, с кустовой площадки №9 с помощью электроприводной арматуры К9-XV-001 на границе куста.

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

### **1.13 Описание проектных решений при реализации требований ФЗ «О транспортной безопасности»**

В соответствии с п. 5 ст. 1 Федерального закона №16-ФЗ от 09.02.2007 г. «О транспортной безопасности», проектируемые сооружения объекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» не относятся к объектам транспортной инфраструктуры.

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

### **1.14 Описание решений по оснащению ремонтного хозяйства, его оснащённость**

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

- защита технологического оборудования от превышения давления;
- защита системы транспорта газа от понижения температуры продукта
- наличие переносных устройств для контроля загазованности.

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

Данным проектом не предусмотрено проектирование ремонтных мастерских.

Техническое обслуживание и мелкий ремонт промышленного газопровода предусматривается выполнять силами обслуживающего персонала промысла по добыче газа непосредственно на месте. При этом персонал должен быть оснащен необходимым набором металлорежущего, сварочного и другого оборудования и полным набором приспособлений, оснастки, инструментов, приборов диагностики и контроля для проведения профилактических работ и быстрого устранения неисправностей.

Сложные работы по капитальному ремонту предусмотрено выполнять на специализированных предприятиях, в том числе силами выездных ремонтных бригад этих предприятий.

Ремонтный персонал должен быть оснащен необходимым количеством СИЗОД (противогазы и другие средства) соответствующих марок и типов.

Рабочие места при выполнении ремонтных работ должны соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям, а также требованиям СП 2.2.3670-20.

Контроль за своевременным проведением необходимого ремонта и поверки контрольных средств измерений является частью производственного контроля. Подробнее сведения о производственном контроле приведены в Томе 3.4 «Организация условий труда работников. Управление производством и предприятием».

### **1.15 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений на проектируемом объекте подразделяются на:

- неорганизованные;
- организованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорной арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок.

К организованным источникам выбросов относятся:

- продувочные свечи.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Томе 6 «Мероприятия по охране окружающей среды».

### **1.16 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу**

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений, в том числе:

- трубопроводы предусматриваются из сталей повышенной эксплуатационной надёжности;
- повышением надёжности трубопроводов и оборудования за счет комплекса мер: подбора труб и деталей, антикоррозионной защиты, испытаний;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности.

Проектными решениями предусмотрен контроль технологического процесса при помощи автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала.

### **1.17 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов**

Основным источником образования отходов в период эксплуатации газопровода является производство ремонтных работ.

При эксплуатации проектируемых сооружений будут формироваться следующие виды отходов:

- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании трубопровода.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 6 «Мероприятия по охране окружающей среды».

### **1.18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

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.

Снижение вероятности возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций из-за противоправных действий внешних и внутренних нарушителей, неумышленных действий персонала объектов, а также предотвращение хищений материальных ценностей является основной задачей современных систем безопасности.

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 нормативно-правовых документов:

- Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 21.07.11 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

Мероприятия по противодействию терроризму разработаны в соответствии с требованиями п. 14 статьи 48 «Градостроительного кодекса Российской Федерации» от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ.

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 технологических площадок линейной части (СОД, узлы подключения, УЗА), 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. Для исключения возможности перелазы через основное ограждение, предусматривается дополнительное верхнее ограждение, выполненное из плоского барьера

безопасности, диаметром 600 мм. Покрытие сварной секции выполнено методом горячего цинкования с последующим нанесением порошковой полимерной краски.

Для проезда техники на охраняемую территорию, в основном ограждении предусмотрены распашные ворота, которые открываются только во время приезда обслуживающего персонала, строительной техники и ремонтных бригад.

Заполнение полотна ворот предусмотрено из сварной панели. Ворота, шириной не менее 4,5 м, усилены сверху плоским спиральным барьером из армированной колючей ленты.

Для прохода персонала на охраняемую территорию, в основном ограждении предусмотрены калитки. Заполнение полотна калитки предусмотрено из сварной панели. Калитки усилены сверху плоским спиральным барьером из армированной колючей ленты.

На внешней стороне ограждения, предусмотрены предупредительные знаки с надписью «Внимание! Охраняемая территория». Предупредительные знаки устанавливаются на расстоянии не более 50 м, но не менее одного знака на сторону.

На внешней стороне ворот предусмотрены предупредительные знаки с надписью «Запретная зона! Проезд закрыт».

На внешней стороне калиток предусмотрены предупредительные знаки с надписью «Запретная зона! Проход запрещен».

Проход на территорию технологических площадок возможен только по письменному разрешению представителей организации-владельца объекта и с обязательным уведомлением представителей охраны объекта.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- опознавательные знаки закрепления трассы трубопроводов на местности с указанием глубины заложения и расстояния охранной зоны от оси трубопровода;
- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на проектируемых объектах и сооружениях являются:

- ежедневные обходы и осмотр территории на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

Подробнее сведения о контроле по противодействию террористическим актам приведены в Томе 10.3 «Перечень мероприятий по противодействию терроризму».

### **1.19 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента**

Все технические решения при проектировании промышленных трубопроводов приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

Технологический регламент по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.



## **1.20 Обеспечение безопасной эксплуатации линейных трубопроводов, определение периодичности осмотров, контроля, ревизий, обследований**

Согласно требованию п.88 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30 ноября 2017 года №515, периодичность и объемы проведения ревизии трубопроводов устанавливаются документацией эксплуатирующей организации в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.

При этом первая ревизия вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов должна быть проведена не позже чем через один год после начала эксплуатации.

Согласно требованию, п.117 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» периодические испытания трубопроводов на прочность и герметичность должны проводиться:

- для оценки технического состояния трубопровода, на котором отсутствует или ограничена возможность применения методов неразрушающего контроля с периодичностью проведения ревизий после аварий;

- после замены участка трубопровода при капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении.

Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

При обходах, объездах и облетах должны соблюдаться соответствующие правила безопасности.

Трубопроводы должны подвергаться, контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Периодичность диагностики устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопровода.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

## **2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия**

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

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

### **2.2 Общие положения**

#### **2.2.1 Промысловые трубопроводы**

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

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 40 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04.01-01 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве напорных нефтепроводов. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» М-01.06.06-05 «Методические указания по качеству трубной продукции, проектированию и строительству промысловых трубопроводов Компании в целях обеспечения их целостности»;

- 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»;
- 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 1,27% мольных в газе. Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как среднеагрессивная. На основании анализа результатов коррозионного мониторинга на кустах (письмо ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» №11/1.2/006030 от 01.06.2023) для расчета толщин стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,05 мм/год.

Защита от внутренней коррозии осуществляется с помощью подачи реагентов и ингибиторов коррозии в эксплуатационные трубопроводы. Контроль внутренней коррозии осуществляется с помощью узлов замеров коррозии. Ингибиторная защита и система мониторинга коррозии выполняются согласно указаний методических документов М-01.02.04-03 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов». Также для повышения стойкости к внутренней коррозии нефтегазосборные трубопроводы выполняются из сталей повышенной коррозионной стойкости.

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

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД, а также с учетом требований к техническим решениям согласно разделу 7 и таблице 4 ТТР-01.02-01 для проектирования трубопроводов приняты:

- трубы из стали повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для трубопроводов DN25, трубы из хладостойкой стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и ТТТ 01.02.04-01, М-01.06.06-05 изготовленных из стали того же класса прочности.

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

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

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

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ТТР 01.02.04-04, ТТТ 01.02.04-01, трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 40 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

#### **2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы**

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

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

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 по ближайшей большей толщине, указанной в каталоге.

Для трубопроводов  $DN \leq 25$  применять отводы гнутые, со средним радиусомгиба не менее  $5DN$ , выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

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

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

Для трубопроводов с давлением до 4,0 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.

### 2.4.3 Крепежные детали

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

### 2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015 ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 19,6 Дж/см<sup>2</sup>. 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 крепежными 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).

## 2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

### 2.5.1 Исходные данные

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

**Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов**

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
<b><u>Куст скважин №7</u></b>						
25	С	Промысловый трубопровод от камеры запуска СОД до т.вр.	4,0	-10...+5	-	1,27
300						

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
<b><u>Куст скважин №9</u></b>						
25	С	Промысловый трубопровод от камеры запуска СОД до т.вр.	4,0	-10...+5	-	1,27
300						
<b><u>Куст скважин №8</u></b>						
25	С	Промысловый трубопровод от камеры запуска СОД до т.вр.	4,0	-10...+5	-	1,27
250						

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

**Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа
Группа 4 (Ст 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
09Г2С	K48	265	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  $\gamma_{fp} = 1,15$  – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014);  
 $P$  – расчётное 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  $\sigma_y$  – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

$\sigma_u$  – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

$\gamma_d$  – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{mu}$  – 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 промышленных трубопроводов приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промышленных трубопроводов**

Трубопровод		P, МПа	$\gamma_d$ ,	R <sub>y</sub> , МПа	R <sub>u</sub> , МПа	Толщина стенки, мм			
D, мм	Категория					t <sub>y</sub>	t <sub>u</sub>	Номинальная	Принятая
32	C	4,0	0,767	160,68	234,08	0,46	0,31	3,00	3,5
273	C	4,0	0,767	225,55	254,01	2,78	2,47	6,00	8
325	C	4,0	0,767	225,55	254,01	3,31	2,94	6,00	8

Примечание – Толщина стенки принята с учетом увеличения толщины стенки на припуск на коррозию 1,0 мм при средней скорости коррозии до 0,05 мм/год (На основании анализа результатов коррозионного мониторинга на кустах (письмо ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» №11/1.2/006030 от 01.06.2023))

### 2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки промышленных трубопроводов должна быть не менее расчётной толщины стенки по ГОСТ Р 55990-2014.

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

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

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

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

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

$V_{кор}$  – расчетная скорость коррозии, принятая равной для 0,05 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов**

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	$\delta_{отбр}$ , мм	W, лет
273	8	4,0	372	510	4,00	60
325	8	4,0	372	510	4,00	60

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет.

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

### 2.5.4 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.5. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

**Таблица 2.5 - Материальное исполнение и сортамент промышленных трубопроводов**

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
<b><u>Куст скважин №7</u></b>						
Промысловый трубопровод от камеры запуска СОД до т.вр.	25	4,0	-10...+5	С	32×3,5	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01
<b><u>Куст скважин №9</u></b>						
Промысловый трубопровод от камеры запуска СОД до т.вр.	25	4,0	-10...+5	С	32×3,5	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01



Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
<b>Куст скважин №8</b>						
Промысловый трубопровод от камеры запуска СОД до т.вр.	25	4,0	-10...+5	С	32×3,5	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78
	250				273×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01

### 2.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах открытым способом, представлен в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	D × s, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
250 (трубопровод в теплоизоляции 100 мм)	720×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой стали по ГОСТ 10704-91 с заводским наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена типа ЗПЭ-С по ГОСТ 31448-2012
300 (трубопровод в теплоизоляции 100 мм)	820×12	

### 2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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

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

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

- $n_{bal} = 0,9$  для железобетонных пригрузов
- $n_{bal} = 0,8$  для пригрузов заполненных грунтом.

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

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

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

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

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

–  $\gamma_{bal}$  – плотность материала пригрузов,

– для бетона  $\gamma_{bal} = 2300$  кг/м<sup>3</sup>;

– для грунта  $\gamma_{bal} = 1400$  кг/м<sup>3</sup>.

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

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

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

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

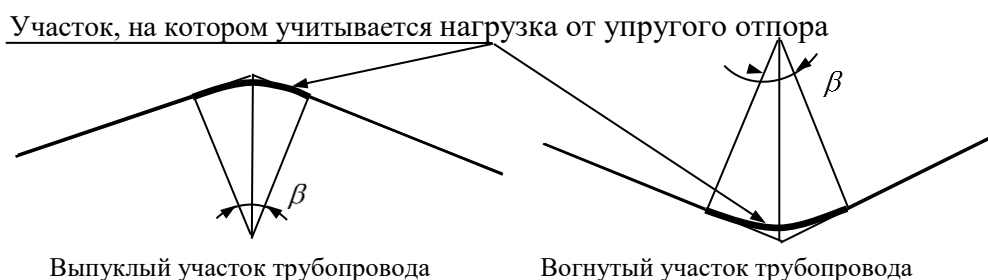
$I$  – момент инерции сечения трубопровода, см<sup>4</sup>;

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см. При проектировании данных трубопроводов радиус упругого изгиба составляет для трубопровода 273x8 не менее 250 метров, для трубопровода 325x8 не менее 300 метров.

$\beta$  – угол поворота оси трубопровода, рад.

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

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



**Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор**

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.7.

**Таблица 2.7 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей**

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м <sup>3</sup>	Масса груза на воздухе, кг
УБО-530 ТУ 102-300-81	Бетон	1,0	-	834
УБО-720 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	3378
ПКБУ-530 ТУ 2297-006-01297858-04	Грунт	1,5	3,5	4900
ПКБУ-720 ТУ 2297-006-01297858-04	Грунт	1,5	4,0	5600
ПКБУ-820 ТУ 2297-006-01297858-04	Грунт	1,5	4,6	6440

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

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

где  $Q^H$  – вес груза на воздухе, Н.

Расчитанные шаги  $L$  приведены в таблице 2.8.

**Таблица 2.8 – Шаг расстановки утяжелителей**

Трубопровод	Тип пригруза	$L$ , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
273×8	УБО-530 ТУ 102-300-81	1,1	2,1	3,1
	ПКБУ-530 ТУ 2297-006-01297858-04	2,7	5,2	7,6
325×8	УБО-720 ТУ 102-300-81	4,2	7,6	10,2
	ПКБУ-720 ТУ 2297-006-01297858-04	2,8	5,1	6,9
720×10 (футляр)	УБО-720 ТУ 102-300-81	–	–	6,3
	ПКБУ-720 ТУ 2297-006-01297858-04	–	–	4,2
820×12 (футляр)	УБО-820 ТУ 102-300-81	–	–	5,0
	ПКБУ-820 ТУ 2297-006-01297858-04	–	–	3,9

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

– для сварки труб из 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/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV<sub>10</sub> 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 Анतिकоррозионные покрытия**

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

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

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 4 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по обустройству Чаяндинского НГКМ, разработан на основании Задания на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9». Целью работы определены необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.4.1.

### 4.1 Нормативные ссылки

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

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

### 4.2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

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

**Коррозия** – разрушение материала трубопровода под воздействием окружающей среды.

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

### 4.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

### 4.4 Общие данные

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

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

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

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

#### **4.5 Критерии защиты от коррозии**

По результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012, СП 22.13330.2016, СП 25.13330.2012, ГОСТ 25100-201 в разрезе выделены 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Согласно СП 28 13330 2017, таблица X.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод - слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

В соответствии с ведомостью (Приложение Я ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ.01.01.03-ТЧ-004) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 130 до 2300 Ом·м. Коррозионная агрессивность грунтов преимущественно низкая.

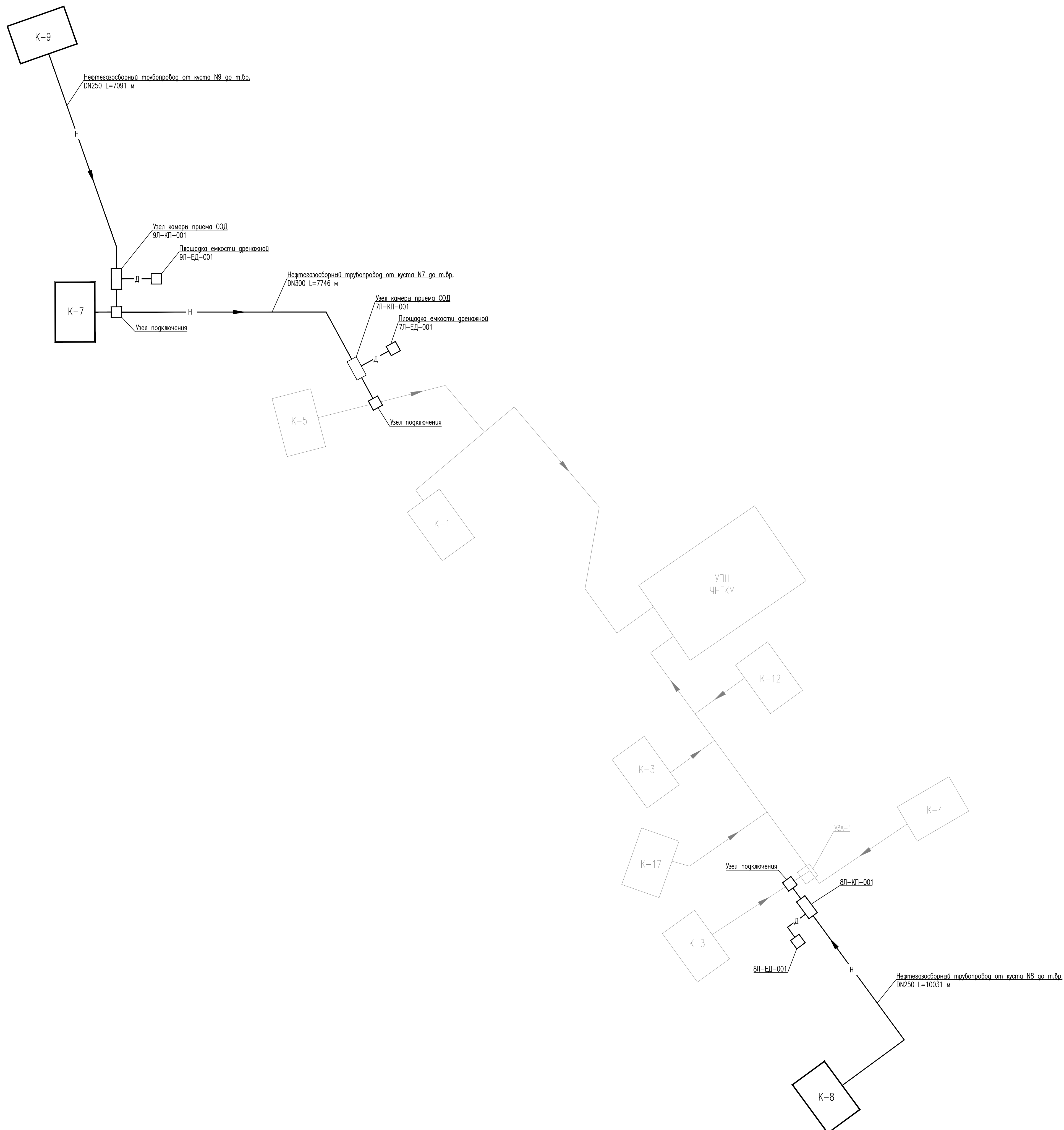
На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (Приложение АА ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ.01.03-ТЧ-005)

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

#### **4.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода**

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






УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
—Н—	Нефтегазосборный трубопровод с расчетным давлением 4,0 МПа
—Д—	Дренажный трубопровод с расчетным давлением 0,05 МПа

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
7Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN300 PN40	
8Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN40	
9Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN40	
7Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> =0,05 МПа	
8Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> =0,05 МПа	
9Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> =0,05 МПа	

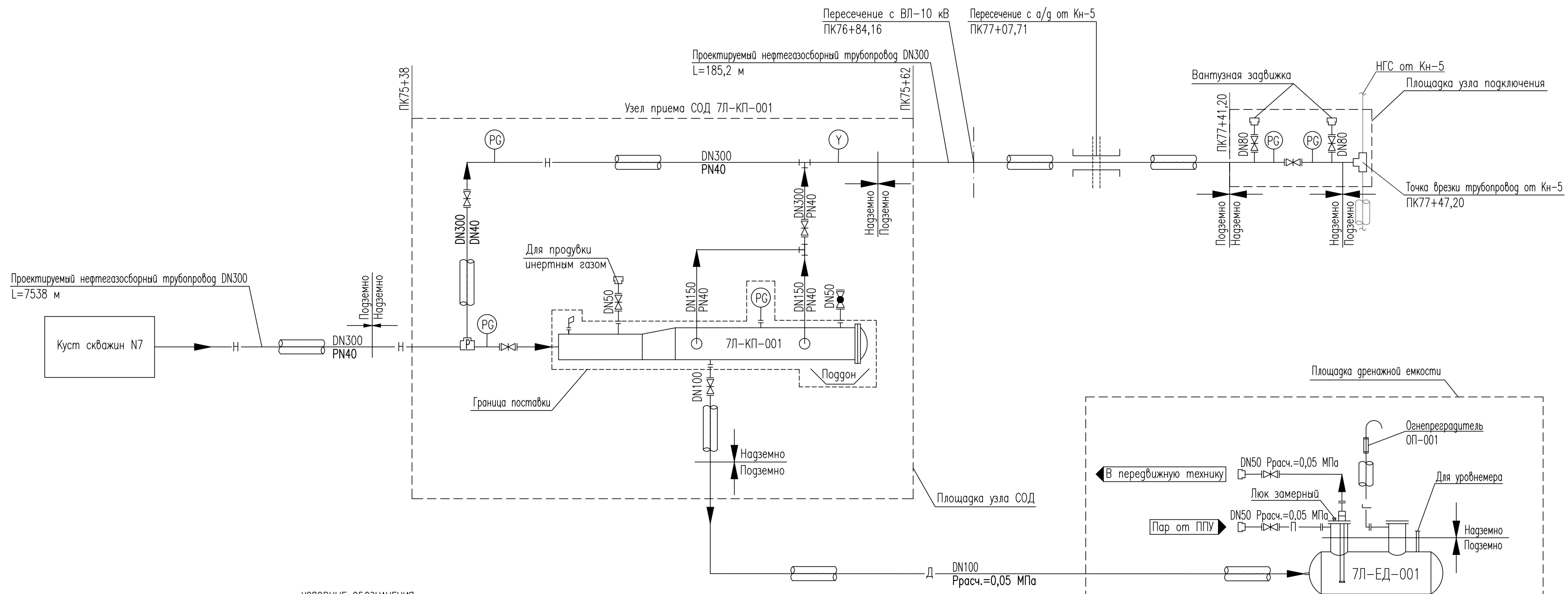
- Основными линиями показаны трубопроводы и сооружения проектируемые в данном проекте, тонкими – не вошедшие в проект.
- Все трубопроводы прокладываются подземно, в теплоизоляции.
- Подробные схемы сбора продукции от скважин кустов N7, N8, N9 приведены на листах ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002...004.

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-001					
Обустройство Чаиндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Маршак				19.04.24
Проверил	Жаршик				19.04.24
Гл.спец.	Липатов				19.04.24
Н.контр.	Полыкашина				19.04.24
ГИП	Ерофеева				19.04.24
Схема сбора Чаиндинского месторождения					

Создано	
Согласовано	
Проверено	
Исполнено	
Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
7Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN300 PN40	
7Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м <sup>3</sup> P <sub>расч.</sub> =0,05 МПа	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— Н —	Нефтегазосборный трубопровод
— П —	Трубопровод подачи пара для пропарки
— Д —	Дренажный трубопровод
— Г —	Трубопровод сброса газа
— (with insulation symbol) —	Трубопровод в теплоизоляции

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Обозначение	Наименование
□	Огнепреградитель
⌘	Задвижка штурвальная фланцевая с ручным прибором
⊙	Кран шаровый фланцевый
⊕	Штуцер с ответным фланцем
□	Быстроразъемное соединение
▭	Емкость дренажная
⊞	Тройник с решеткой
⊙	Узел контроля скорости коррозии (гравиметрический метод)
⊙	Манометр
⊞	Тройник

1. Манометр показывающий, механический сигнализатор прохождения очистного устройства, поставляются комплектно с камерой приема СОД.

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002					
Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погп.	Дата
Разраб.	Маршак				19.04.24
Проверил	Жорник				19.04.24
Гл. спец.	Липатов				19.04.24
Н.контр.	Поликашина				19.04.24
ГИП	Ерофеева				19.04.24

Стация	Лист	Листов
П		1

Схема технологическая принципиальная проектируемого нефтегазосборного трубопровода к.7 - т.бр. к.7

Согласовано

19.04.24

Зарякина

Согласовано

ОАО СГП

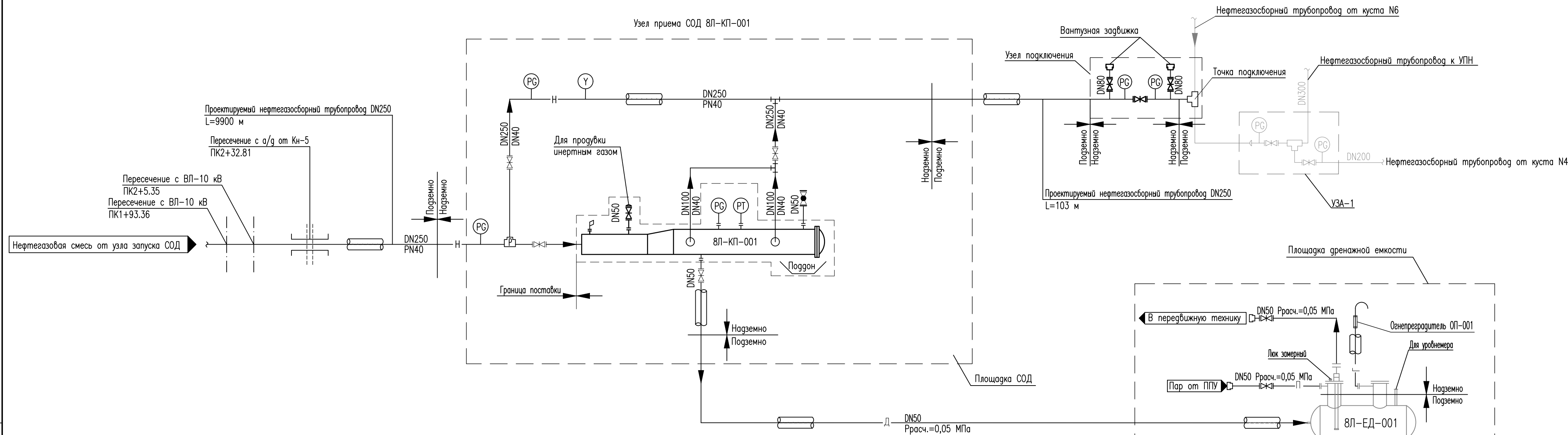
Взам. инв. N

Погр. и дата

Инф. N подл.

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
8Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN40	
8Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м <sup>3</sup> P <sub>расч.</sub> =0,05 МПа	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— Н —	Нефтегазосборный трубопровод
— П —	Трубопровод подачи пара для пропарки
— Д —	Дренажный трубопровод
— Г —	Трубопровод сброса газа
— [теплоизоляция] —	Трубопровод в теплоизоляции

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Обозначение	Наименование
[Огнепреградитель]	Огнепреградитель
[Задвижка]	Задвижка штурвальная фланцевая с ручным приводом
[Обратный клапан]	Обратный клапан фланцевый
[Кран]	Кран шаровый фланцевый
[Штуцер]	Штуцер с ответным фланцем
[Быстроразъемное соединение]	Быстроразъемное соединение
[Емкость]	Емкость дренажная в теплоизоляции
[Тройник с решеткой]	Тройник с решеткой
[Узел контроля скорости коррозии]	Узел контроля скорости коррозии (гравиметрический метод)
[Датчик давления]	Датчик давления
[Манометр]	Манометр
[Тройник]	Тройник
[Заглушка эллиптическая]	Заглушка эллиптическая

- Манометр показывающий, датчик давления, механический сигнализатор прохождения очистного устройства, трубопровод продувки инертным газом поставляются комплектно с камерой приема СОД.
- Площадка УЗА-1 предусмотрена в проекте шифр 8899-ГПН31904-ГПНГ-ТСС, лист 140012

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003

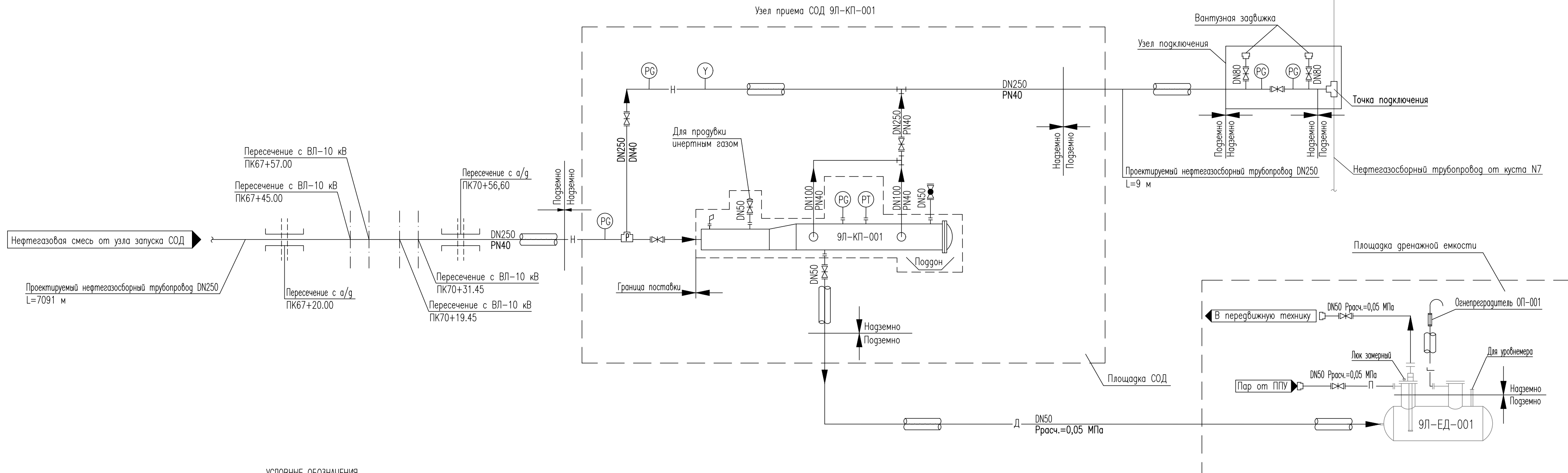
Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Маршак				19.04.24	П		1
Проверил	Жорник				19.04.24			
Гл. спец.	Липатов				19.04.24			
Н. контр.	Поликашина				19.04.24	Схема технологическая принципиальная проектируемого нефтегазосборного трубопровода к.8 - т.бр. к.8		
ГИП	Ерофеева				19.04.24			

Инф. N подг. | Подп. и дата | Взам. инф. N | Зарякина | Согласовано | 19.04.24 | ОАСУП

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
9Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN40	
9Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м³ P <sub>расч.</sub> =0,07 МПа	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— Н —	Нефтегазосборный трубопровод
— П —	Трубопровод подачи пара для пропарки
— Д —	Дренажный трубопровод
— Г —	Трубопровод сброса газа
	Трубопровод в теплоизоляции
	Трубопровод в теплоизоляции с электрообогревом

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Обозначение	Наименование
	Огнепреградитель
	Задвижка штурвальная фланцевая с ручным прибором
	Обратный клапан фланцевый
	Кран шаровый фланцевый
	Штуцер с ответным фланцем
	Быстроразъемное соединение
	Емкость дренажная
	Тройник с решеткой
	Узел контроля скорости коррозии (гравиметрический метод)
	Датчик давления
	Манометр
	Тройник

1. Манометр показывающий, датчик давления, механический сигнализатор прохождения очистного устройства, трубопровод продувки инертным газом поставляются комплектно с камерой приема СОД.

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-004					
Обустройство Чаюдинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Разраб.	Маршак				19.04.24
Проверил	Жорник				19.04.24
Гл.спец.	Липатов				19.04.24
Н.контр.	Поликашина				19.04.24
ГИП	Ерофеева				19.04.24

Статус	Лист	Листов
П		1

Схема технологическая принципиальная проектируемого нефтегазосборного трубопровода к.9 - т.вр. к.9

Согласовано

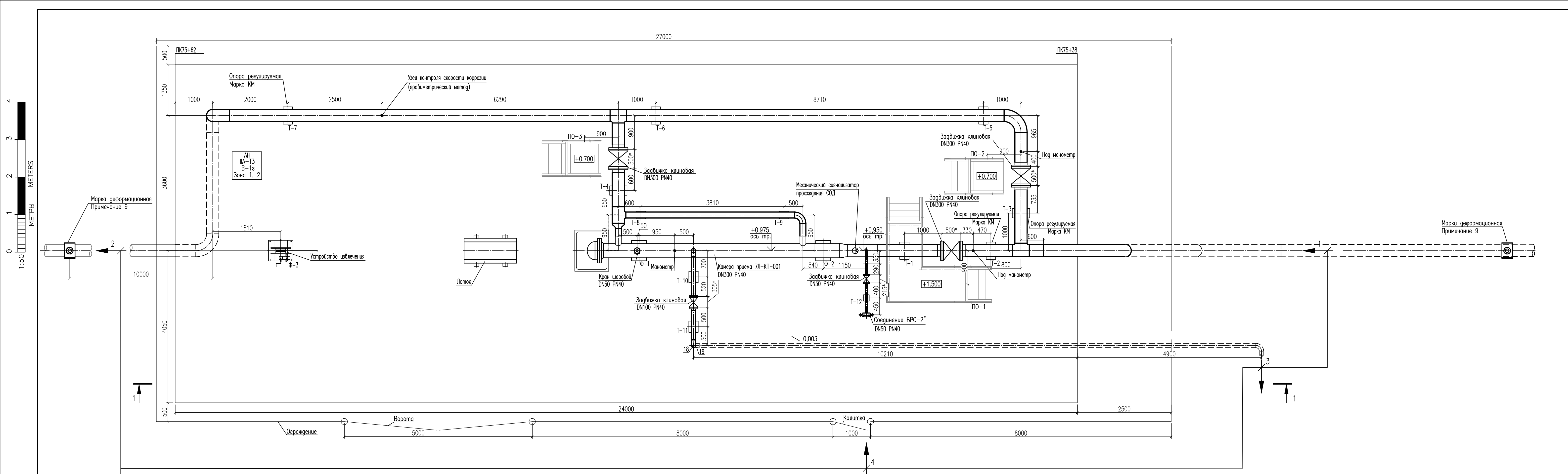
Согласовано

Взам. инб. N

Подп. и дата

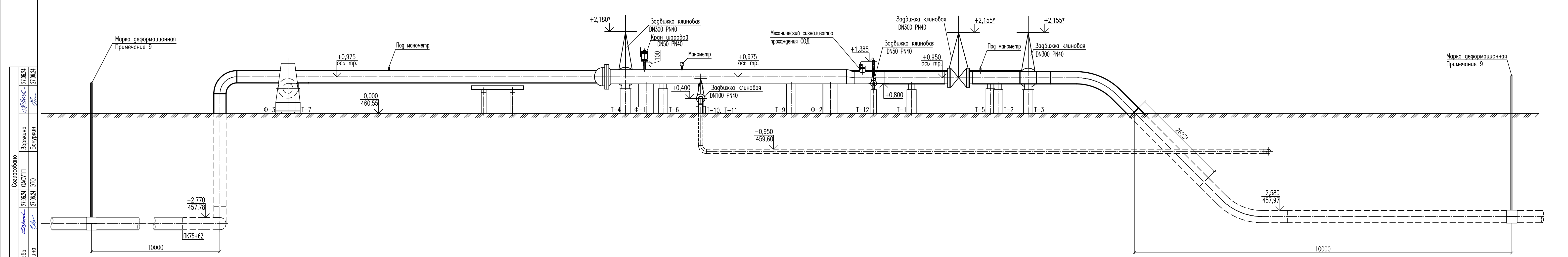
Инб. N подл.





- 1 #325x8 Нефтегазоборный трубопровод от КП7
- 2 #325x8 Нефтегазоборный трубопровод от узла подключения
- 3 #114x6 Дренажный трубопровод от узла приема в емкость ЕД-001
- 4 #57x5 Трубопровод подачи пара от ППУ

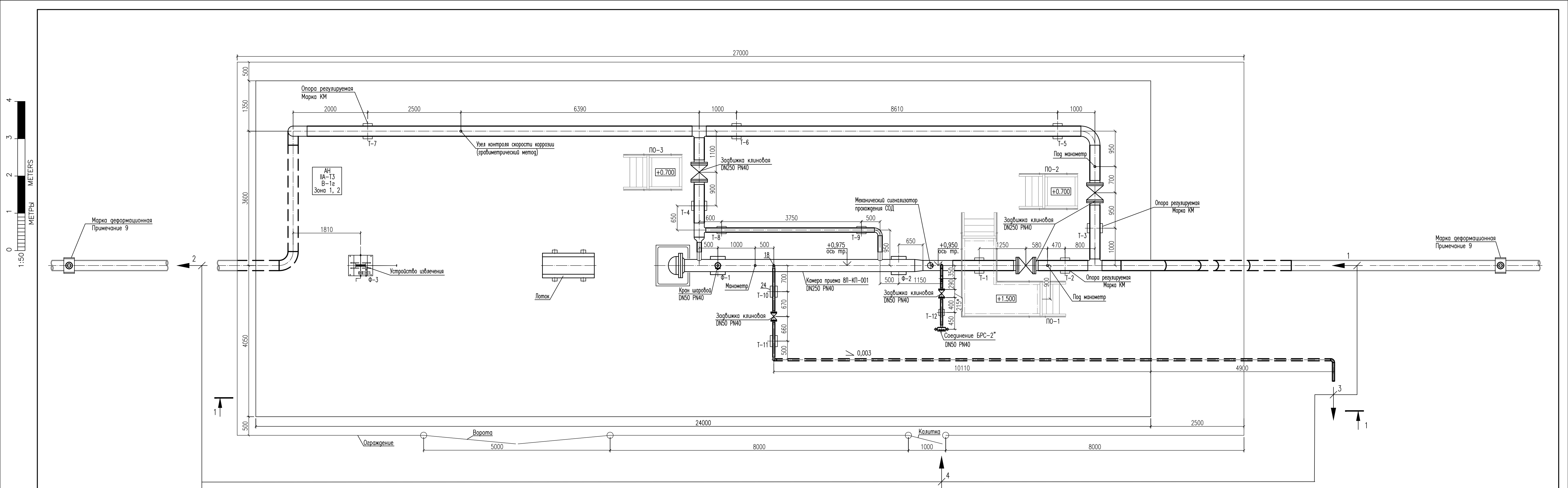
1-1



1. Схема технологическая принципиальная системы сбора от К-7 приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Ограждение площадки приведено на чертежах марки ГП.
4. Камера приема, наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
5. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
6. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
7. Отметки подмычек трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
8. \*Уточнить при монтаже.
9. Подземные деформационные марки предусмотрены в томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

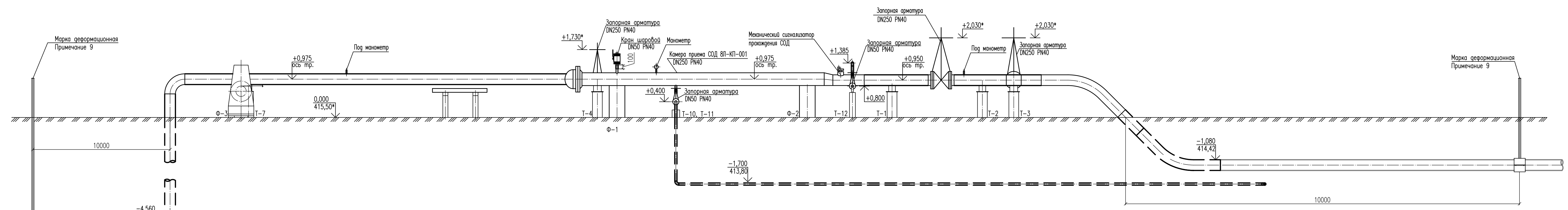
Составлено	Составлено	Составлено	Составлено
27.06.24	27.06.24	27.06.24	27.06.24
Сухарева	Шульгина	Сухарева	Шульгина
Сухарева	Шульгина	Сухарева	Шульгина
Сухарева	Шульгина	Сухарева	Шульгина
Сухарева	Шульгина	Сухарева	Шульгина

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-005			
Обустройство Чаюндского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9			
1	Зам.	6666-24	27.06.24
Изм.	Кор.уч.	Лист	№рек. Погр. Дата
Разраб.	Маршак	27.06.24	
Проверил	Жарник	27.06.24	
Гл.спец.	Липатов	27.06.24	
Н.контр.	Полякишина	27.06.24	
ГИП	Ерофеева	27.06.24	
Статус	Лист	Листов	
П		1	
Площадка узла приема СОД DN300 PN40 от К-7. План. Разрез 1-1			
ГИПРОВСТОКНЕФТ			



- 1 - Ø273x8 Нефтегазоборный трубопровод от КП7
- 2 - Ø273x8 Нефтегазоборный трубопровод до узла подключения
- 3 - Ø114x6 Дренажный трубопровод от узла приема в емкость ЕД-001
- 4 - Ø57x6 Трубопровод подачи пара от ППУ

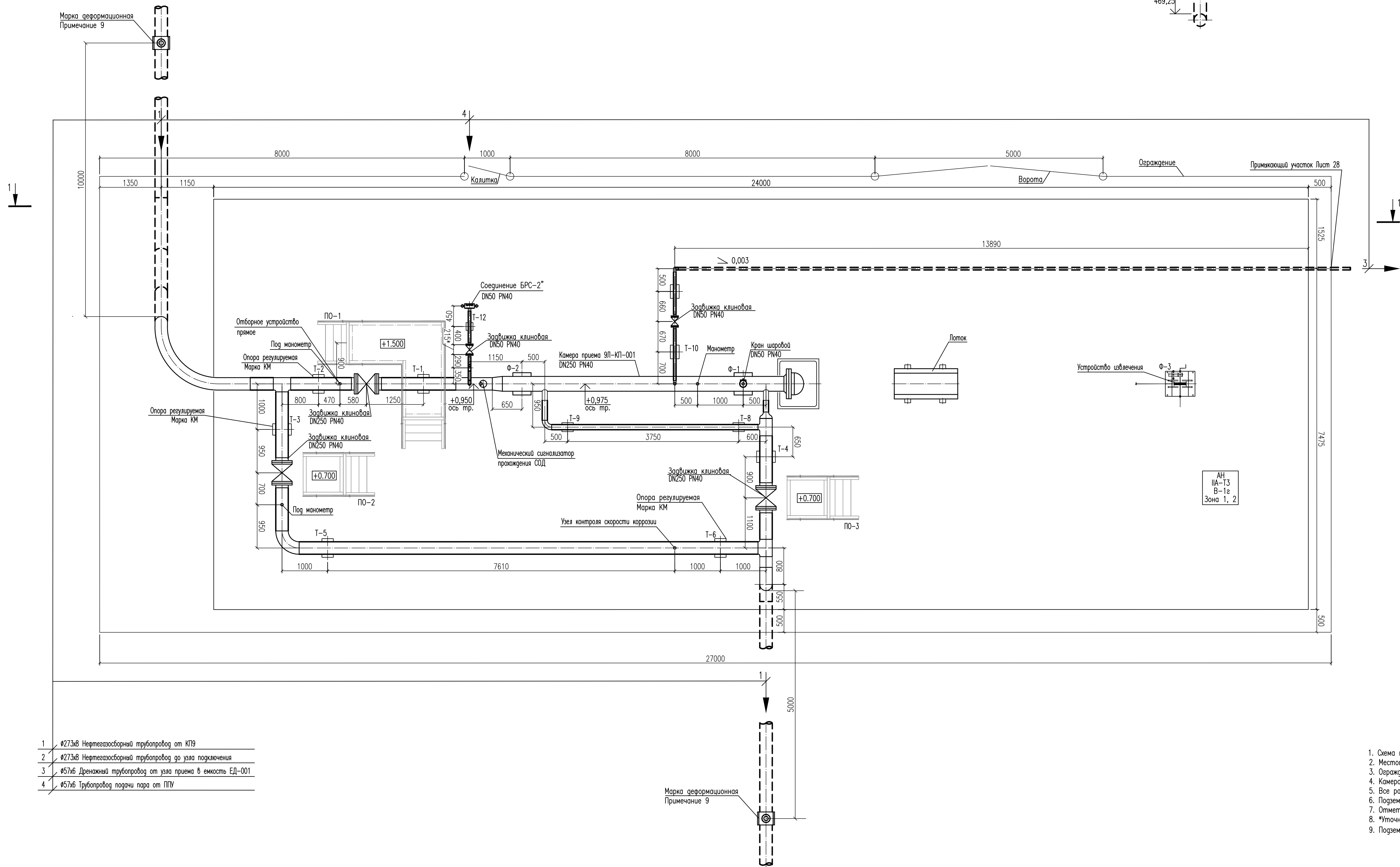
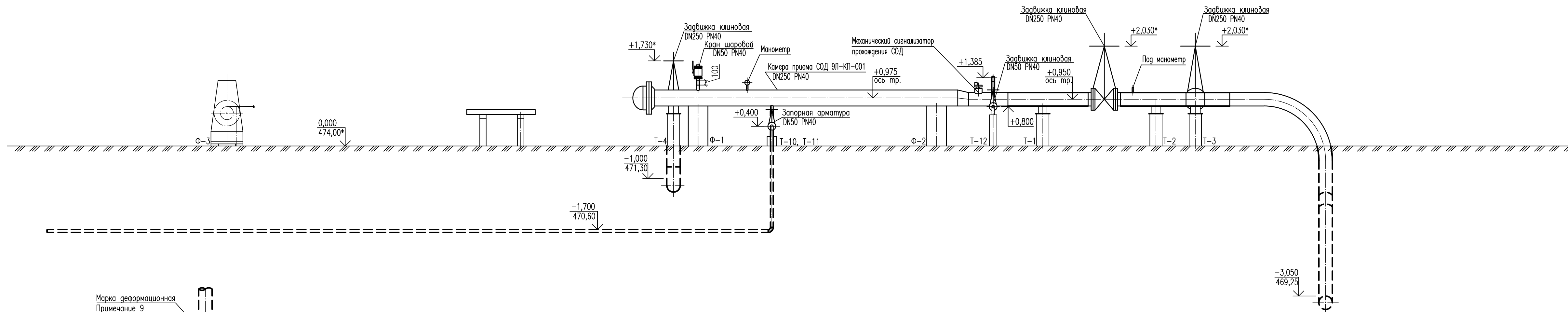
1-1



1. Схема технологическая принципиальная системы сбора от К-8 приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Ограждение площадки приведено на чертежах марки ГП.
4. Камера приема, нарезные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
5. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
6. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
7. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
8. \*Уточнить при монтаже.
9. Поверхные деформационные марки предусмотрены в Томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

Составлено	27.06.24	Зарякина	27.06.24
Проверено	27.06.24	Белкина	27.06.24
Составлено	27.06.24	Сухарева	27.06.24
Проверено	27.06.24	Шульгина	27.06.24
Мик. N поз.	01	СО	
Лист	1	из	1
Дата	27.06.24		

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-006			
Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9			
Изм.	Зам.	6666-24	27.06.24
Корр.	Лист	№рек.	Попр.
Разраб.	Маршак	27.06.24	
Проверил	Жарник	27.06.24	
Гл.спец.	Липатов	27.06.24	
Н.контр.	Полякина	27.06.24	
ГИП	Ерофеева	27.06.24	
Статус	Лист	Листов	
П		1	
Площадка узла приема СОД DN250 PN40 от К-8. План. Разрез 1-1			
Формат А1 Файл ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-006_1.dwg			



- 1 #273к6 Нертегазостойный трубопровод от КП9
- 2 #273к6 Нертегазостойный трубопровод до узла подключения
- 3 #57к6 Дренажный трубопровод от узла приема в емкость ЕД-001
- 4 #57к6 Трубопровод подачи пара от ППУ

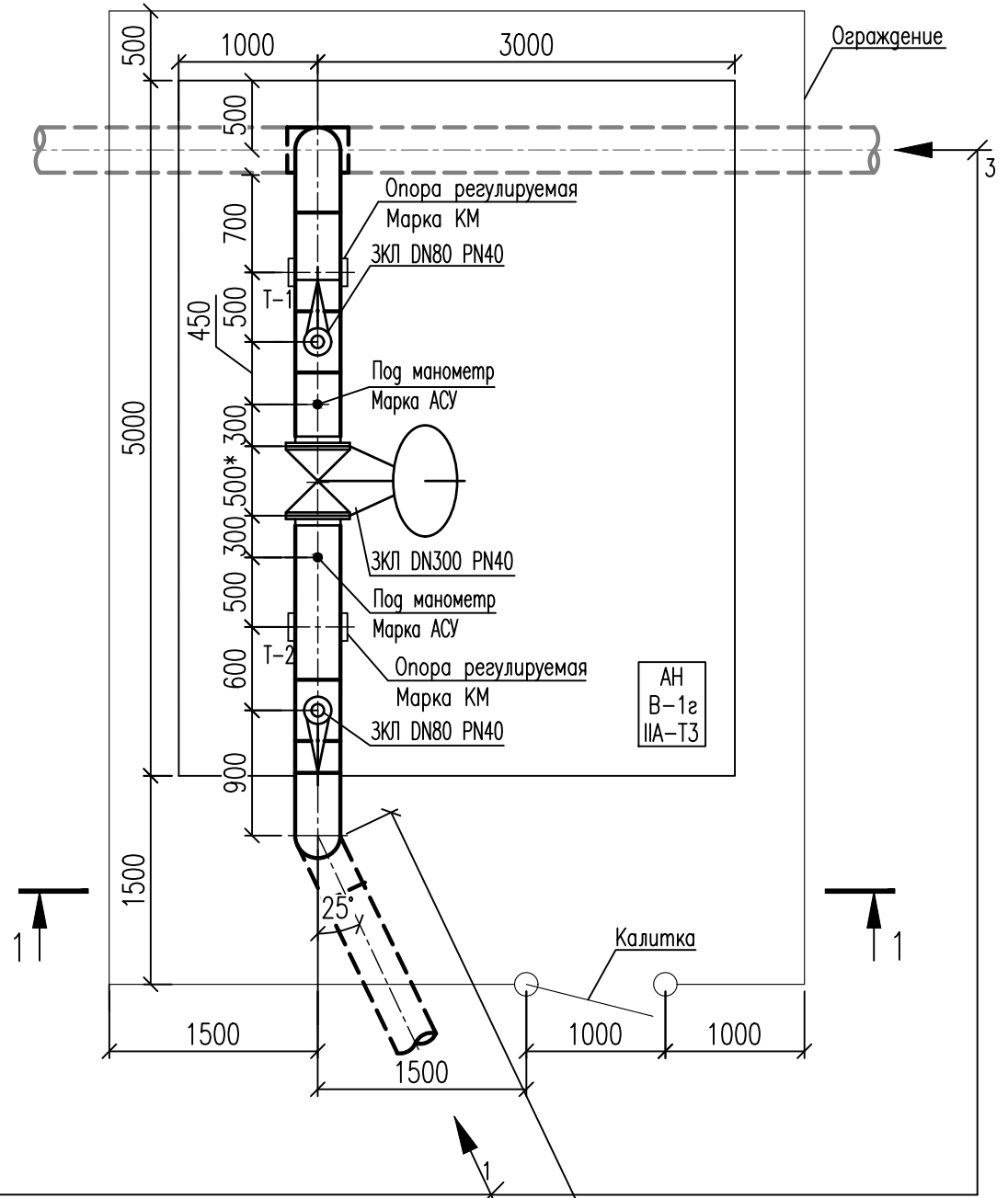
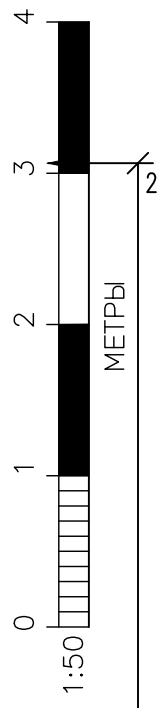
1. Схема технологическая принципиальная системы сбора от К-9 приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-004.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Ограждение площадки приведено на чертежах марки ГП.
4. Камера приема, наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
5. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
6. Наземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
7. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
8. \*Уточнить при монтаже.
9. Подземные деформационные марки предусмотрены в Томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

Составлено	Составлено	Составлено	Составлено
Составил	Составил	Составил	Составил
Проверил	Проверил	Проверил	Проверил
Инж. Н. позд.	Инж. Н. позд.	Инж. Н. позд.	Инж. Н. позд.
Подп. и дата	Подп. и дата	Подп. и дата	Подп. и дата
Изм.	Изм.	Изм.	Изм.
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №

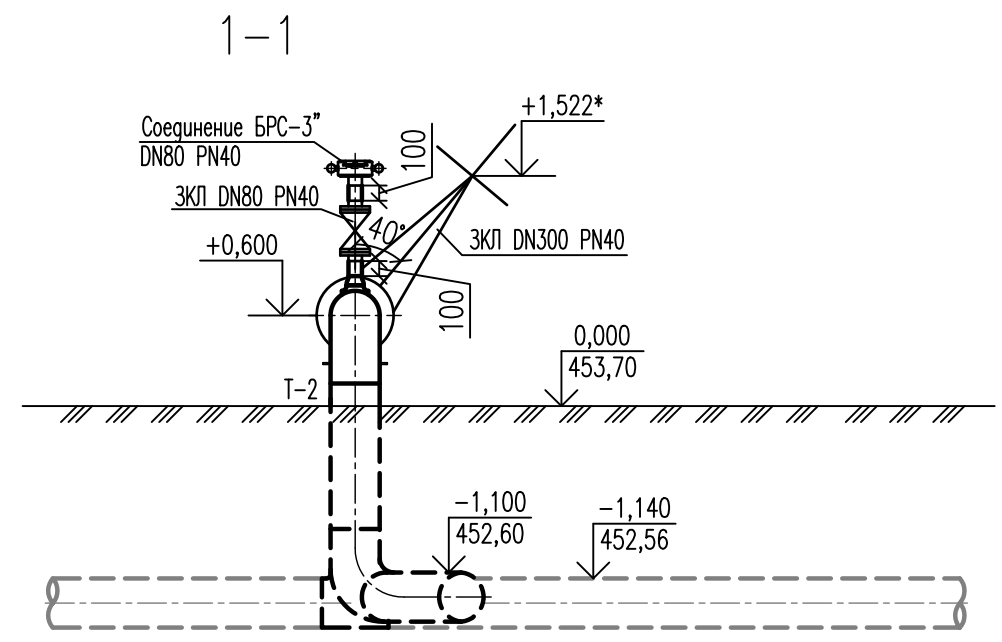
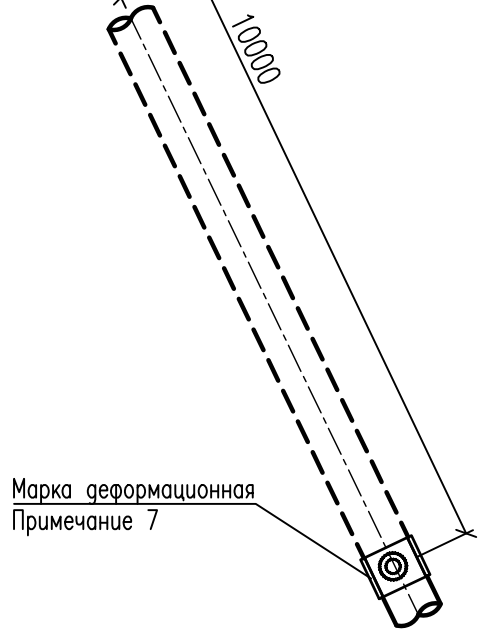
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-007			
Обустройство Чаинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9			
Изм.	Зам.	Н.позд.	Дата
1			27.06.24
Разработ.	Маршак		27.06.24
Проверил	Жарник		27.06.24
Гл.спец.	Липатов		27.06.24
Н.контр.	Полякина		27.06.24
ГИП	Ерофеева		27.06.24
Статус	Лист	Листов	
П		1	
Площадка узла приема СО2 DN250 PN40 от К-9. План. Разрез 1-1			
Формат А1 Файл ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-007_1.dwg			



Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	Согласовано
			Сухарева 27.06.24	Зорькина 27.06.24
			Бачуркин 27.06.24	Шульгина 27.06.24
			ОГ и Д	ОАСУ ПП
			ЭТО	СО



- 1  $\phi 325 \times 8$  Нефтегазосборный трубопровод от КП7
- 2  $\phi 325 \times 8$  Нефтегазосборный трубопровод до УПН
- 3  $\phi 325 \times 8$  Нефтегазосборный трубопровод от КП5



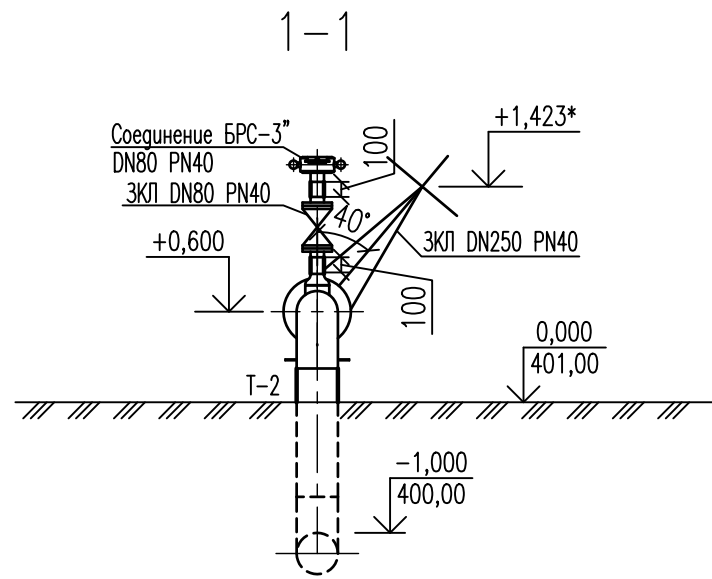
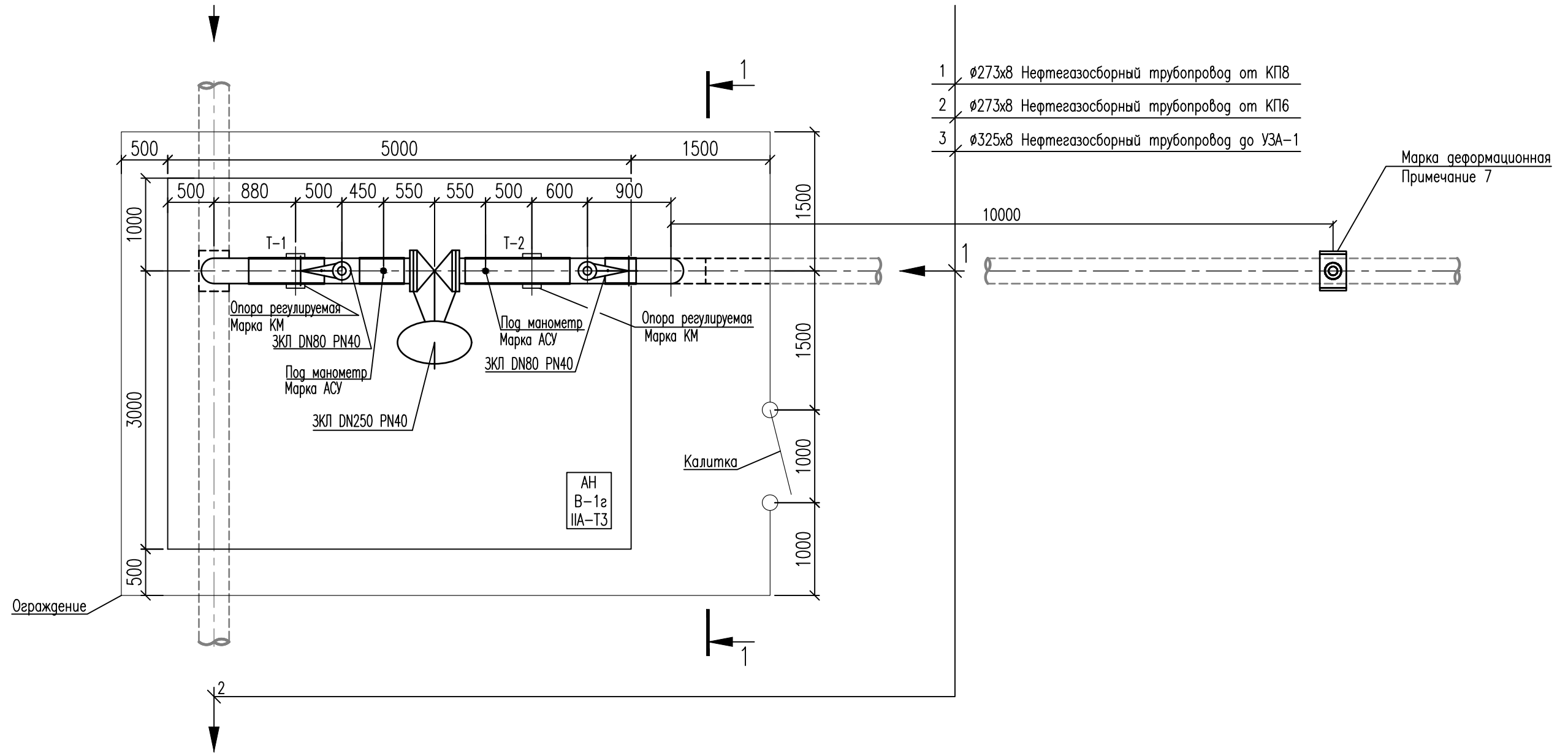
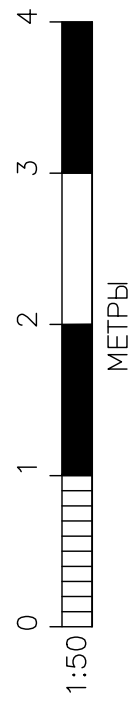
1. Схема технологическая принципиальная системы сбора приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
4. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
5. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
6. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
7. Подземные деформационные марки предусмотрены в Томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-008					
Обустройство Чайандинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9					
1	-	Зам.	6666-24	<i>М.М.Мухоморов</i>	27.06.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бахтмуев		<i>Бахтмуев</i>	27.06.24
Проверил		Жорник		<i>Жорник</i>	27.06.24
Гл.спец.		Липатов		<i>Липатов</i>	27.06.24
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	27.06.24
ГИП		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	27.06.24
Площадка узла подключения НГС от КП-7. План. Разрез 1-1					
			Стадия	Лист	Листов
			П		1





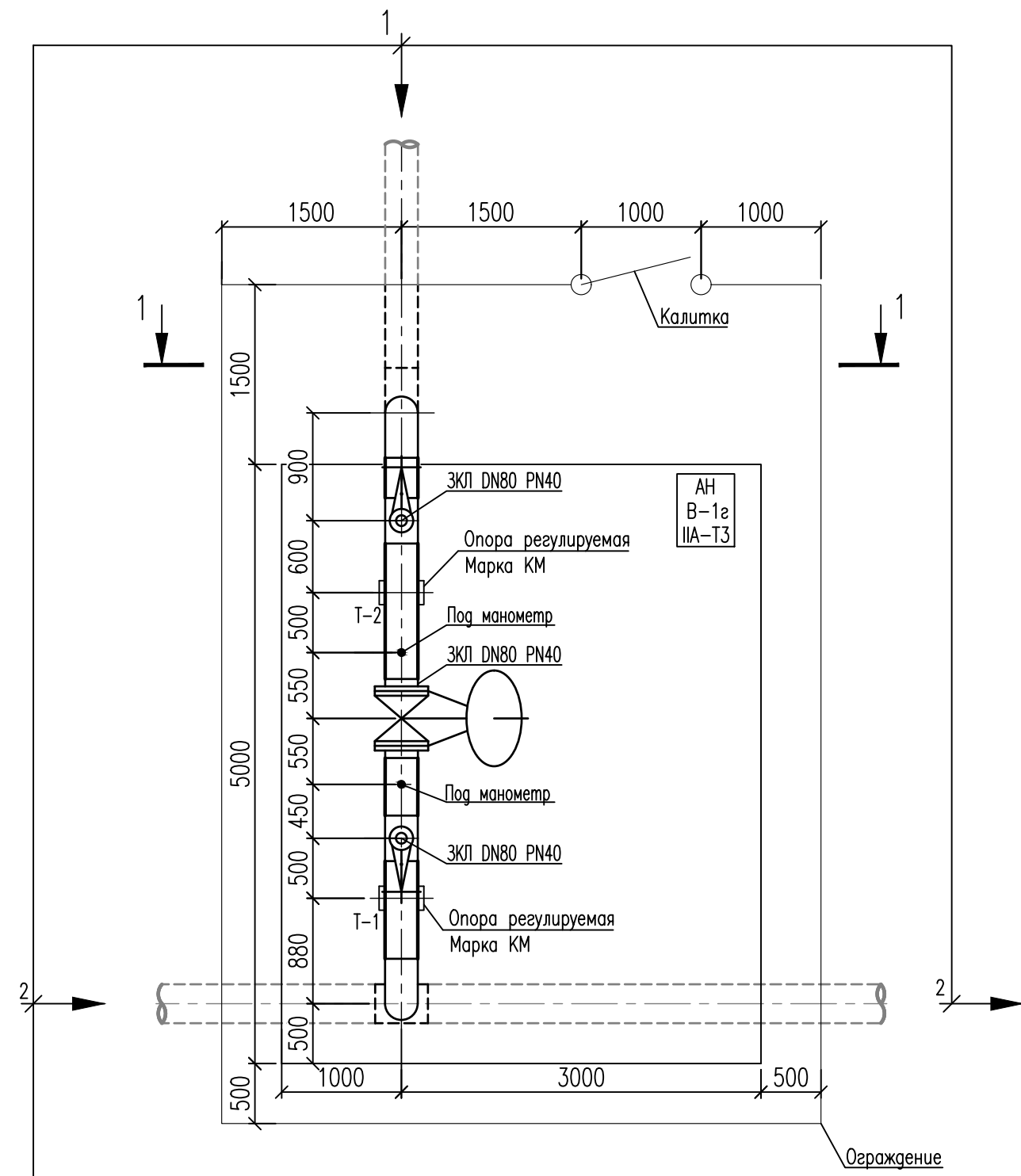
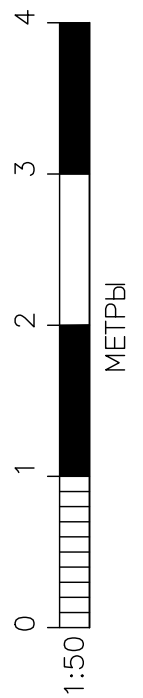
Инв. N подл.	Гл.специ.	Липатов	27.06.24	Согласовано		Зорькина	27.06.24	27.06.24
				ОАСУПП	ОАСУПП			
Н.контр.	Г.л.специ.	Липатов	27.06.24	Согласовано		Бачуркин	27.06.24	27.06.24
				ОГ и Д	ОГ и Д			
Взам. инв. N	Подп. и дата	Жорник	27.06.24	Согласовано		Зорькина	27.06.24	27.06.24
				ОГ и Д	ОГ и Д			



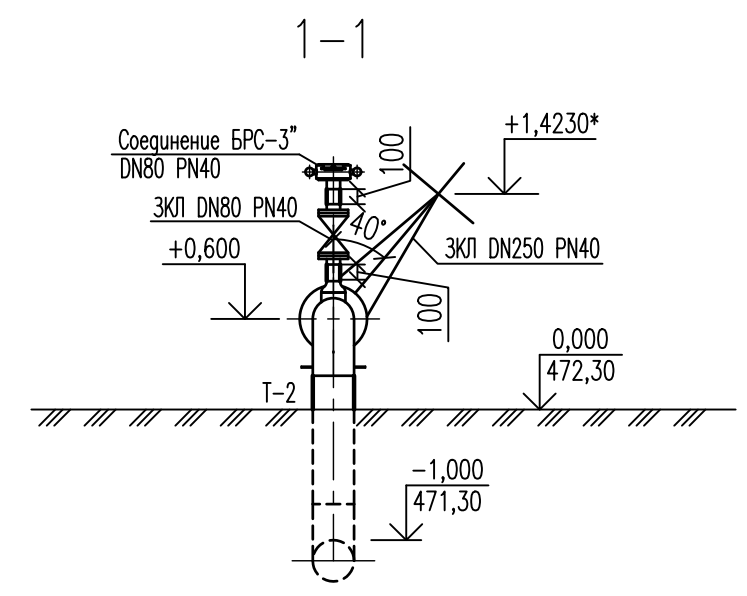
1. Схема технологическая принципиальная системы сбора приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
4. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
5. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
6. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
7. Подземные деформационные марки предусмотрены в Томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-009						
Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9						
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Подп.	Дата	
1	-	Зам.	6666-24	Маршак	27.06.24	
Разраб.		Маршак		Маршак	27.06.24	Стадия
Проверил		Жорник		Жорник	27.06.24	Лист
Гл.специ.		Липатов		Липатов	27.06.24	Листов
						П
						1
Площадка узла подключения НГС от КП-8. План. Разрез 1-1						

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			ОГ и Д	ЭТО
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Сухарева	Бачуркин
			27.06.24	27.06.24
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			ОАСУПП	СО
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Зорькина	Шульгина
			27.06.24	27.06.24



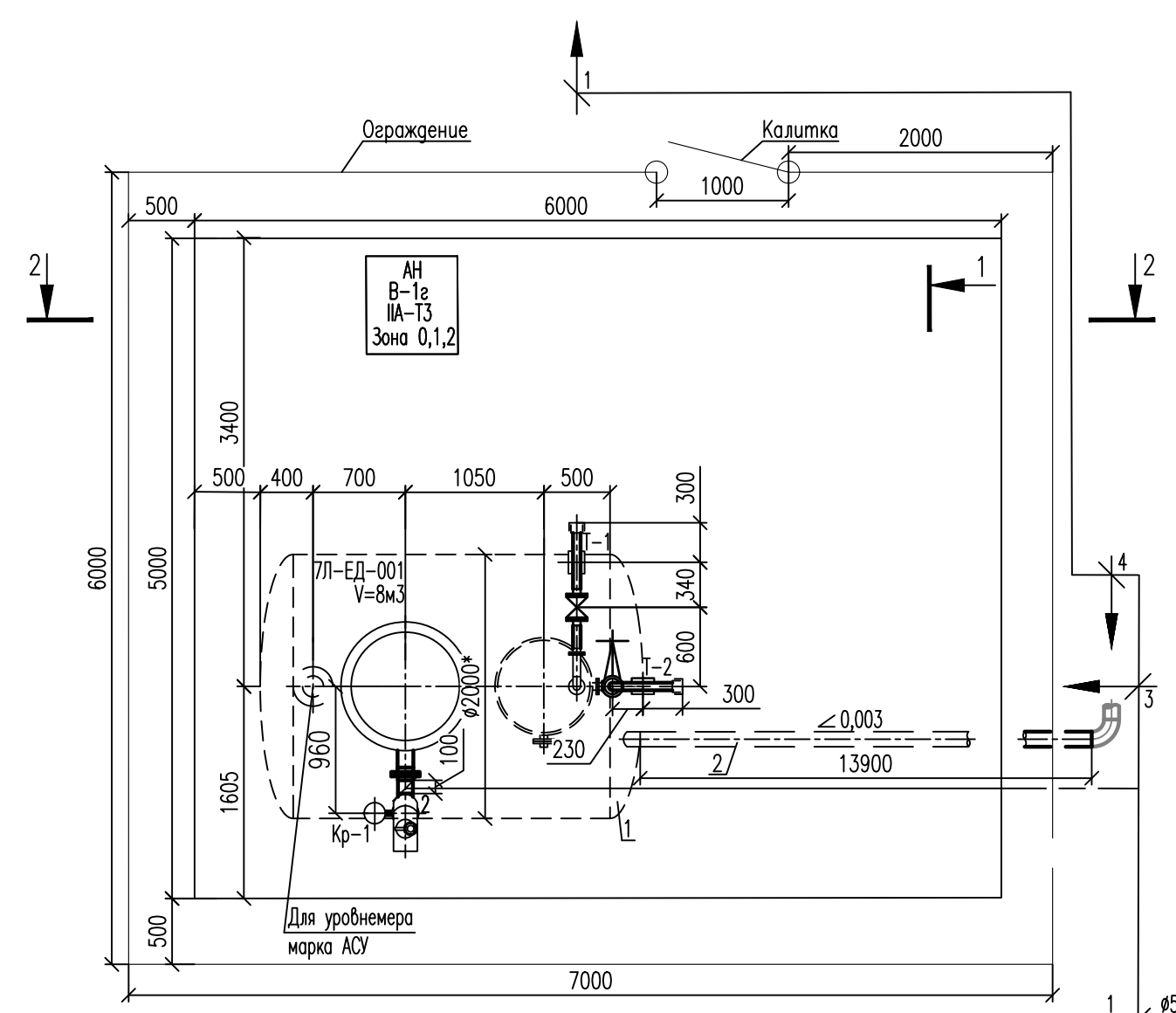
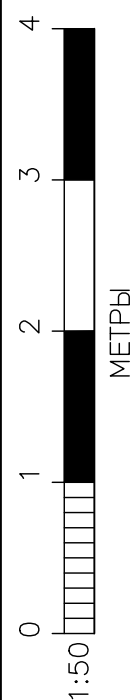
- 1  $\varnothing 273 \times 8$  Нефтегазосборный трубопровод от КП9
- 2  $\varnothing 273 \times 8$  Нефтегазосборный трубопровод от КП7



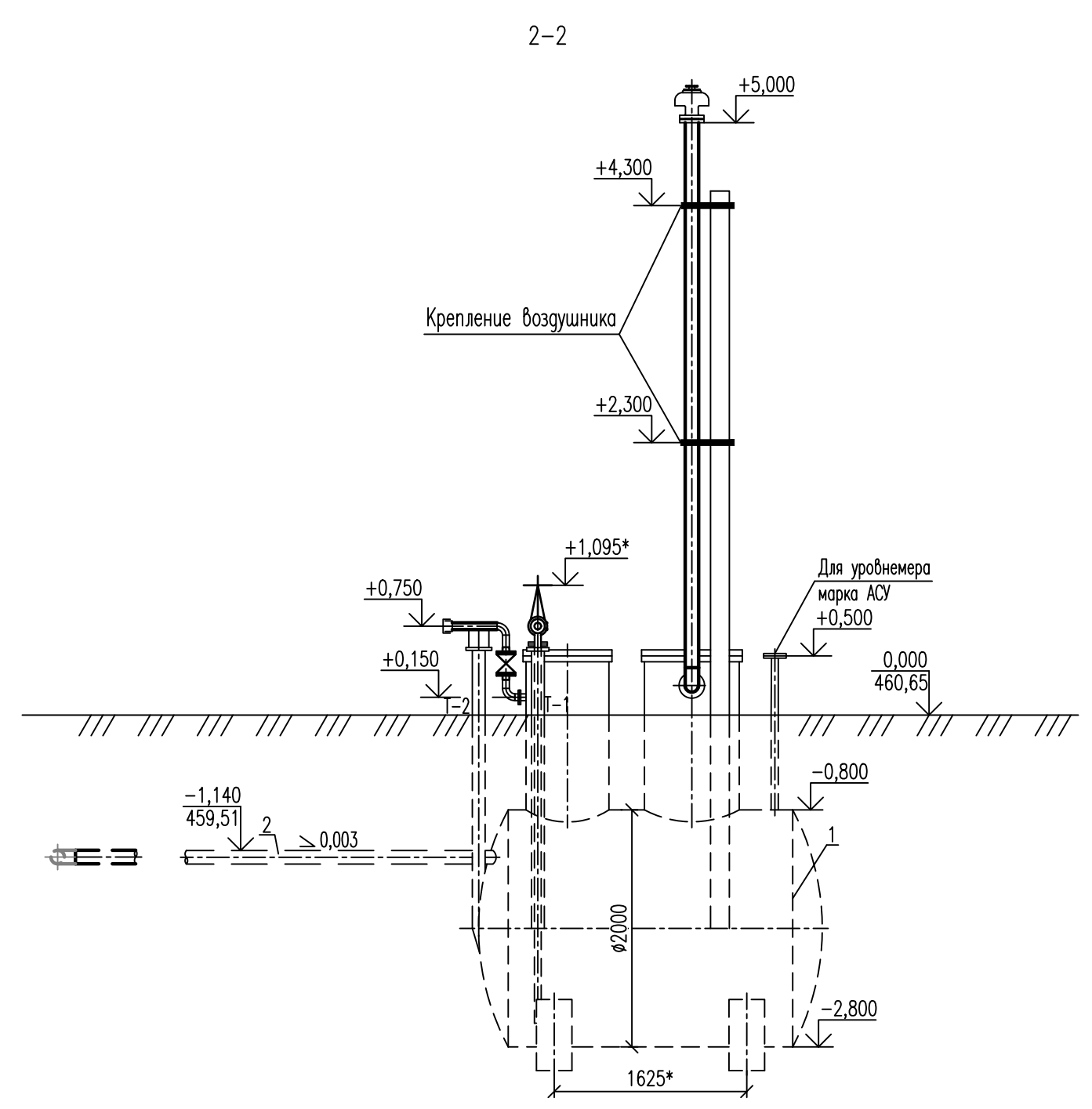
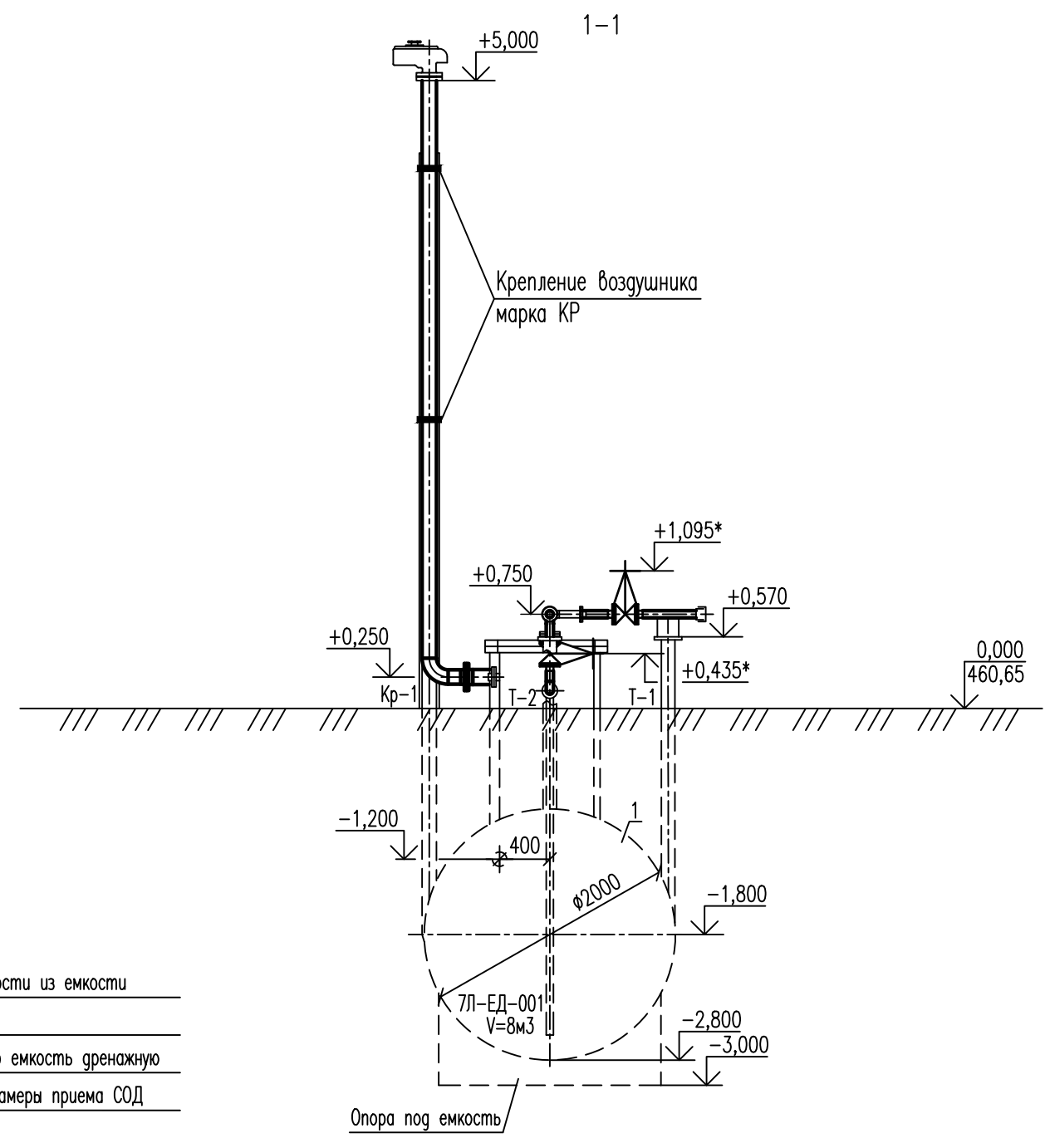
1. Схема технологическая принципиальная системы сбора приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР02.00-ГЧ-004.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
4. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
5. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
6. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.

						ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-010		
						Обустройство Чайандинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9		
1	-	Зам.	6666-24	<i>М.М. Маршак</i>	27.06.24	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Погр.	Дата			
Разраб.		Маршак		<i>М.М. Маршак</i>	27.06.24	П		1
Проверил		Жорник		<i>Жорник</i>	27.06.24			
Гл.спец.		Липатов		<i>Липатов</i>	27.06.24			
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	27.06.24	Площадка узла подключения НГС от КП-9. План. Разрез 1-1		
ГИП		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	27.06.24			





- 1 Ø57x6 Трубопровод для откачки жидкости из емкости
- 2 Ø114x6 Трубопровод на воздушник
- 3 Ø57x6 Трубопровод для подачи пара в емкость дренажную
- 4 Ø114x6 Дренажный трубопровод от камеры приема СОД



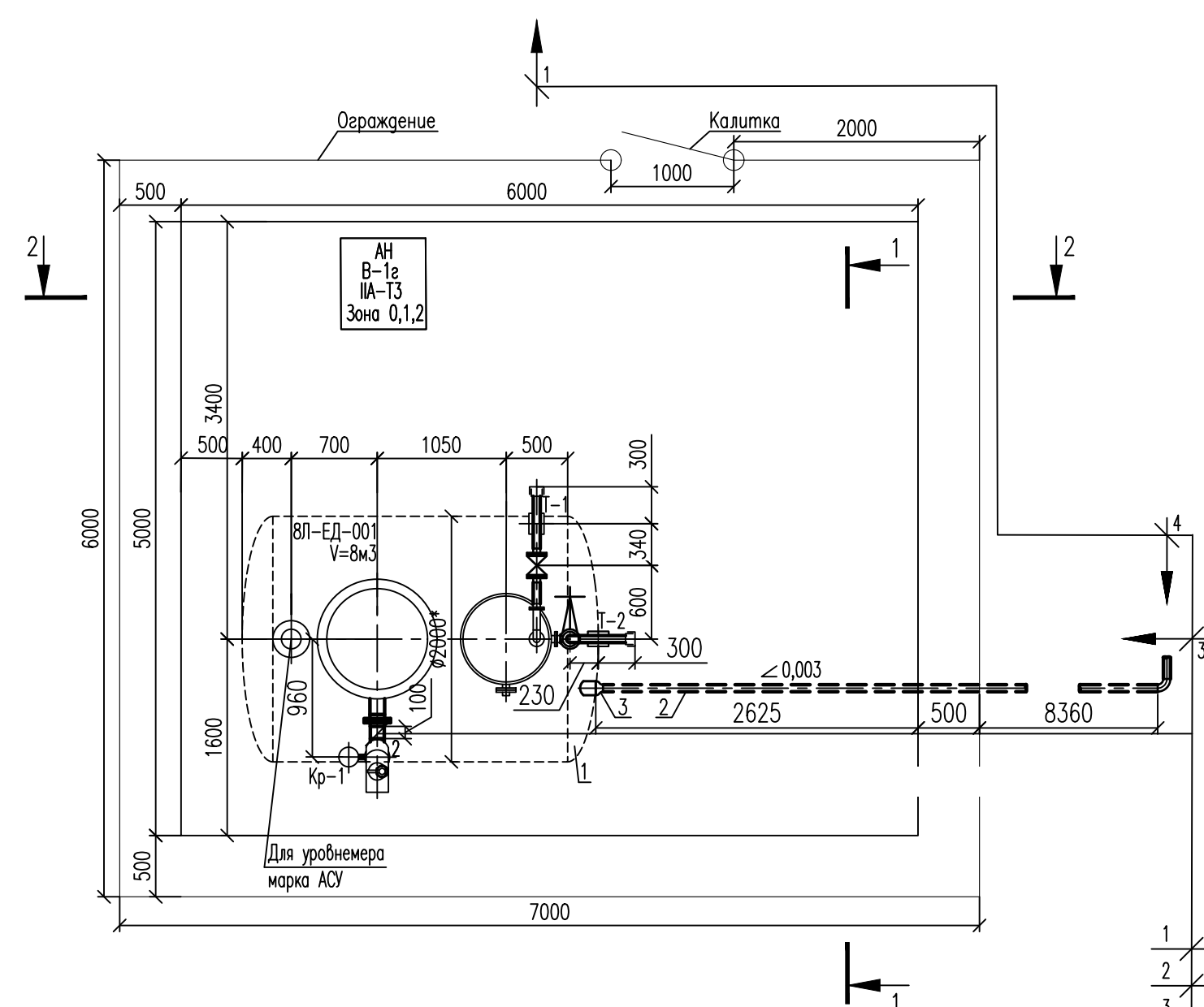
1. Схема технологическая принципиальная системы сбора от КП-7 приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-002.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
4. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
5. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
6. Надземные трубопроводы, оборудование, опоры и теплоизоляция поставляются вместе с дренажной емкостью.
7. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.

Инф. N подл.	Взам. инв. N	Подп. и дата	Согласовано	Согласовано
			ОГЛД ЭТО	ОМСУПП СО
			Суарева Бонуркин	Зорькина Шульгина
			19.04.24	19.04.24

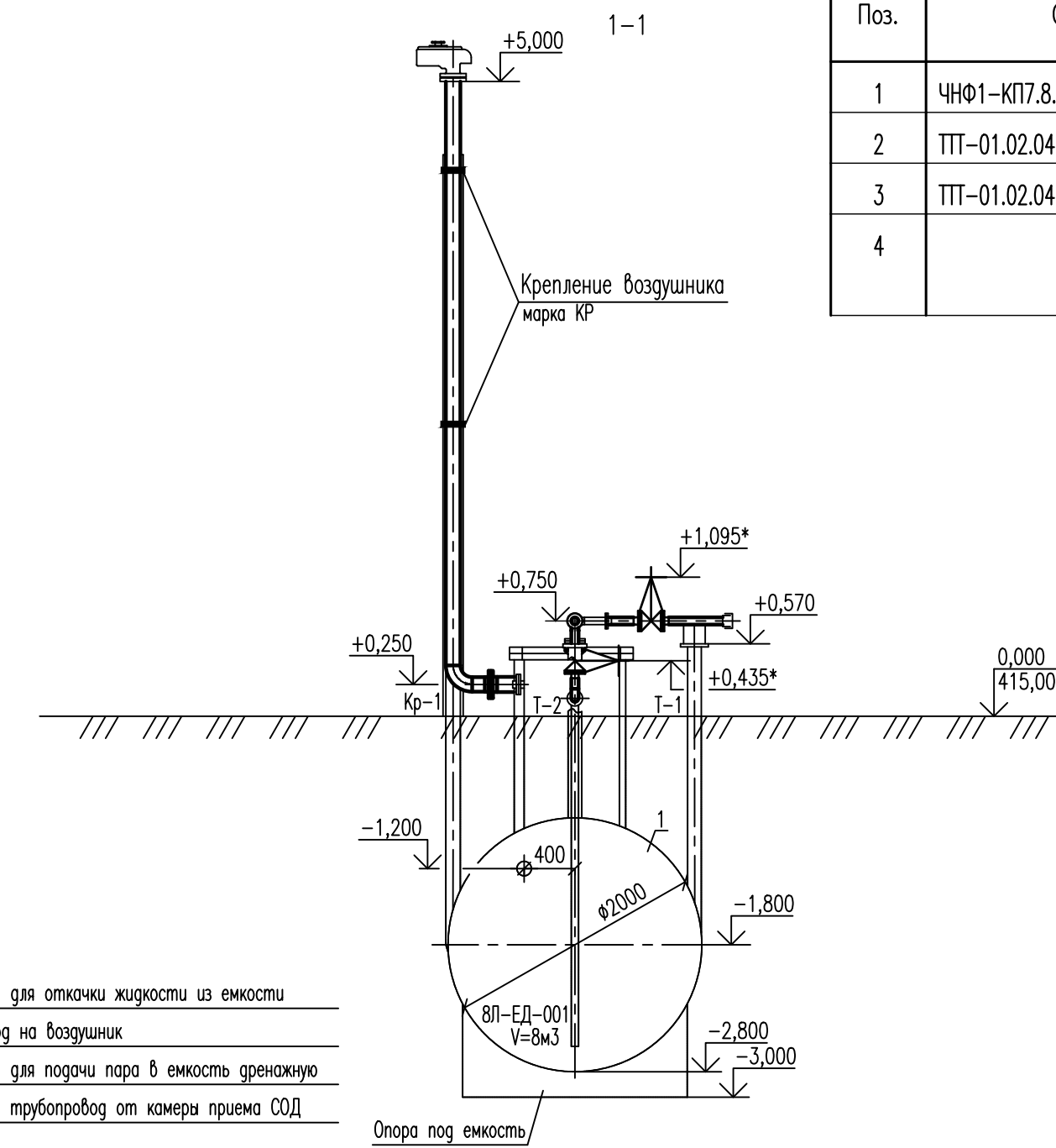
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-011								
Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9								
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Погн.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Маршак				19.04.24			
Проверил	Жорник				19.04.24			
Гл. спец.	Липатов				19.04.24	п		1
Н.контр.	Поликашина				19.04.24	Площадка дренажной емкости V=8 м³ в районе узла приема СОД DN300 от КП-7		
ГИП	Ерофеева				19.04.24	План. Разрезы		

СПЕЦИФИКАЦИЯ

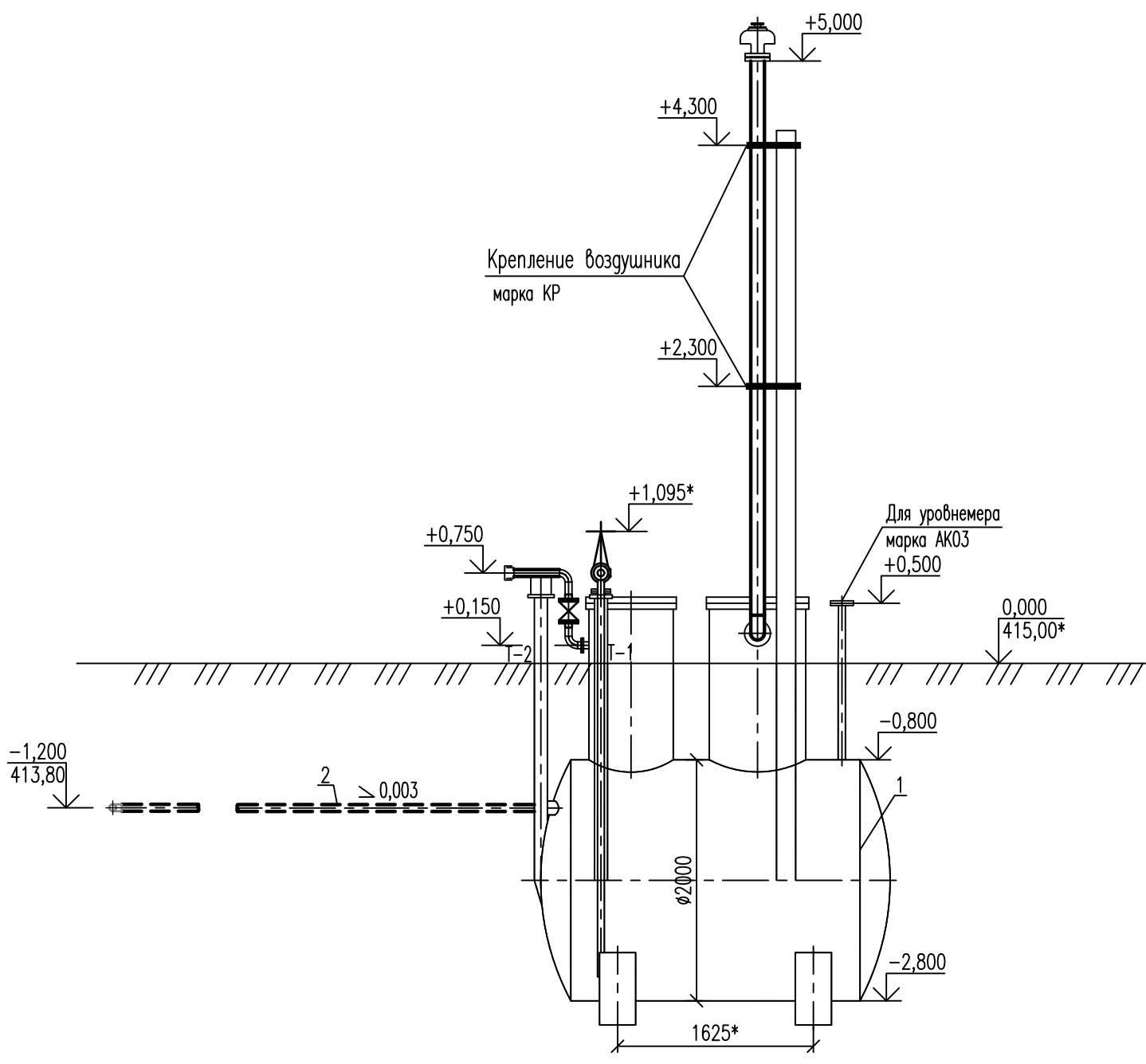
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-0П-003	Емкость дренажная подземная V=8 м3	1	3000	прим.6
2	ТТТ-01.02.04-01, версия 4.0	Труба б/ш 4 57х6 К52 60НП ППУ50 МП	11,5	7,55	м
3	ТТТ-01.02.04-02, версия 4.0	Переход ПК4-ТХ 114х6(К52)-57х6(К52) УХЛ	1	1,5	
4		Комплект теплоизоляции сварного стыка КТС-ПП-57-ППУ-50-МП	2		компл



- 1 Ø57х6 Трубопровод для откачки жидкости из емкости
- 2 Ø114х6 Трубопровод на воздушник
- 3 Ø57х6 Трубопровод для подачи пара в емкость дренажную
- 4 Ø114х6 Дренажный трубопровод от камеры приема СОД



2-2

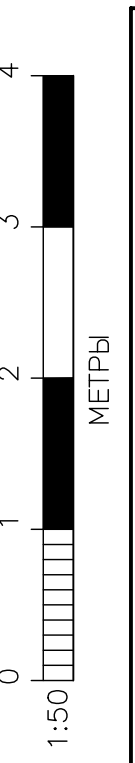


1. Схема технологическая принципиальная системы сбора от КП-8 приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-003.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
4. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
5. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
6. Надземные трубопроводы, оборудование, опоры и теплоизоляция поставляются вместе с дренажной емкостью.
7. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.

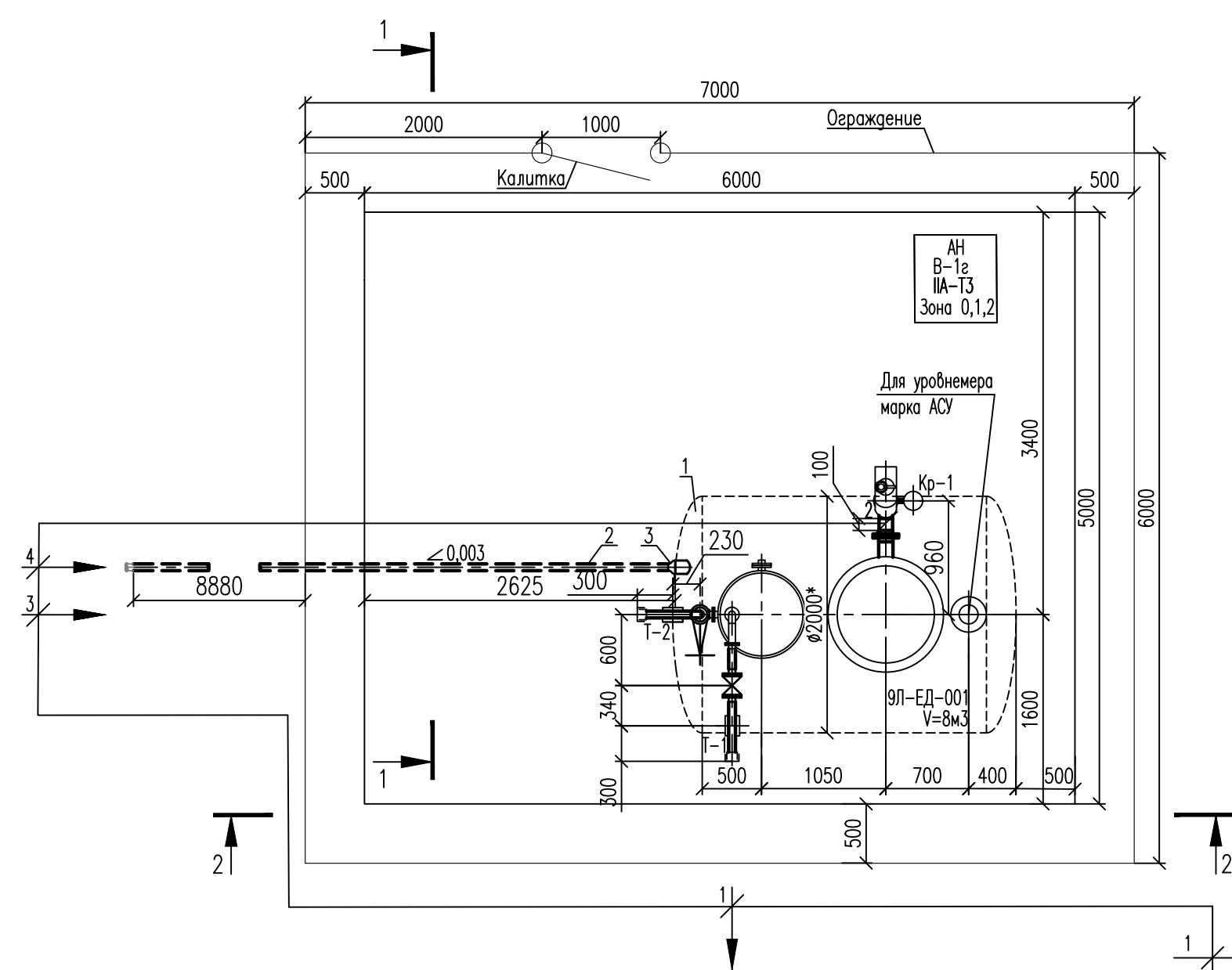
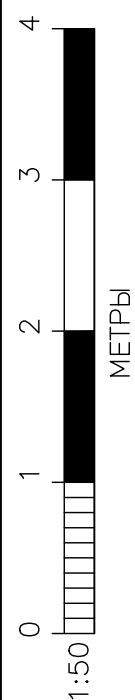
ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-012					
Обустройство Чаюндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Погп.	Дата
Разраб.	Жорник			СЖ	17.04.24
Гл.спец.	Лупатов			Луп	17.04.24
Н.контр.	Поликашина			Поли	17.04.24
ГИП	Ерофеева			Еро	17.04.24

Стадия	Лист	Листов
П		1

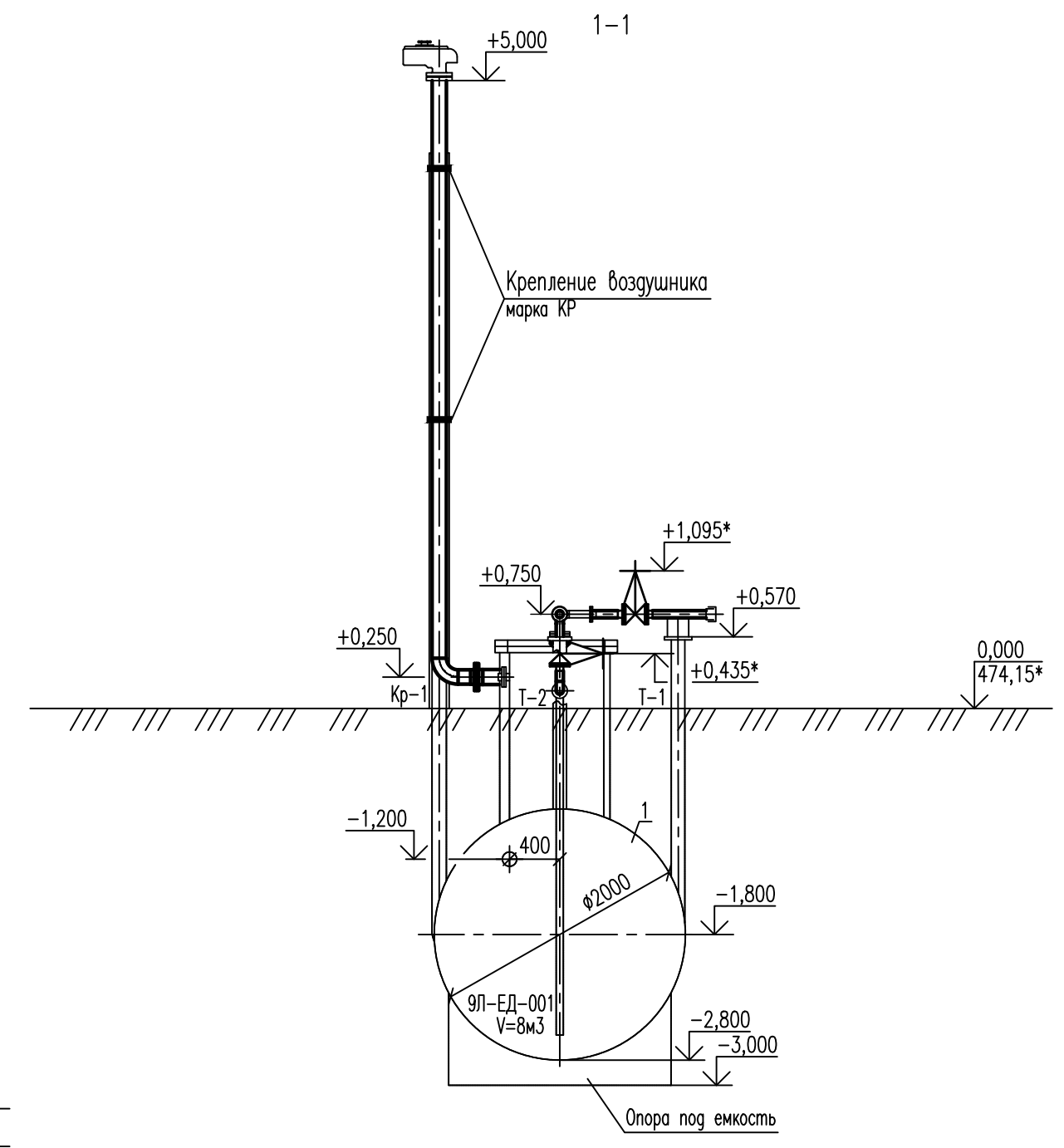
Площадка дренажной емкости V=8 м3 в районе узла приема СОД DN250 от КП-8 План. Разрезы



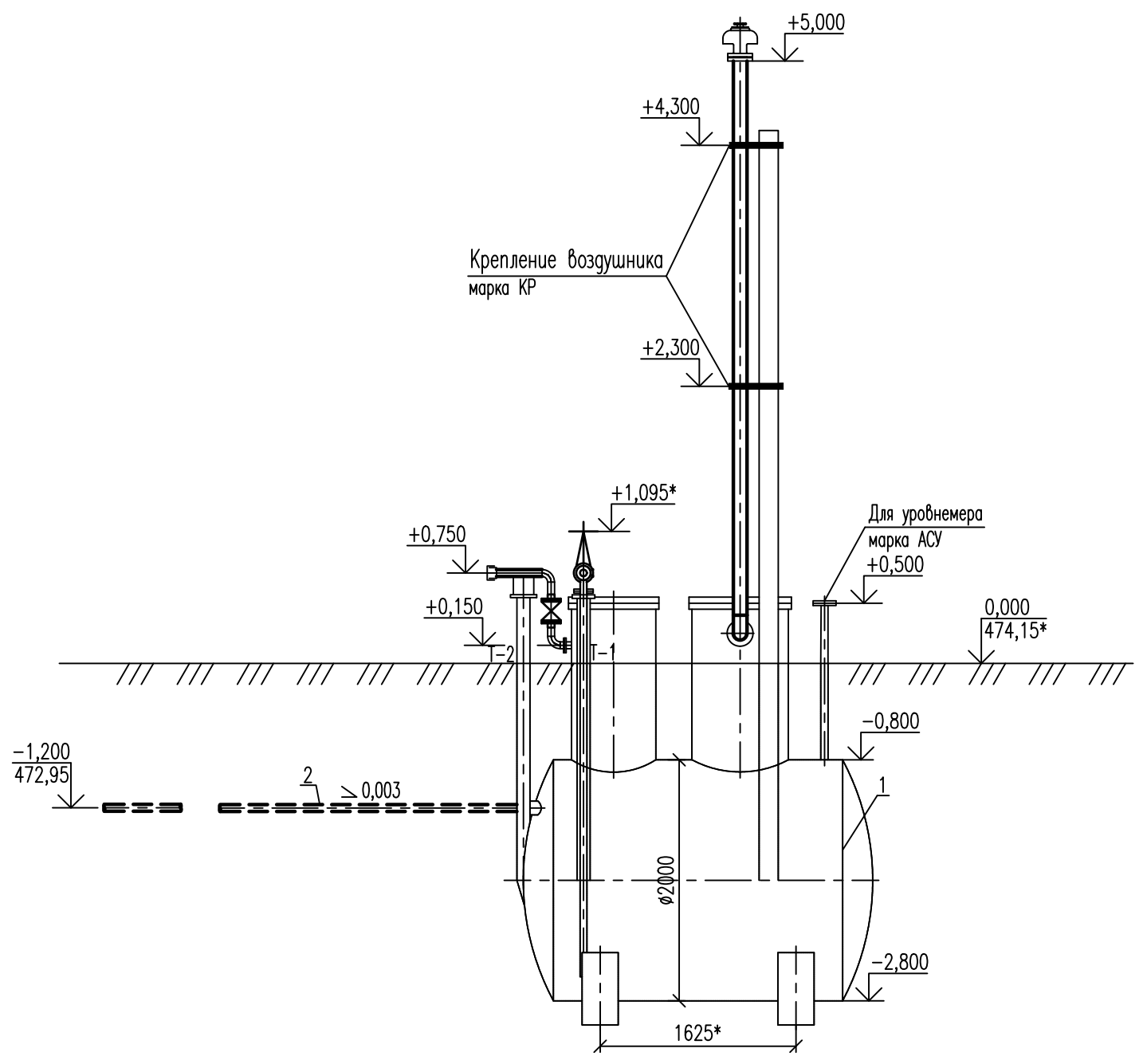
Инф. N подл.	Взам. инв. N	Погр. и дата	Согласовано	Согласовано	19.04.24	19.04.24
			Сухарева	Сухарева	19.04.24	19.04.24
			Бонуркин	Шульгина	19.04.24	19.04.24
			310	СО		



- 1 Ø57x6 Трубопровод для откачки жидкости из емкости
- 2 Ø114x6 Трубопровод на воздушник
- 3 Ø57x6 Трубопровод для подачи пара в емкость дренажную
- 4 Ø114x6 Дренажный трубопровод от камеры приема СОД



2-2



1. Схема технологическая принципиальная системы сбора от КП-9 приведена на листе ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР-ГЧ-004.
2. Местоположение площадки приведено на чертежах марки ГП.
3. Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
4. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
5. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
6. Наземные трубопроводы, оборудование, опоры и теплоизоляция поставляются вместе с дренажной емкостью.
7. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-ГЧ-013											
Обустройство Чаюдинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9											
Изм.	Кол.уч.	Лист	№грок.	Погп.	Дата						
Разраб.	Макарова				19.04.24						
Проверил	Жорник				19.04.24						
Гл.спец.	Липатов				19.04.24						
Н.контр.	Поликашина				19.04.24						
ГИП	Ерофеева				19.04.24						
Площадка дренажной емкости V=8 м3 в районе узла приема СОД DN250 от КП-9. План. Разрезы					<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									

Инф. N подл.	Взам. инв. N	Погр. и дата	Согласовано	Согласовано	19.04.24	19.04.24
			Сухарева	Сухарева	19.04.24	19.04.24
			Бонуркин	Шульгина	19.04.24	19.04.24
			ЭТО	СО		



Разрешение	Обозначение	<b>ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00</b>
6666-24	Наименование объекта строительства	Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
2	С-001	Заменен. Актуализировано содержание	3	Изменения внесены на основании ЛКП (письмо от ООО «Газпромнефть-Заполярье» №Вх-5082-24 от 24.06.2024г.)
1	ГЧ-005	Заменен. На чертеже добавлена информация о регулируемых опорах. В соответствии с Томом 4.4.5 «Геотехнический мониторинг» на чертеже указана установка подземной деформационной марки в районе площадки приема СОД.		
1	ГЧ-006	Заменен. На чертеже добавлена информация о регулируемых опорах. В соответствии с Томом 4.4.5 «Геотехнический мониторинг» на чертеже указана установка подземной деформационной марки в районе площадки приема СОД.		
1	ГЧ-007	Заменен. На чертеже добавлена информация о регулируемых опорах. В соответствии с Томом 4.4.5 «Геотехнический мониторинг» на чертеже указана установка подземной деформационной марки в районе площадки приема СОД.		
1	ГЧ-008	Заменен. На чертеже добавлена информация о регулируемых опорах. В соответствии с Томом 4.4.5 «Геотехнический мониторинг» на чертеже указана установка подземной деформационной марки в районе площадки подключения.		
1	ГЧ-009	Заменен. На чертеже добавлена информация о регулируемых опорах. В соответствии с Томом 4.4.5 «Геотехнический мониторинг» на чертеже указана установка подземной деформационной марки в районе площадки подключения.		
1	ГЧ-010	Заменен. На чертеже добавлена информация о регулируемых опорах.		

Согласовано	27.06.24
Н.контр	Ерофеева
Утв.	Ерофеева

Изм.внес	Маршак	<i>Маршак</i>	27.06.24	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ)	Лист	Листов
Составил	Маршак	<i>Маршак</i>	27.06.24			
Утв.	Ерофеева	<i>Ерофеева</i>	27.06.24			1

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020, №534.
- 2 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов». Приказ Ростехнадзора от 30.11.2017 г. №515.
- 3 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.
- 4 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 5 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 6 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.
- 7 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 8 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах».
- 9 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 10 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 11 ГОСТ 33260-2015 Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов.
- 12 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 13 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 14 ГОСТ Р 51164 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 15 ПУЭ Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г.);
- 16 ПУЭ, седьмое издание, 2003 г. Правила устройства электроустановок.
- 17 СП 25.13330.2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 915/пр от 30.12.2020.
- 18 СП 28.13330.2017, Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии».
- 19 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Минрегион России, Москва, 2012.
- 20 СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99.
- 21 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 22 СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.

**Приложение Б**

**Ведомость оборудования, изделий и материалов**

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Ед. изм.	Количество
Камера приема СОД DN300 PN40	ТТТ-01.02.04-03, версия 1.0	Компл.	1
Камера приема СОД DN250 PN40	ТТТ-01.02.04-03, версия 1.0	Компл.	2
Емкость дренажная подземная V=8 м3 Pрасч.=0,05 МПа	ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-003	Компл.	3
Задвижка клиновая с ручным приводом DN300 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	3 (площадка узла приема СОД DN300 от КП-7)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN250 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	6 (площадка узла приема СОД DN250 от КП-8, КП-9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	1 (площадка узла приема СОД DN300 от КП-7)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	3 (площадка узла приема СОД DN300 от КП-7; DN250 от КП-8, КП-9)
Кран шаровой с ручным приводом DN50 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	3 (площадка узла приема СОД DN300 от КП-7; DN250 от КП-8, КП-9)
Устройство контроля скорости коррозии	ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-012	шт.	1 (на узле приема СОД от КП-7)
	ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-015		1 (на узле приема СОД от КП-8)
	ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-016		1 (на узле приема СОД от КП-9)



<b>Наименование и техническая Характеристика</b>	<b>Тип, марка, ГОСТ, ТУ</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Количество</b>
Задвижка клиновая с ручным приводом DN300 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	1 (площадка подключения от КП-7)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN250 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	2 (площадка подключения от КП-8, КП-9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN80 PN40	ТТТ-01.02-03, версия 2.1	шт.	6 (вантузные задвижки на площадках подключения от КП-7, КП-8, КП-9)

## Приложение В

### Технические условия на подключения



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

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

«28» февраля 2024 г.

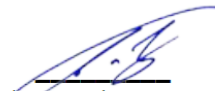
№ 09/6.2/0224/1

### Технические условия на подключение проектируемого промышленного нефтегазосборного трубопровода от куста №8 Чаяндинского месторождения к существующему промышленному нефтегазосборному трубопроводу от куста №4 Чаяндинского месторождения

1. Точку подключения расположить в районе УЗА №1 существующего нефтегазосборного трубопровода до точки подключения куста №6.
2. Давление в точке подключения при осуществлении врезки не должно превышать расчетное давление существующего нефтегазосборного трубопровода, равное 4,0 МПа. Рабочее давление существующего нефтегазосборного трубопровода составляет не более 3,0 МПа.
3. На проектируемом нефтегазосборном трубопроводе установить отключающую задвижку с ручным управлением с минимизацией тупиковых участков.
4. Подключение отключающей задвижки к действующему нефтегазосборному трубопроводу выполнить через усиливающий воротник без останова процесса.
5. Типоразмер существующего нефтегазосборного трубопровода – 219х8.
6. Марка стали существующего нефтегазосборного трубопровода – труба бесшовная, группа 4 с наружным покрытием усиленного типа, конструкция №1 в ППУ 100 мм в металлополимерной оболочке (МП) ТТТ 01.02.04-01.
7. Предусмотреть проектом площадку обслуживания отключающей задвижки в точке подключения к основному нефтегазосборному трубопроводу.
8. Предусмотреть монтаж теплоизоляции после врезки нефтегазосборного трубопровода.
9. Проект выполнить в соответствии с нормативно-технической документацией.

Срок действия технических условий - два года.

Должность Начальник ОЭТ УИ  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»

  
(подпись)

Гаврилов В.А.  
(ФИО)



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

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

«28» февраля 2024 г.

№ 09/6.2/0224/2

### Технические условия на подключение проектируемого промышленного нефтегазосборного трубопровода от кустов №№ 7 и 9 Чаяндинского месторождения к существующему промышленному нефтегазосборному трубопроводу от куста №5 Чаяндинского месторождения

1. Точку подключения расположить в районе ПК16+90 существующего нефтегазосборного трубопровода от куста №5.
2. Давление в точке подключения при осуществлении врезки не должно превышать расчетное давление существующего нефтегазосборного трубопровода, равное 4,0 МПа. Рабочее давление существующего нефтегазосборного трубопровода составляет не более 3,0 МПа.
3. На проектируемом нефтегазосборном трубопроводе установить отключающую задвижку с ручным управлением с минимизацией тупиковых участков.
4. Подключение отключающей задвижки к действующему нефтегазосборному трубопроводу выполнить через усиливающий воротник без останова процесса.
5. Типоразмер существующего нефтегазосборного трубопровода – 325x8.
6. Марка стали существующего нефтегазосборного трубопровода – труба бесшовная, группа 4 с наружным покрытием усиленного типа, конструкция №1 в ППУ 100 мм в металлополимерной оболочке (МП) ТТТ 01.02.04-01.
7. Предусмотреть проектом площадку обслуживания отключающей задвижки в точке подключения к основному нефтегазосборному трубопроводу.
8. Предусмотреть монтаж теплоизоляции после врезки нефтегазосборного трубопровода.
9. Проект выполнить в соответствии с нормативно-технической документацией.

Срок действия технических условий - два года.

**Должность Начальник ОЭТ УИ**  
**ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

(подпись)

**Гаврилов В.А.**  
(ФИО)



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

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

« 07 » 12 20 23 г.

№ ВУ-46-12-2023 ПТУ

### на пересечение ВЛ-10 кВ ООО «Газпромнефть-Заполярье» проектируемым нефтепроводом от кустов скважин №№7 и 9 до точки врезки в действующий трубопровод

1. Проектной организации нанести на землеустроительные планы изысканий трассу проектируемого нефтепровода от кустов скважин №7 и №9 и все существующие пересекаемые коммуникации в районе пересечения, указать их владельцев, уточнив на месте с их представителями точки пересечений. Указать наименования всех пересекаемых коммуникаций и их характеристики.
2. Пересечение ВЛ-10 кВ ООО «Газпромнефть-Заполярье» и проектируемого нефтепровода выполнить в соответствии с требованиями:
  - ПУЭ (седьмое издание);
  - другой действующей НТД РФ.
3. Угол пересечения проектируемого нефтепровода с ВЛ-10 кВ ООО «Газпромнефть-Заполярье» принять близким к 60-90° к оси ВЛ.
4. В точке пересечения нефтепровода с ВЛ-10 предусмотреть защитный футляр нефтепровода на расстоянии 15 м от оси ВЛ-10 для безопасного проезда техники.
5. Провести экспертизу проекта пересечения проектируемого нефтепровода с ВЛ-10 кВ, зарегистрировать проект и получить разрешение на начало строительства. До получения такого разрешения работы по устройству пересечений проводить запрещается.
6. Рабочие чертежи, выполненные в соответствии с настоящими техническими условиями, предоставить на согласование в ООО «Газпромнефть-Заполярье».
7. До начала работ по пересечению получить письменное разрешение ООО «Газпромнефть-Заполярье» на производство работ в охранной зоне ВЛ-10 кВ, представить на согласование проект производства работ. Без письменного разрешения производство работ по пересечению ВЛ-10 кВ запрещается.
8. Перед началом работ по пересечению ВЛ-10 кВ вызвать на место представителей ООО «Газпромнефть-Заполярье». Без представителей владельца производство работ запрещается.

Срок действия настоящих ТУ – 2 (два) года с момента подписания.

Руководитель по энергоснабжению-  
Главный энергетик

В.Г. Унщиков





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

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

«11» января 2023г.

№ ТУ-1112-23-ЧНТКМ

### на пересечение автодороги ООО «Газпромнефть-Заполярье» проектируемым нефтепроводом от кустов скважин №№7 и 9 до точки врезки в действующий трубопровод

1. Пересечение проектируемого нефтепровода от кустов скважин №№7 и 9 до точки врезки в действующий трубопровод с автодорогой ООО «Газпромнефть-Заполярье» выполнить подземно, в соответствии с требованиями:

|| ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

|| Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

|| другой действующей НТД РФ.

2. На рабочих чертежах проекта (на планах трасс) обозначить места пересечения проектируемого нефтепровода с автодорогой ООО «Газпромнефть-Заполярье» с указанием пикетажа по трассе.

3. Проектные решения не должны ухудшать условия эксплуатации существующей автомобильной дороги.

4. Угол пересечения нефтепровода с автомобильной дорогой должен составлять не менее 60°.

5. Концы футляра должны выводиться на расстояние от бровки земляного полотна - 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

6. Проектными решениями предусмотреть исключение растепления грунта в месте пересечения с автомобильной дорогой, предусмотреть мероприятия по предотвращению обводнения местности от скопления атмосферных осадков и паводковых вод в охранной зоне трубопроводов.

7. В проектной документации предусмотреть установку опознавательных знаков на пересечениях проектируемого нефтепровода с автодорогой ООО «Газпромнефть-Заполярье».

8. Предоставить проектную (рабочую) документацию Владельцу автодорог - ООО «Газпромнефть-Заполярье» для проверки выполнения технических условий.

9. До начала работ получить наряд – допуск и письменное разрешение ООО «Газпромнефть-Заполярье» на производство работ в охранной зоне автодорог. Без письменного разрешения производство работ в охранной зоне автодорог запрещается.

10. До начала работ по пересечению автодорог вызвать на место представителей ООО «Газпромнефть-Заполярье». Без представителей владельца производство работ **запрещается**.

11. Строительно-монтажные работы производить без перекрытия движения по проезжей части автодороги для обеспечения беспрепятственного сообщения по данной автодороге, при необходимости предусмотреть устройство временного объезда в местах проведения работ.

12. По окончании работ восстановить полосу отвода автомобильной дороги - рекультивировать нарушенные площади в соответствии с требованиями

законодательства РФ, действующих нормативных документов, правил проектирования и стандартов.

Срок действия настоящих ТУ – 2 (два) года с момента подписания.

**Руководитель по транспортному  
обеспечению  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**



**В.Л. Дунаевский**


# Расчет на прочность подземных нефтегазопроводов

Согласовано	
Согласовано	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						<b>ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.02.00-РР-001</b>			
						Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
	Разраб.		Федотенко		<i>[Подпись]</i>	25.04.24			
	Проверил		Симонова		<i>[Подпись]</i>	25.04.24			
	Гл. спец.		Федотенко		<i>[Подпись]</i>	25.04.24			
	Н.контр.		Поликашина		<i>[Подпись]</i>	25.04.24			
	ГИП		Ерофеева		<i>[Подпись]</i>	25.04.24			
						Расчет на прочность подземных нефтегазопроводов	П	1	133
							 <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>		

**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 .....	7
4 РАСЧЁТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	7
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ .....	7
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДЫ-ГРУНТ .....	9
4.3 МЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРУНТА.....	10
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ .....	10
5.1 ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ .....	10
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА .....	13
5.3 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА .....	13
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ .....	15
7 ВЫВОД .....	25
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	26
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	28
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАСТЕПЛЕНИЯ.....	36



## **1 Введение**

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в основании подземных нефтегазосборных трубопроводов к. 7 – т. вр. к.7, к.8 – т.вр.к.8, к.9 – т.вр.к.9 проекта 1513/11 «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

## **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 бесшовных горячедеформированных труб, из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 (Cr 0,5 – 1,2) класса прочности K52.

Температура продукта в трубопроводе принята согласно гидравлическому расчёту, представленному в Томе 3.2 проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

Проектируемый трубопровод выполняется в заводской теплогидроизоляции из пенополиуретана толщиной 100 мм в металлополимерной оболочке, прокладывается подземно над подушкой из непросадочного грунта толщиной 200 мм.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

**Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода**

Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Толщина теплоизоляции, мм	Расчётное давление продукта, МПа	Максимальная температура продукта, °С	Рабочий продукт
273x8	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	100	4,0	До +5,0	Нефтегазовая смесь
325x8	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	100	4,0	До +5,0	Нефтегазовая смесь

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.2 проекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

В районе площадки узлов запуска, приема СОД и площадки узла подключения для нефтегазосборных линий от кустовых площадок №8 и № 9 учтено влияние термостабилизаторов грунта. Параметры и расположение термостабилизаторов представлены в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов». Опоры трубопроводов перед опуском под землю приняты регулируемые, домкратного типа, с диапазоном регулирования 150...300 мм.

### **3.2 Инженерно-геологические условия**

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

1. Для нефтегазосборного трубопровода к. 7 – т. вр. к.7 на основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных грунтов (ИГЭ 942м) наличия зон переходов «подземная/надземная прокладка» в качестве расчетных участков приняты:

- участок в районе площадки узла запуска СОД (геол. скв. К7/14);
- участок проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК 60+00 (геол. скв. Н/49);

- участок в районе площадки узла приема СОД (геол. скв. ВЛ/51);
  - участок в районе площадки узла подключения (геол. скв. Н/54).
2. Для нефтегазосборного трубопровода к. 8 – т. вр. к.8 в виду наличия в основании преимущественно непрасадочных щебенистых и скальных грунтов, в качестве расчетного участка приняты участок локального наличия просадочного грунта ИГЭ 1м в районе площадки узла приема СОД (геол. скв. 897). В районе площадки запуска СОД (скв 8009) просадочные при оттаивании ММГ отсутствуют;
3. Для нефтегазосборного трубопровода к. 9 – т. Вр. К.9 на основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных грунтов (ИГЭ 942м, ИГЭ 943м) наличия зон переходов «подземная/надземная прокладка» в качестве расчетных участков приняты:
- участок в районе площадки узла запуска СОД (геол. скв. К9/8);
  - участок проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК 36+00 (геол. скв. Н/16);
  - участок проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК 67+00 (геол. скв. Н/27);
  - участок в районе площадки узла приема СОД и узла подключения (геол. скв. Н/29).

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ.02.01, ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ.02.02 проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9». И представлены в таблице 2

**Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта**

№ скв	Глубина замера, м																						
	0,0	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	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0
К7/14	1,78	0,38	0,01	-0,07	-0,18	-0,21	-0,29	-0,26	-0,32	-0,38	-0,45	-0,49	-0,55	-0,59	-0,62	-0,66	-0,69	-0,72	-0,70	-0,73	-0,70	-0,72	-0,74
Н/49	5,01	0,76	-0,23	-0,29	-0,33	-0,30	-0,29	-0,35	-0,41	-0,45	-0,48	-0,53	-0,50	-0,57	-0,62	-0,66	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ/51	3,06	1,14	0,38	0,11	0,04	-0,01	-0,08	-0,15	-0,28	-0,33	-0,6	-0,43	-0,4	-0,46	-0,51	-0,56	-0,58	-0,55	-0,56	-0,57	-0,60	-0,61	-0,63
Н/54	4,31	0,96	0,24	0,01	-0,02	-0,08	-0,04	-0,16	-0,23	-0,33	-0,36	-0,44	-0,49	-0,53	-0,58	-0,63	-	-	-	-	-	-	-
897	-12,80	-0,90	-0,30	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,20	-0,30	-0,40	-0,40	-0,40	-0,50	-0,50	-	-0,50	-	-0,60	-	-0,70	-0,70
8009	-2,42	-1,02	-0,2	-0,04	0,24	0,39	0,37	0,31	0,4	0,36	0,21	0,09	-0,02	-0,08	-0,05	-0,11	-	-0,39	-	-0,43	-	-0,49	-0,52
К9/8	-1,33	0,19	0,26	0,23	0,22	0,14	-0,04	-0,23	-0,28	-0,29	-0,32	-0,37	-0,42	-0,48	-0,51	-0,59	-0,54	-0,59	-0,62	-0,60	-0,61	-0,57	-0,58
Н/16	-0,43	-0,06	0,02	0,05	-0,04	-0,09	-0,25	-0,31	-0,32	-0,31	-0,44	-0,46	-0,43	-0,50	-0,55	-0,60	-	-	-	-	-	-	-
Н/27	-0,34	0,05	-0,01	-0,12	-0,17	-0,24	-0,28	-0,26	-0,30	-0,31	-0,36	-0,41	-0,48	-0,51	-0,56	-0,59	-	-	-	-	-	-	-
Н/28	-0,62	0,31	0,15	-0,02	0,03	-0,04	-0,08	-0,16	-0,22	-0,27	-0,32	-0,39	-0,45	-0,48	-0,53	-0,57	-	-	-	-	-	-	-
Н/29	1,52	0,58	0,11	0,02	-0,05	0,01	-0,02	-0,12	-0,21	-0,24	-0,35	-0,47	-0,46	-0,53	-0,62	-0,68	-	-	-	-	-	-	-

### 3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Комака в соответствии с Томом 3.1 технического отчета ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГМИ.01.00 проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе 60°51'25" СШ, 112°16'42" ВД (по обзорной схеме приложения 8 к заданию на проектирование). Климатические характеристики приведены в таблице 3.

**Таблица 3 - Климатические данные**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-30,5	-26,9	-16,6	-4,3	5,5	13,8	16,6	12,6	4,7	-5,3	-20,2	-29,0
Высота снежного покрова, см	47,33	54,33	57,67	44,67	9,00	-	-	-	-	6,33	23,67	37,00
Скорость ветра, м/с	0,6	0,6	1,0	1,3	1,3	1,1	0,9	0,9	0,9	1,1	0,8	0,6
Суммарная солнечная радиация, Вт/м <sup>2</sup>	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  $\alpha$  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  $\alpha$  при наличии снежного покрова (эффективный) определяется из соотношения [10]:

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

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

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

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

где  $\rho_{сн}$  – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/м<sup>3</sup>.

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

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

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

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

$R_i$  – радиационный баланс поверхности насыпи, Вт/м<sup>2</sup>, 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/м<sup>2</sup>;

$\Phi_{s,i}$  – суммарная солнечная радиация на основе гидрометеорологических сведений для участка строительства, Вт/м<sup>2</sup>;

$\alpha_t$  – коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

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

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

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

**Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух (без учета снега), Вт/м <sup>2</sup> 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. №К7/14, Вт/м <sup>2</sup> К	0,82	0,73	0,70	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.№ВЛ/51, Вт/м <sup>2</sup> К	0,80	0,70	0,67	0,86	3,3	10,77	9,93	9,93	9,93	4,08	1,48	0,99
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№Н/49, Вт/м <sup>2</sup> К	0,89	0,79	0,76	0,97	3,6	10,77	9,93	9,93	9,93	4,39	1,64	1,11
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№Н/54, Вт/м <sup>2</sup> К	0,78	0,69	0,66	0,84	3,25	10,77	9,93	9,93	9,93	4,02	1,45	0,97
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№897, Вт/м <sup>2</sup> К	0,89	0,79	0,76	0,97	3,6	10,77	9,93	9,93	9,93	4,39	1,64	1,11
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№К9/8, Вт/м <sup>2</sup> К	0,86	0,76	0,73	0,93	3,49	10,77	9,93	9,93	9,93	4,28	1,58	1,07
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№Н/16, Вт/м <sup>2</sup> К	0,87	0,77	0,74	0,95	3,55	10,77	9,93	9,93	9,93	4,34	1,61	1,09
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№Н/27, Вт/м <sup>2</sup> К	0,87	0,77	0,74	0,95	3,55	10,77	9,93	9,93	9,93	4,34	1,61	1,09
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№Н/29, Вт/м <sup>2</sup> К	0,87	0,77	0,74	0,95	3,55	10,77	9,93	9,93	9,93	4,34	1,61	1,09

#### 4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

Основными расчетными параметры 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],

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

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

$C$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м<sup>3</sup>·°C);

$\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;

$\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda$  – 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 DN250 в теплоизоляции 100 мм	0,230 Вт/м <sup>2</sup> °C
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN300 в теплоизоляции 100 мм	0,238 Вт/м <sup>2</sup> °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).

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

## **5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов**

### **5.1 Описание расчетной методики**

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

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

- фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;



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

Математическая модель теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой описывает следующий путь переноса тепла: теплота от транспортируемого продукта путем конвективного теплообмена передается стенке трубопровода и далее через стенку трубы и изоляционный слой осуществляется перенос тепла в окружающий грунт за счет теплопроводности материалов и грунтов. Перенос тепла от дневной поверхности грунта к атмосферному воздуху происходит за счет конвективного теплообмена.

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

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

где  $T$  – температура, °С;

$C(T)$  – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м<sup>3</sup>°С;

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

$\rho$  – плотность грунта, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

$t$  – время, с;

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

$C_w$  – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м<sup>3</sup>°С;

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

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

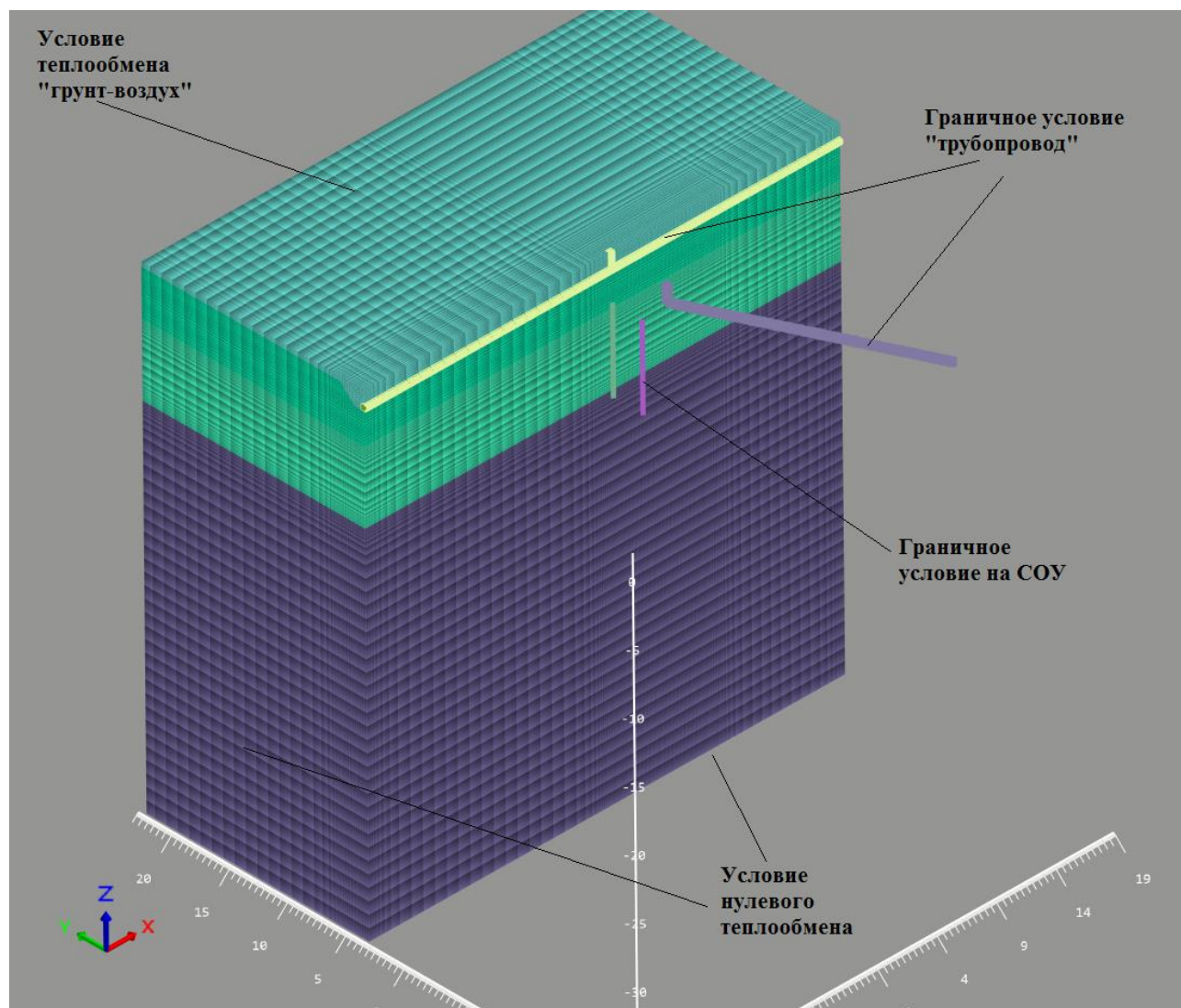
уравнений, решение которой позволяет получить необходимый результат в рассматриваемой расчетной области [13].

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

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

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

Пример расчетной сетки представлена на рисунке 1.



## Рисунок 1 - Конечно-разностная сетка модели на примере узла подключения К7

### 5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода

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

### 5.3 Расчет просадки грунта

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

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

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

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

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

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

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

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

где  $\sum_1^n$  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,  $\text{МПа}^{-1}$ ,  $i$ -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 талого грунта под трубой, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Нефтегазосборный трубопровод к.7 - т.вр. к.7	К7/14	Узел запуска СОД	2,5	147
		Узел запуска СОД+10м	10,6	470
	Н/49	ПК60+00	2,2	154
	ВЛ/51	ПК75+24	6,1	119
		ПК75+32	2,8	50
		ПК75+62	2,6 (изначально талый)	0
		ПК75+69	5,5	202
	Н/54	ПК77+30 (узел приема СОД)	6,0	285
		ПК77+40,60 (узел приема СОД)	3,8 (изначально талый)	0
Нефтегазосборный трубопровод к.8 - т.вр. к.8	Скв. 8009	Узел запуска СОД	Более 7,0 м	отсутствует (скальные грунты в основании)
	Скв 897	ПК98+80 (узел приема СОД)	3,3	154
Нефтегазосборный трубопровод к.9 - т.вр. к.9	К9/8	Узел запуска СОД	2,6	21
		Узел запуска СОД+10м	11,6	218
	Н/16	ПК36+00	3,5	241
	Н/27	ПК67+00	3,0	136
	Н/29	Узел приема СОД-7м	10,9	222
		Узел приема СОД	6,3	108
		Узел приема СОД (выход)	7,2	130
		Узел подключения	3,6	37

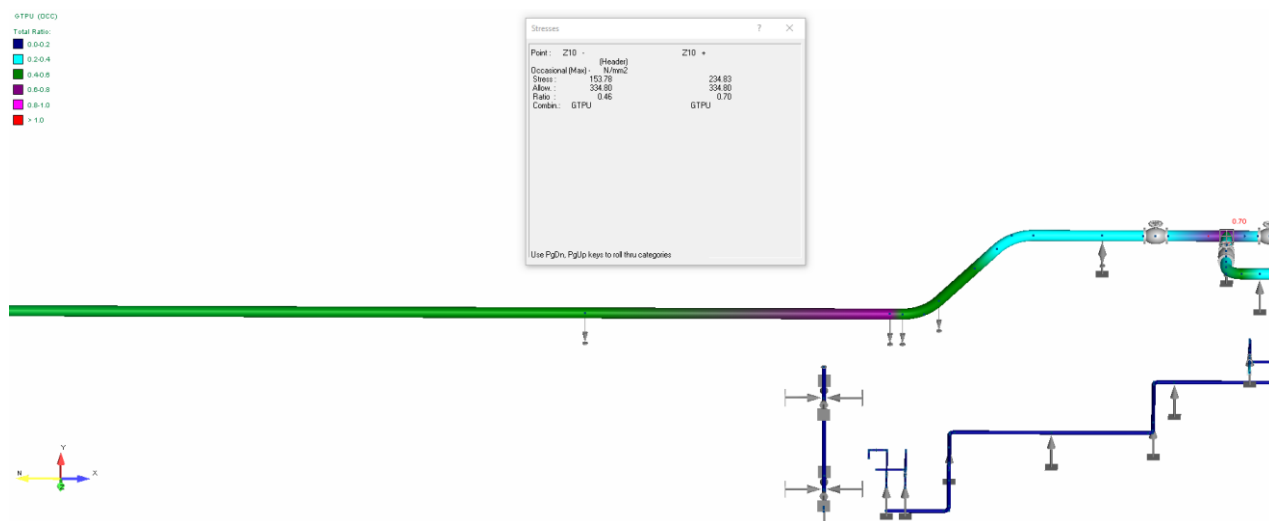
Как видно из представленных результатов, при прохождении трубопроводов в ММГ на отдельных участках наблюдается повышение температур окружающих грунтов и переход их в талое состояние. Согласно ГОСТ Р 55990 2014 требуется проверка трубопроводов на прочность с учетом осадки ММГ.

## 6 Проверка условий прочности трубопроводов

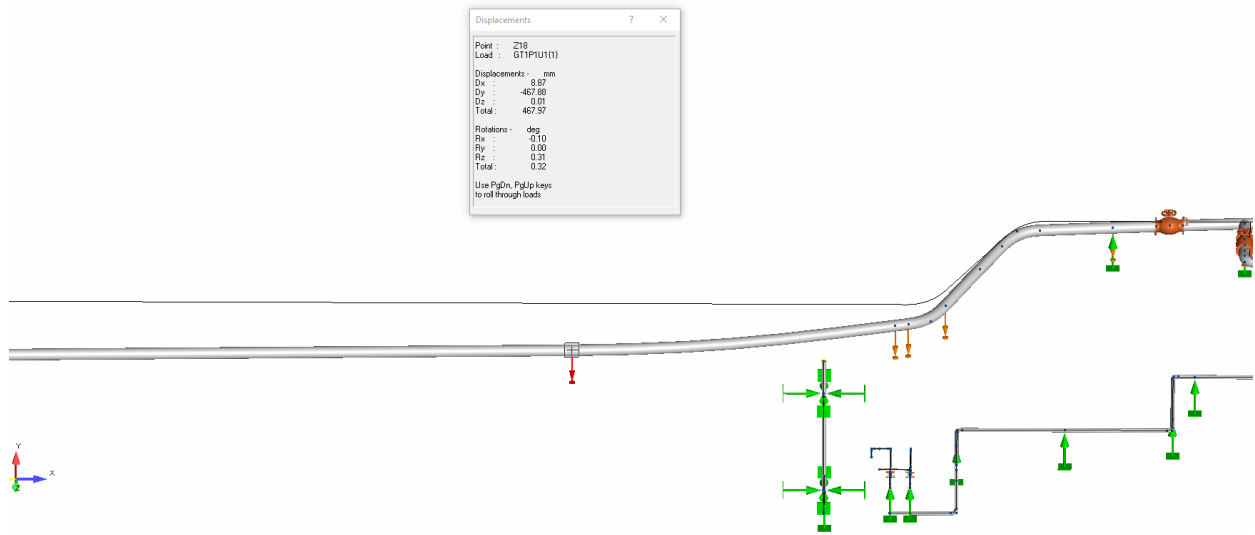
Решение задачи проводится в нелинейной статической постановке с учетом нелинейности поведения окружающего трубу грунта. Расчет проводится с помощью программы AutoPIPE V8i (SELECT series 3) Plus Edition.

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

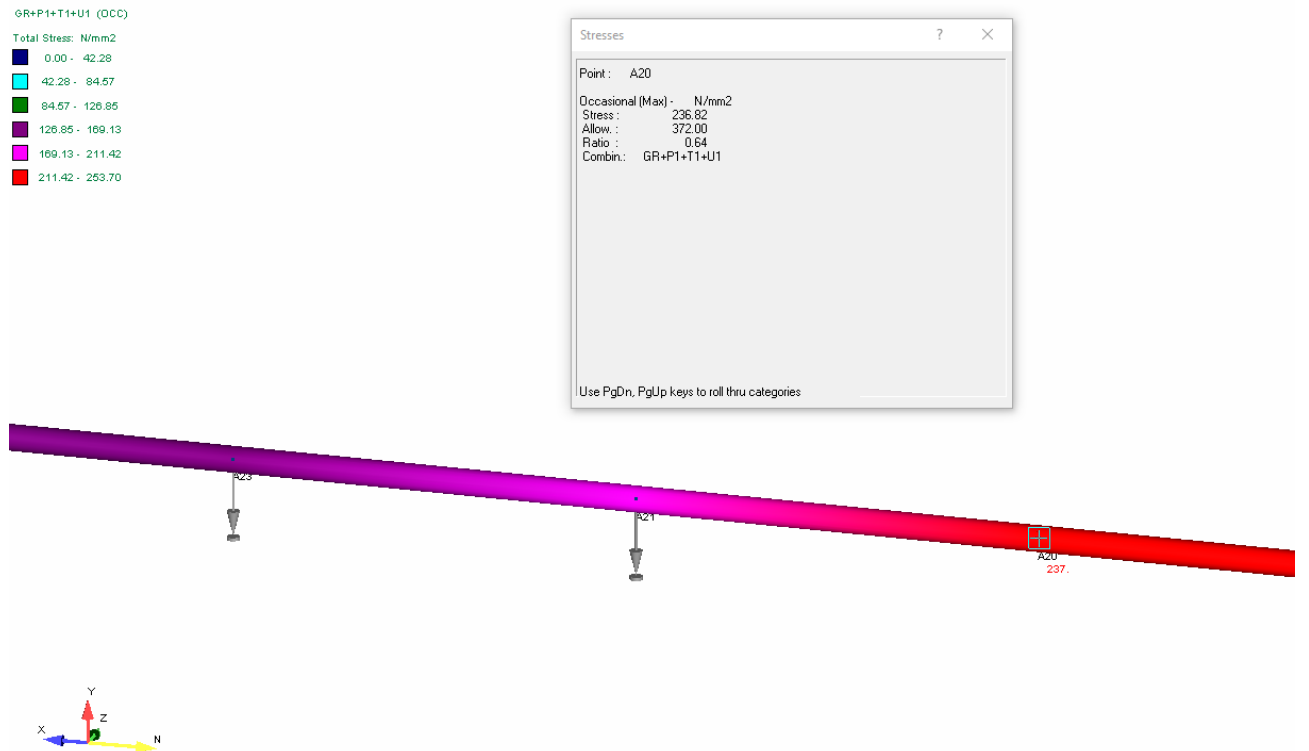
Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 2... 21.



**Рисунок 2 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе площадки узла запуска СОД трубопровода от КП7**



**Рисунок 3 – Картина просадки в районе площадки узла запуска СОД трубопровода от КП7**



**Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК 60+00 трубопровода от КП7**

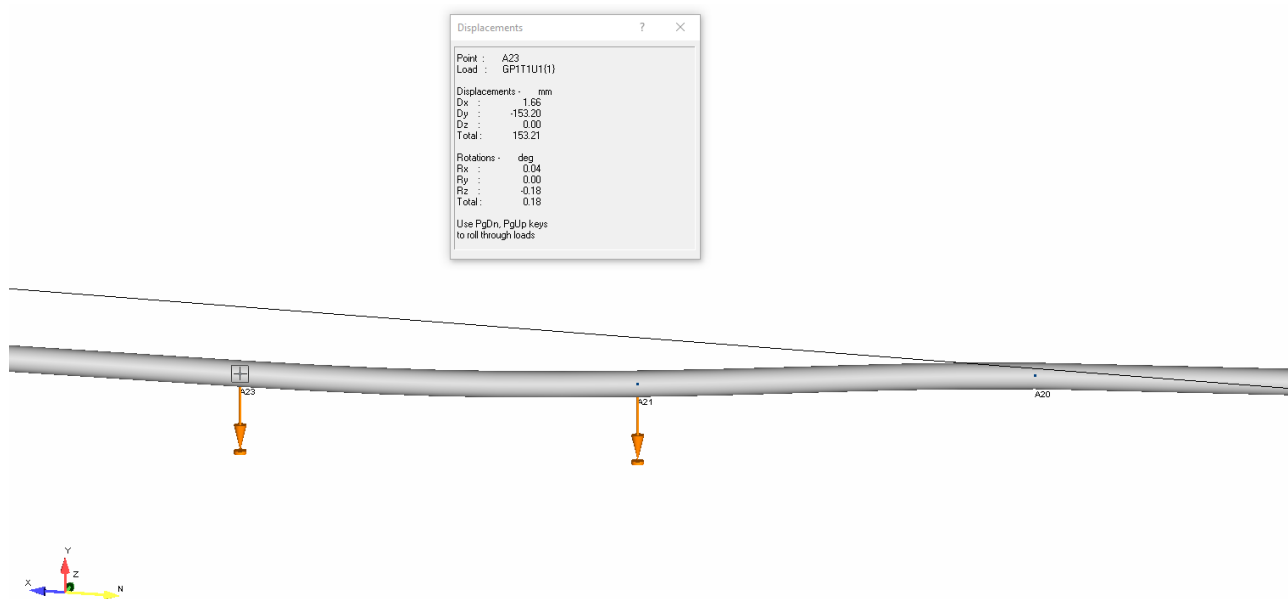


Рисунок 5 – Картина просадки в районе ПК 60+00 трубопровода от КП7

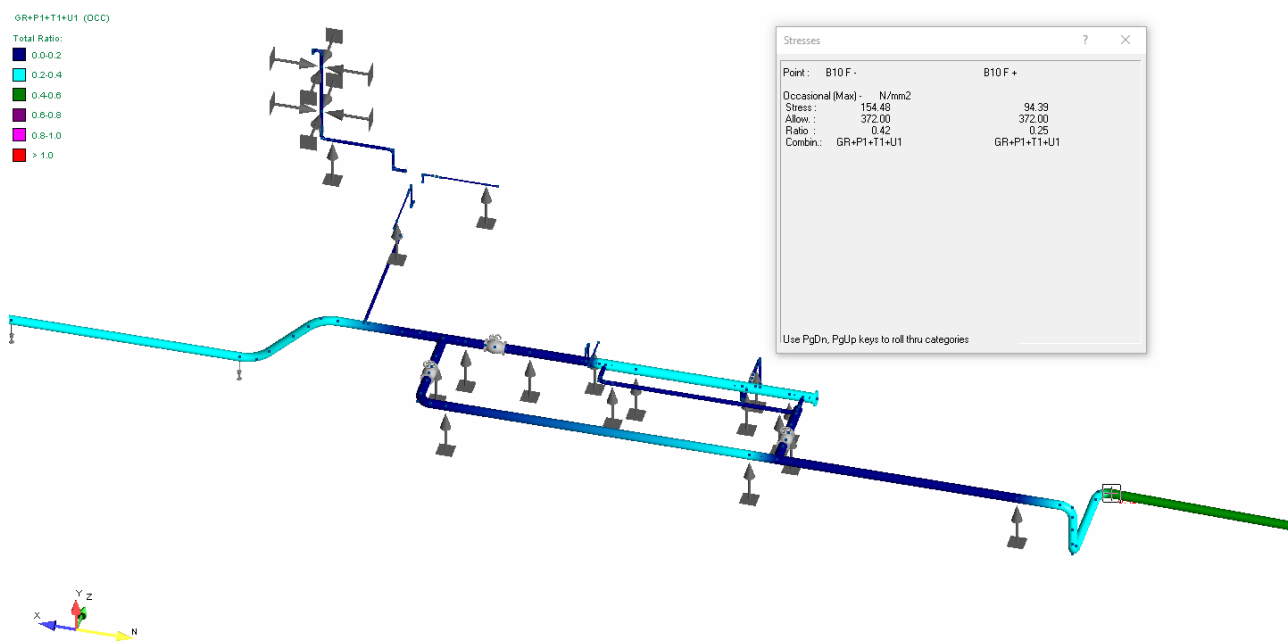
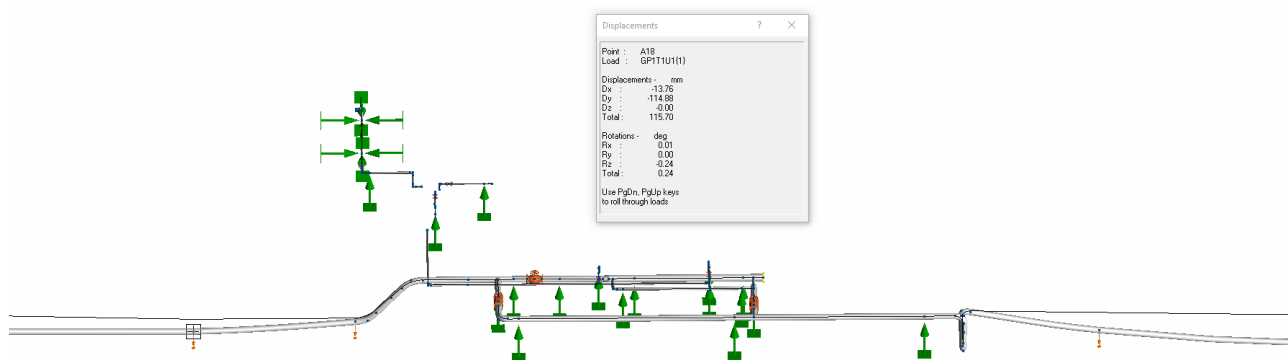
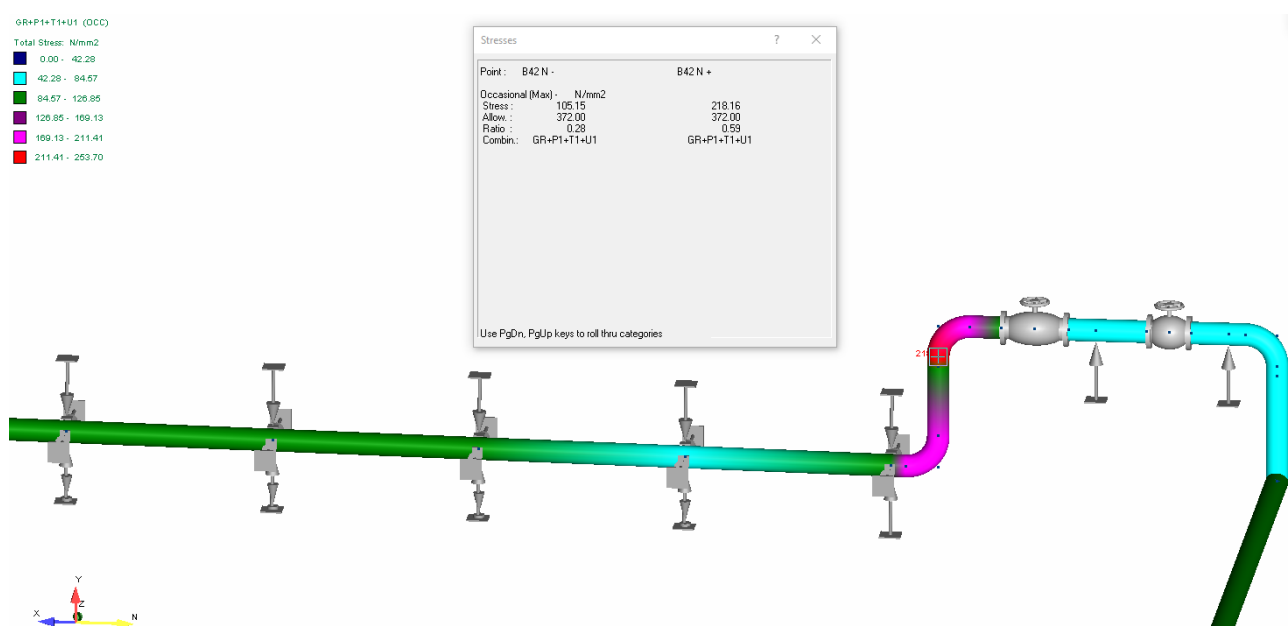


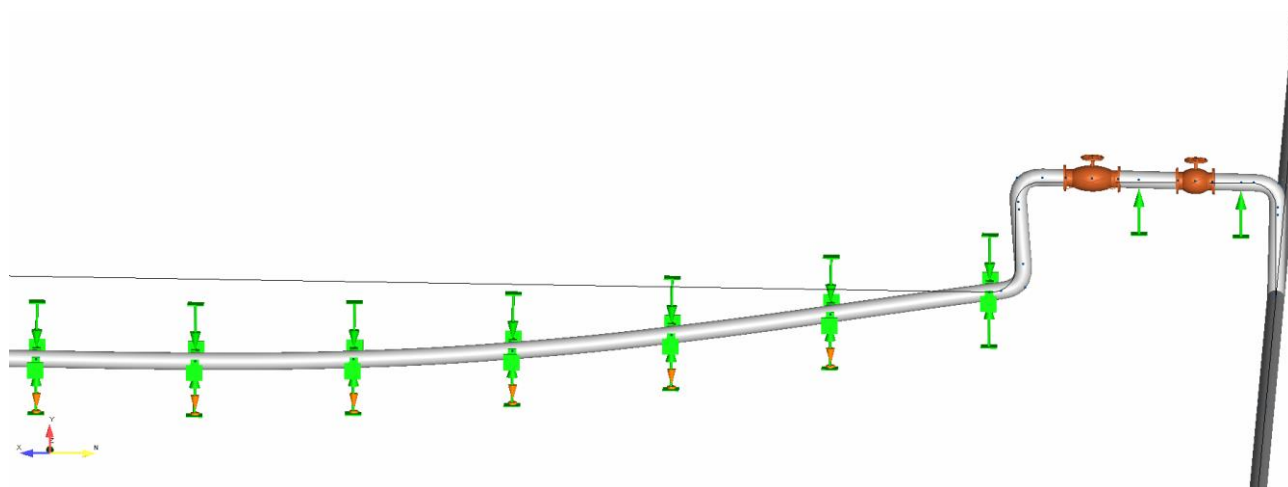
Рисунок 6 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе Участок в районе площадки узла приема СОД трубопровода от КП7



**Рисунок 7 – Картина просадки в районе Участок в районе площадки узла приема СОД трубопровода от КП7**

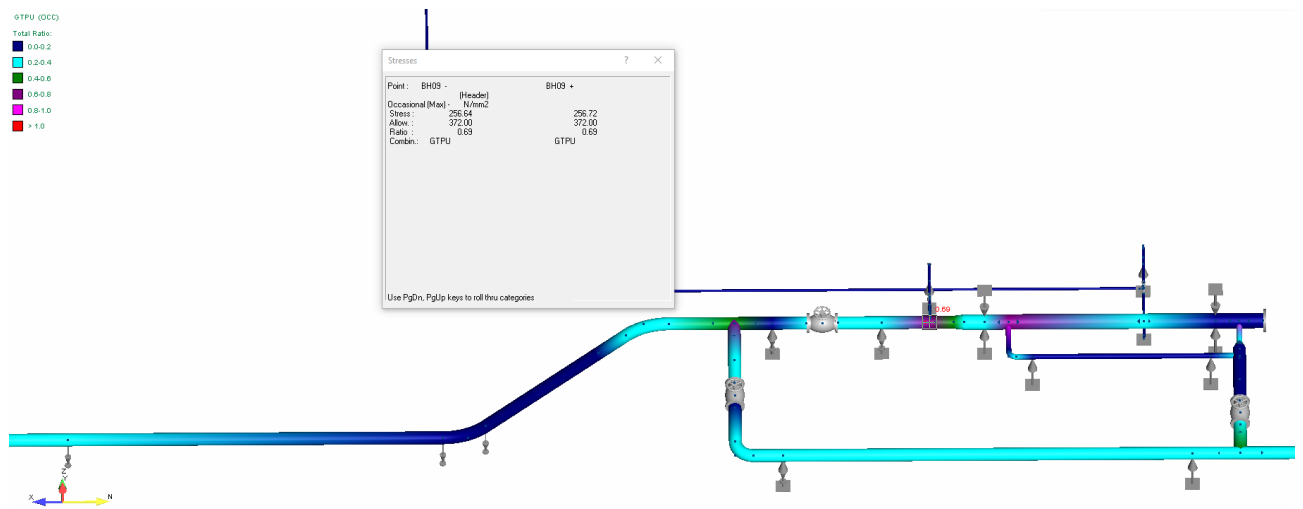


**Рисунок 8 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе Участок в районе площадки узла подключения трубопровода от КП7**

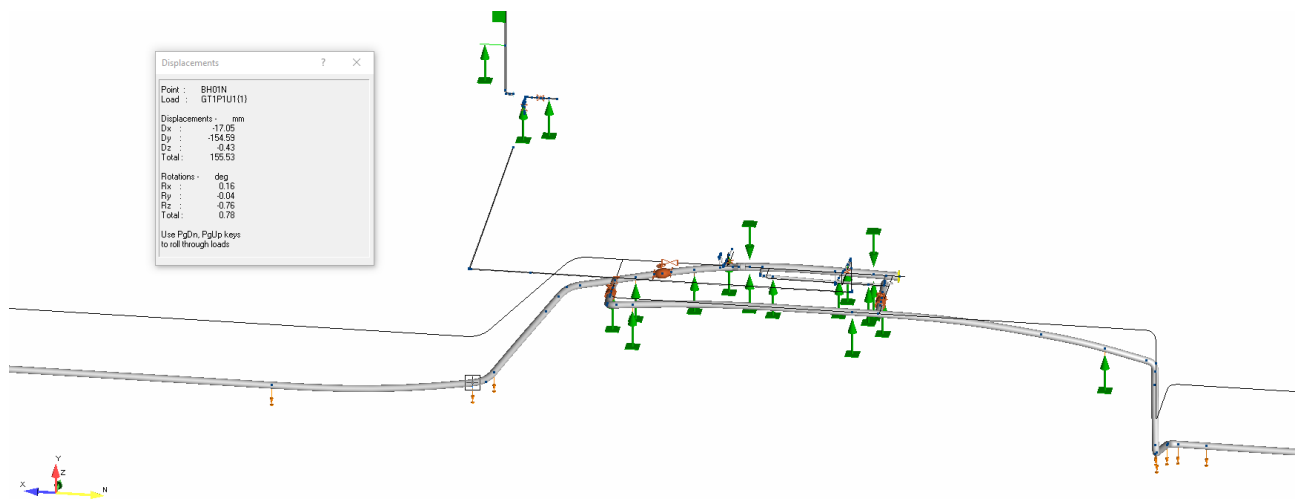


**Рисунок 9 – Картина просадки в районе Участок в районе площадки узла подключения трубопровода от КП7**





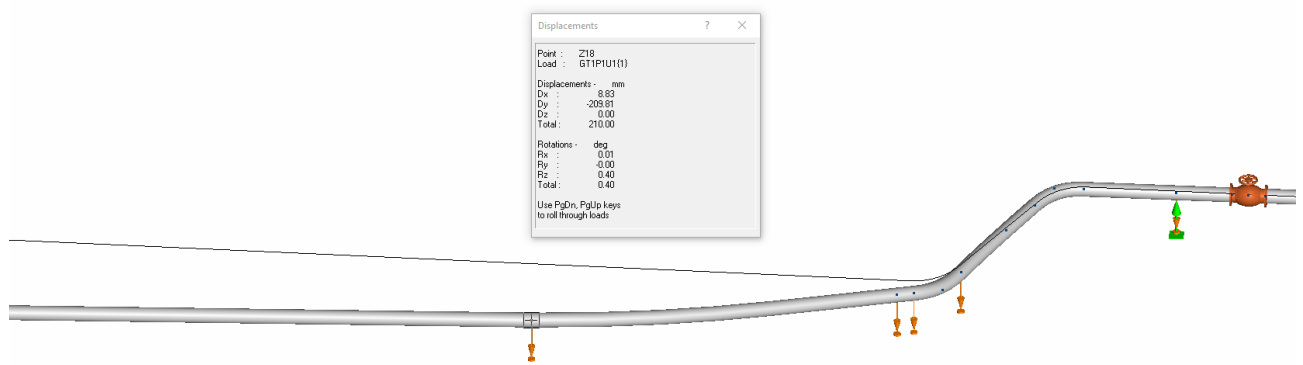
**Рисунок 10 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе узла приема СОД трубопровода от КП8**



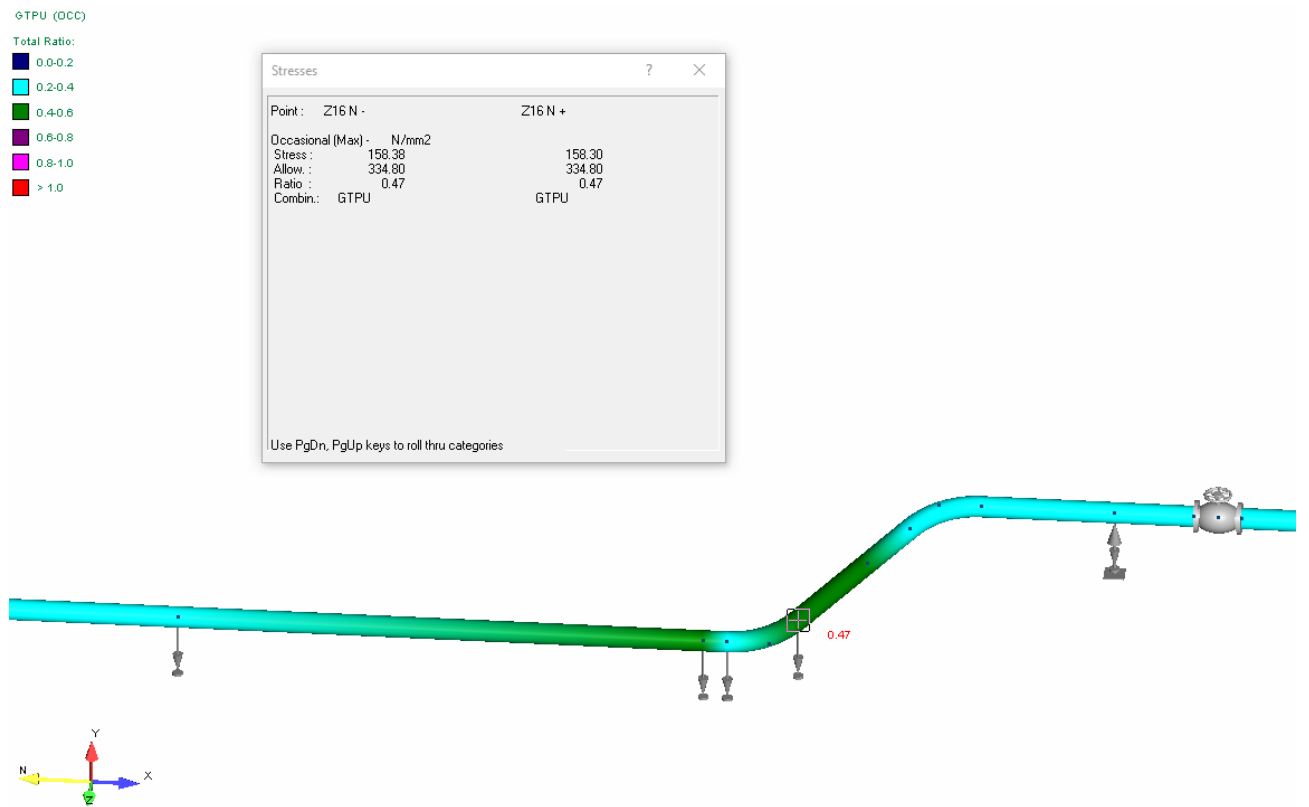
**Рисунок 11 – Картина просадки в районе узла приема СОД трубопровода от КП8**



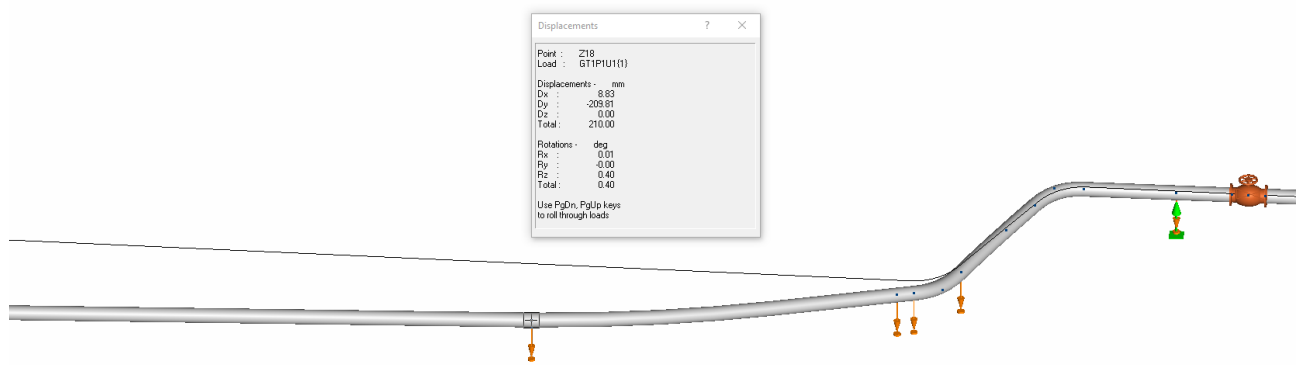
**Рисунок 12 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе узла запуска СОД трубопровода от КП9**



**Рисунок 13 – Картина просадки в районе узла запуска СОД трубопровода от КП9**



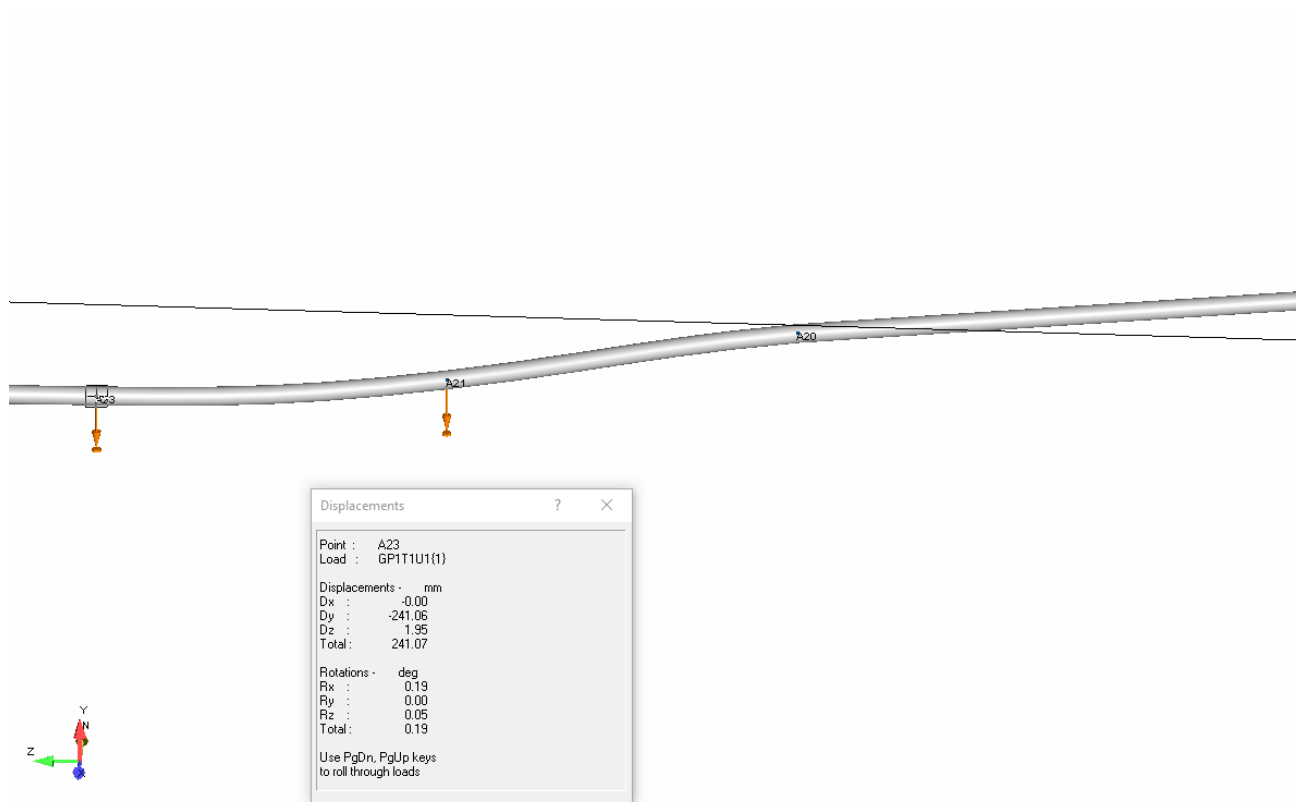
**Рисунок 14 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе узла запуска СОД трубопровода от КП9**



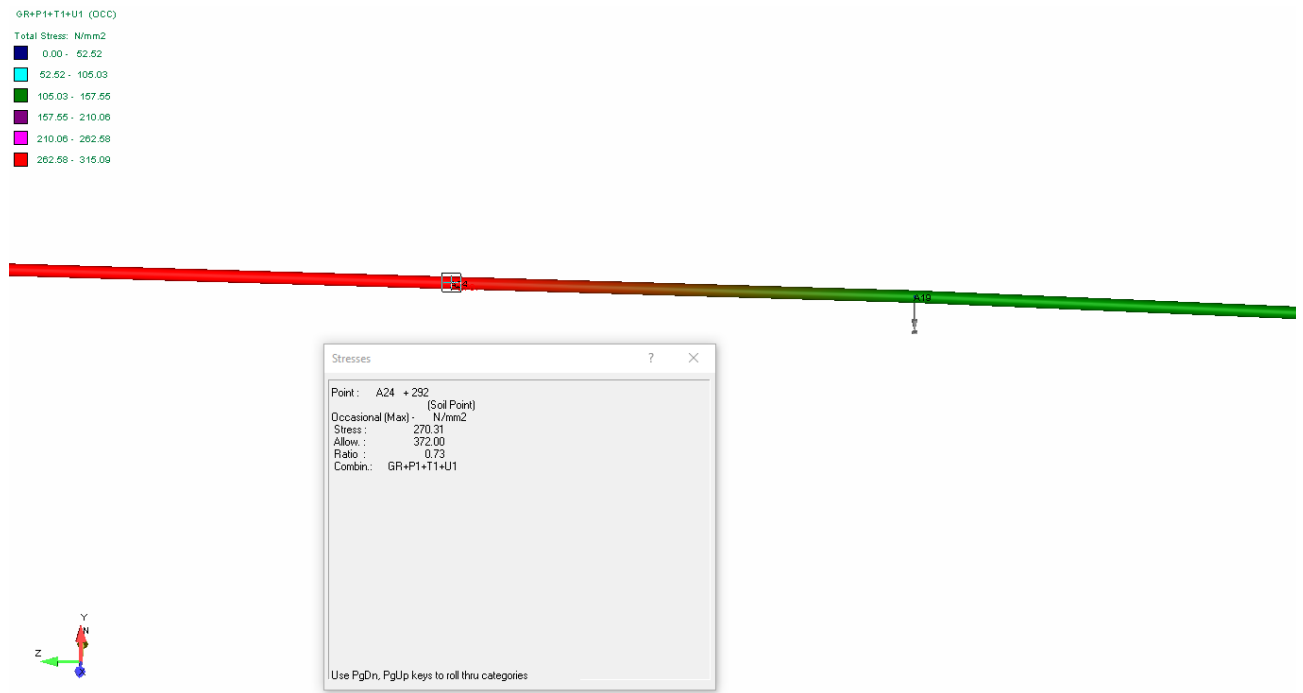
**Рисунок 15 – Картина просадки в районе узла запуска СОД трубопровода от КП9**



**Рисунок 16 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК 36+00 трубопровода от КП9**



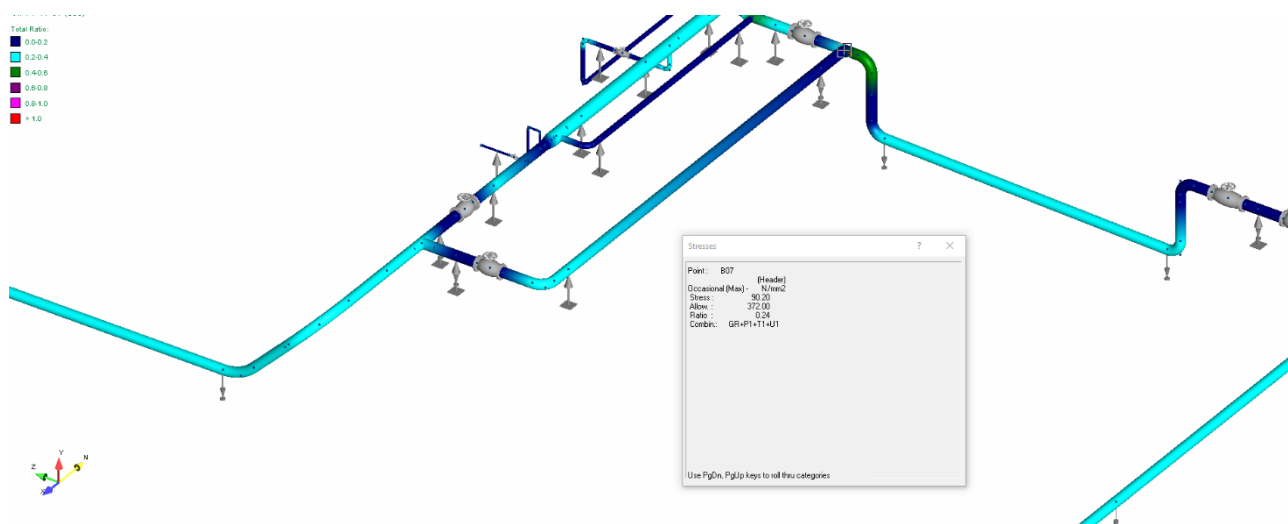
**Рисунок 17 – Картина просадки в районе ПК 36+00 трубопровода от КП9**



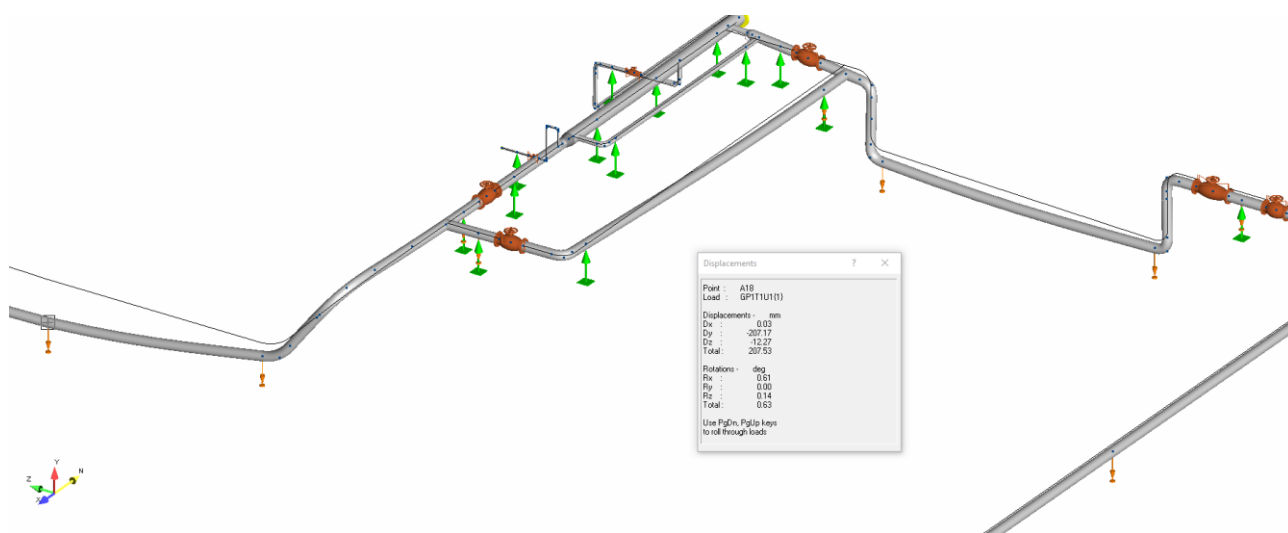
**Рисунок 18 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК 67+00 трубопровода от КП9**



**Рисунок 19 – Картина просадки в районе ПК 67+00 трубопровода от КП9**



**Рисунок 20 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе узла приема СОД и подключения трубопровода от КП9**



**Рисунок 21 – Картина просадки в районе узла приема СОД и подключения трубопровода от КП9**

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

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

где  $\sigma_{eq}$  – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

$\sigma_y$  – 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	$\sigma_{eq}$ , МПа	$f_{eq}\sigma_y$ , МПа	Выполнение условий прочности
Нефтегазосборный трубопровод к.7 - т.вр. к.7	Участок в районе площадки узла запуска СОД	До 470	234,8	334,8	ДА
	Участок проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК 60+00	До 154	236,8	334,8	ДА
	Участок в районе площадки узла приема СОД	До 119	154,8	334,8	ДА
	Участок в районе площадки узла подключения	До 285,0	218,2	334,8	ДА
Нефтегазосборный трубопровод к.8 - т.вр. к.8	Участок в районе площадки узла приема СОД	До 154	256,7	334,8	ДА
Нефтегазосборный трубопровод к.9 - т.вр. к.9	Участок в районе площадки узла запуска СОД	До 218	158,3	334,8	ДА
	Участок проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК 36+00	До 241	314,4	334,8	ДА
	Участок проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК 67+00	До 136	270,3	334,8	ДА
	Участок в районе площадки узла приема СОД	До 222	153,8	334,8	ДА
	Участок в районе площадки узла подключения	До 370	100,5	334,8	ДА

## 7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов нефтегазосборных проекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» сделаны следующие выводы:

- Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях;
- В соответствии с требованиями п. 9.6.10 опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа, с диапазоном регулирования 150...300 мм;
- Мероприятия по теплоизоляции траншеи не требуются;
- Несущая способность и устойчивость фундаментов и оснований надземных трубопроводов в районе площадок обеспечивается температурной стабилизацией грунтов.

## 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.: Гидрометеоздат. 1961. С.346.;
- 6) Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеоздат, 1969
- 7) Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат. 1990. – 367 с.
- 8) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Чернов Р.А. Роль снежного покрова в промерзании грунтов // Известия АН Серия географическая. 2001. № 4. С.52-57;
- 9) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Китаев Л.М., Чернов Р.А. Влияние снежного покрова на теплообмен с подстилающей поверхностью. В кн. Оледенение Северной Евразии в недавнем прошлом и ближайшем будущем. Под ред. В.М. Котлякова. Наука. М.. 2007. С. 15–54. С.368.;
- 10) Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН. 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск. Наука. Сиб. отд., 1979. С.286.;
- 11) Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН». Тюмень. 2017.
- 12) РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима 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 (Кусты скважин №7, 9)**

№ ИГЭ	Наименование ИГЭ	Рекомендуемые нормативные значения						Рекомендуемые расчетные значения					
								по деформациям $\alpha=0,85$			по несущей способности $\alpha=0,95$		
		$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	e	$I_L$	$\varphi^0$	C, кПа	E, МПа	$\rho_{II}$ , г/см <sup>3</sup>	$\varphi_{II}^0$	$C_{II}$ , Кпа	$\rho_I$ , г/см <sup>3</sup>	$\varphi_I^0$	$C_I$ , Кпа
941	Суглинок твердый, прослоями полутвердый, edQ <sub>II-IV</sub>	2,03	0,58	-0,06	24	64	31	2,02	23	62	2,02	22	60
942	Суглинок тугопластичный, прослоями мягкопластичный, edQ <sub>II-IV</sub>	1,94	0,72	0,47	18	45	15	1,93	17	40	1,93	16	37
961	Песок мелкий, прослоями пылеватый, малой степени водонасыщения, edQ <sub>II-IV</sub>	1,83	0,62	-	32**	2**	28**	1,82	-	-	-	-	-
972	Дресвяно-щебенистый грунт с суглинистым заполнителем тугопластичной, прослоями мягкопластичной консистенции, edQ <sub>II-IV</sub>	2,00	0,63	0,39*	19	7	17	2,03	19	6	2,02	18	5

Примечания:

Для ИГЭ 972 – нормативные значения прочностных и деформационных свойств рассчитаны по методике ДальНИИС;

\* – значения приведены для заполнителя;

\*\* - нормативные и расчетные значения даны по СП 22.13330.2016

**Таблица Б.2 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств мерзлых грунтов (Кусты скважин №7, 9)**

Наименование показателей по ГОСТ 25100-2020, СП 25.13330.2020		Ед. изм	Номер ИГЭ							
			941м	942м	943м	947м	948м	961м	971м	990м
Влажность суммарная	W <sub>tot</sub>	%	18,77	23,72	28,44	17,21	22,88	19,65	17,87	7,31
Влажность между ледяных включений	W <sub>m</sub>	%	18,76	19,05	15,09	17,20	18,15	19,64	17,86	-
Влажность за счет ледяных включений	W <sub>i</sub>	%	0,01	4,67	13,36	0,01	4,73	0,01	0,01	-
Влажность за счет незамерзшей воды	W <sub>w</sub>	%	12,66	12,43	12,03	11,57	10,88	0,00	10,59	-
Влажность за счет порового льда	W <sub>ic</sub>	%	6,10	6,62	3,06	5,64	7,27	19,64	7,37	-
Плотность грунта в мерзлом состоянии: по деформациям 0,85 по несущей способности 0,95	ρ <sub>f</sub>	г/см <sup>3</sup>	<u>2,02</u>	<u>1,93</u>	<u>1,84</u>	<u>2,06</u>	<u>2,00</u>	<u>1,85</u>	<u>2,08</u>	<u>2,39</u>
	ρ <sub>пп</sub>	г/см <sup>3</sup>	<u>2,02</u>	<u>1,92</u>	<u>1,82</u>	<u>2,05</u>	<u>2,00</u>	<u>1,83</u>	<u>2,06</u>	<u>2,38</u>
	ρ <sub>п</sub>	г/см <sup>3</sup>	2,01	1,92	1,81	2,05	2,00	1,83	2,06	2,37
Плотность частиц грунта в мерзлом состоянии	ρ <sub>s</sub>	г/см <sup>3</sup>	2,70	2,70	2,69	2,69	2,69	2,67	2,70	2,78
Плотность скелета грунта	ρ <sub>d</sub>	г/см <sup>3</sup>	1,71	1,56	1,44	1,76	1,63	1,55	1,76	2,23
Число пластичности	I <sub>p</sub>	%	11,22	10,56	9,22	10,79	10,20	-	9,89**	-
Показатель текучести	I <sub>L</sub>	д.ед	-0,07	0,45	0,91	-0,18	0,48	-	-0,04**	-
Коэффициент пористости	e <sub>f</sub>	д.ед	0,58	0,73	0,88	0,53	0,66	0,73	0,53	0,25
Льдистость за счет ледяных включений	I <sub>i</sub>	д.ед	0,00	0,08	0,21	0,00	0,09	0,00	0,00	-
Льдистость суммарная	I <sub>tot</sub>	д.ед	0,11	0,20	0,26	0,11	0,22	0,34	0,14	-
Льдистость за счет порового льда	I <sub>c</sub>	д.ед	0,11	0,11	0,04	0,11	0,13	0,34	0,14	-
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта	S <sub>r</sub>	д.ед	0,89	0,73	0,47	0,89	0,78	0,79	0,94	-
Степень засоленности грунта	D <sub>sal</sub>	%	0,16	0,15	0,14	0,17	0,12	0,50	0,18	-
Содержание органического вещества	I <sub>r</sub>	%	4,10	4,49	4,99	-	-	-	-	-

Наименование показателей по ГОСТ 25100-2020, СП 25.13330.2020		Ед. изм	Номер ИГЭ							
			941м	942м	943м	947м	948м	961м	971м	990м
Предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии по деформациям 0,85 по несущей способности 0,95	Rc	МПа	-	-	-	-	-	-	-	<u>35</u>
			-	-	-	-	-	-	-	<u>33</u>
			-	-	-	-	-	-	-	<u>32</u>
Коэффициент размягчаемости	Ksof	д.ед	-	-	-	-	-	-	-	0,67
Коэффициент оттаивания	Ath	д.ед	0,012	0,065	0,093	-	-	0,022	-	-
Коэффициент сжимаемости при оттаивании	m <sub>th</sub>	Мпа <sup>-1</sup>	0,099	0,204	0,260	-	-	0,045	-	-
Модуль деформации мерзлого грунта	Ef	Мпа	24,3	13,3	9,5	-	-	27,6	-	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта	Mf	Мпа <sup>-1</sup>	0,034	0,061	0,086	-	-	0,030	-	-
Предельно длительное эквивалентное сцепление	Ceq	Мпа	0,119	0,083	0,065	-	-	0,238	-	-
Теплопроводность, в талом состоянии	λ <sub>th</sub>	Вт/м/°С)	1,37	1,42	1,47	1,38	1,49	2,13	1,51	-
Теплопроводность в мерзлом состоянии	λ <sub>f</sub>	Вт/м/°С)	1,55	1,60	1,62	1,56	1,67	2,35	1,70	-
Объемная теплоемкость в талом состоянии	C <sub>th</sub>	МДж/м <sup>3</sup> /°С	2,85	2,97	3,05	2,83	2,89	2,77	2,91	-
Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии	C <sub>f</sub>	МДж/м <sup>3</sup> /°С	2,24	2,22	2,23	2,23	2,30	2,15	2,28	-
Температура начала замерзания грунта	T <sub>bf</sub>	°С	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,10	-0,20**	0,00
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи на глубине 15м при температуре грунта -0,3°С/-0,5°С/-1,0°С	R	кПа	<u>900*</u>	<u>900*</u>	<u>550*</u>	<u>900*</u>	<u>900*</u>		<u>2500**</u>	
			<u>950*</u>	<u>950*</u>	<u>600*</u>	<u>950*</u>	<u>950*</u>	-	<u>3000**</u>	-
			<u>1100*</u>	<u>1100*</u>	<u>750*</u>	<u>1100*</u>	<u>1100*</u>		<u>3500**</u>	

Наименование показателей по ГОСТ 25100-2020, СП 25.13330.2020		Ед. изм	Номер ИГЭ							
			941М	942М	943М	947М	948М	961М	971М	990М
Сопротивление срезу по поверхности смерзания грунта с цементно-песчаным раствором при температуре грунта - 0,3°C/-0,5°C/-1,0°C	Raf	кПа	<u>40*</u>	<u>40*</u>	<u>40*</u>	<u>40*</u>	<u>40*</u>		<u>40**</u>	
			<u>60*</u>	<u>60*</u>	<u>60*</u>	<u>60*</u>	<u>60*</u>	-	<u>60**</u>	-
			100*	100*	100*	100*	100*		100**	
Сопротивление срезу по поверхности смерзания грунта с грунтом при температуре грунта -0,3°C/-0,5°C/-1,0°C	Rsh	кПа	<u>50*</u>	<u>50*</u>	<u>50*</u>	<u>50*</u>	<u>50*</u>		<u>50**</u>	
			<u>80*</u>	<u>80*</u>	<u>80*</u>	<u>80*</u>	<u>80*</u>	-	<u>80**</u>	-
			120*	120*	120*	120*	120*		120**	

Примечания:

\*- нормативные значения даны по СП 25.13330.2020;

\*\* - значения приведены для заполнителя.

**Таблица Б.3 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств мерзлых и морозных грунтов. (Куст скважин №8)**

№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % W <sub>tot</sub> /природная	Пластичность, %			Консистенция при оттаивании IL	Коэффициент пористости e	Плотность частиц, г/куб.см R <sub>s</sub>	Плотность сухого грунта, г/куб.см R <sub>d</sub>	Плотность грунта при природной влажности, ρ г/куб.см R	Модуль деформации мерзлого грунта, МПа E	Сопrotивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, МПа R <sub>af</sub>	Эквивалентное сцепление мерзлого грунта C <sub>eq</sub>	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта m <sub>f</sub>	Коэффициент оттаивания A <sub>th</sub>	Коэффициент сжимаемости при оттаивании M	Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 Мпа	Температура начала замерзания грунта T <sub>bf</sub>	Модуль общей деформации, Мпа талого грунта	Угол (тангенс угла) внут. трения (водонас., конс.)	Удельное сцепление, МПа (водонас., конс.)
		Верхний предел WL	Нижний предел W <sub>p</sub>	Число I <sub>p</sub>																
ИГЭ №1 Суглинок пылеватый тяжелый тугопластичный ненабухающий минеральный среднепучинистый с включением щебня до 17%	22,9	32,2	19,0	13,4	0,30	0,702	2,69	1,59	Нормативное	-	-	-	-	-	-	-	-	16	18	0,022
									1,95											
									α=0,85											
									1,93											
									α=0,95											
1,92																				
ИГЭ №1м Суглинок пылеватый легкий пластичномерзлый слабодистый минеральный, в талом состоянии тугопластичный, среднепучинистый, просадочный, массивной криотекстуры	26,1	32	21	11	0,46	0,732	2,71	1,57	Нормативное	14	-	0,087	0,058	0,086	0,221	0,14	-0,2	-	-	-
									1,98											
									α=0,85											
									1,97											
									α=0,95											
1,96																				
ИГЭ №1ма Супесь пылеватая слабодистая минеральная, в талом состоянии пластичная, просадочная, массивной криотекстуры	25,2	28,1	23,1	5,1	0,45	0,766	2,66	1,51	Нормативное	28,84	0,063	0,150	-	0,042	0,146	0,14	-0,13	-	-	-
									1,91											
									α=0,85											
									1,89											
									α=0,95											
1,88																				

№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % Wtot /природная	Пластичность, %			Консистенция при оттаивании IL	Коэффициент пористости	Плотность частиц, г/куб.см Rs	Плотность сухого грунта, г/куб.см Rd	Плотность грунта при природной влажности, р г/куб.см R	Модуль деформации мерзлого грунта, Мпа E	Сопротивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, Мпа Raf	Эквивалентное сцепление мерзлого грунта Ceg	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта mf	Коэффициент оттаивания Ath	Коэффициент сжимаемости при оттаивании M	Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 Мпа	Температура начала замерзания грунта Tbf	Модуль общей деформации, Мпа талого грунта	Угол (тангенс угла) внут. трения (водонас., конс.)	Удельное сцепление, МПа (водонас., конс.)
		Верхний предел WL	Нижний предел Wp	Число Ip																
ИГЭ №2а Древяный грунт слабовыветрелый пониженной прочности маловлажный. Заполнитель: суглинок песчанистый тяжелый твердый до 25%	14,0	33	19,2	13,5	-0,4	-	2,69	-	Нормативное	-	-	-	-	-	-	-	-	33,2	36	0,031
									2,03											
									$\alpha=0,85$											
									-											
									$\alpha=0,95$											
ИГЭ №3м Щебенистый грунт средней прочности нельдистый, массивной криотекстуры	11,5	-	-	-	-	0,390	2,73	1,97	Нормативное	-	-	-	-	-	-0,1	-	-	-	-	-
									2,20											
									$\alpha=0,85$											
									2,19											
									$\alpha=0,95$											
2,18																				
ИГЭ №6 Суглинок щебенистый пылеватый тяжелый твердый минеральный незасоленный среднепучинистый	14,6	33,1	19,3	13,8	-0,34	0,495	2,69	1,80	Нормативное	-	-	-	-	-	-	-	-	14,2	23*	0,036*
									2,06											
									$\alpha=0,85$											
									2,03											
									$\alpha=0,95$											
2,02																				

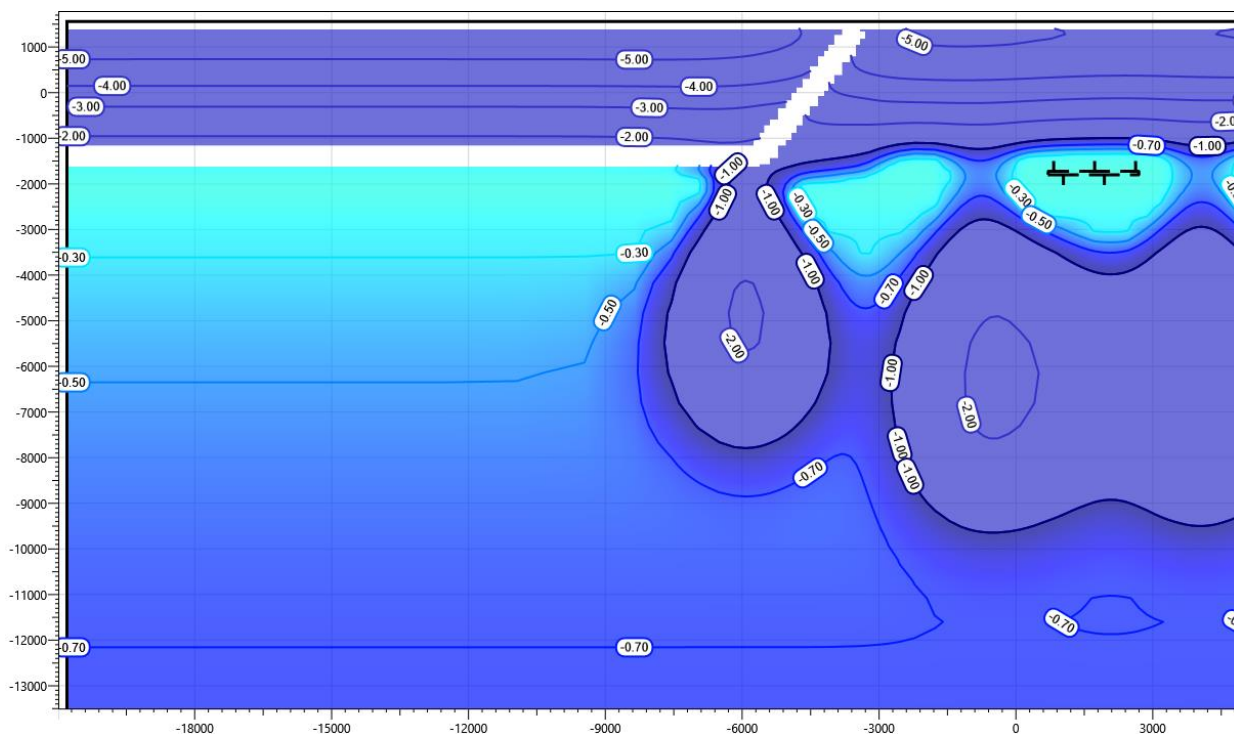
№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % $W_{tot}$ /природная	Пластичность, %			Консистенция при оттаивании IL	Коэффициент пористости	Плотность частиц, г/куб.см $R_s$	Плотность сухого грунта, г/куб.см $R_d$	Плотность грунта при природной влажности, $\rho_R$ г/куб.см	Модуль деформации мерзлого грунта, МПа $E$	Сопротивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, МПа $R_{af}$	Эквивалентное сцепление мерзлого грунта $C_{eg}$	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта $m_f$	Коэффициент оттаивания $A_{th}$	Коэффициент сжимаемости при оттаивании $M$	Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 МПа	Температура начала замерзания грунта $T_{bf}$	Модуль общей деформации, МПа талого грунта	Угол (тангенс угла) внут. трения (водонас., конс.)	Удельное сцепление, МПа (водонас., конс.)
		Верхний предел WL	Нижний предел Wp	Число Ip																
ИГЭ №66 Глина легкая пылеватая твердая средненабухающая незасоленная	22,2	42,8	24,0	18,8	-0,09	0,705	2,70	1,60	Нормативное	-	-	-	-	-	-	-	-	9,3*	16*	0,041*
									1,95											
									$\alpha=0.85$											
									-											
									$\alpha=0.95$											



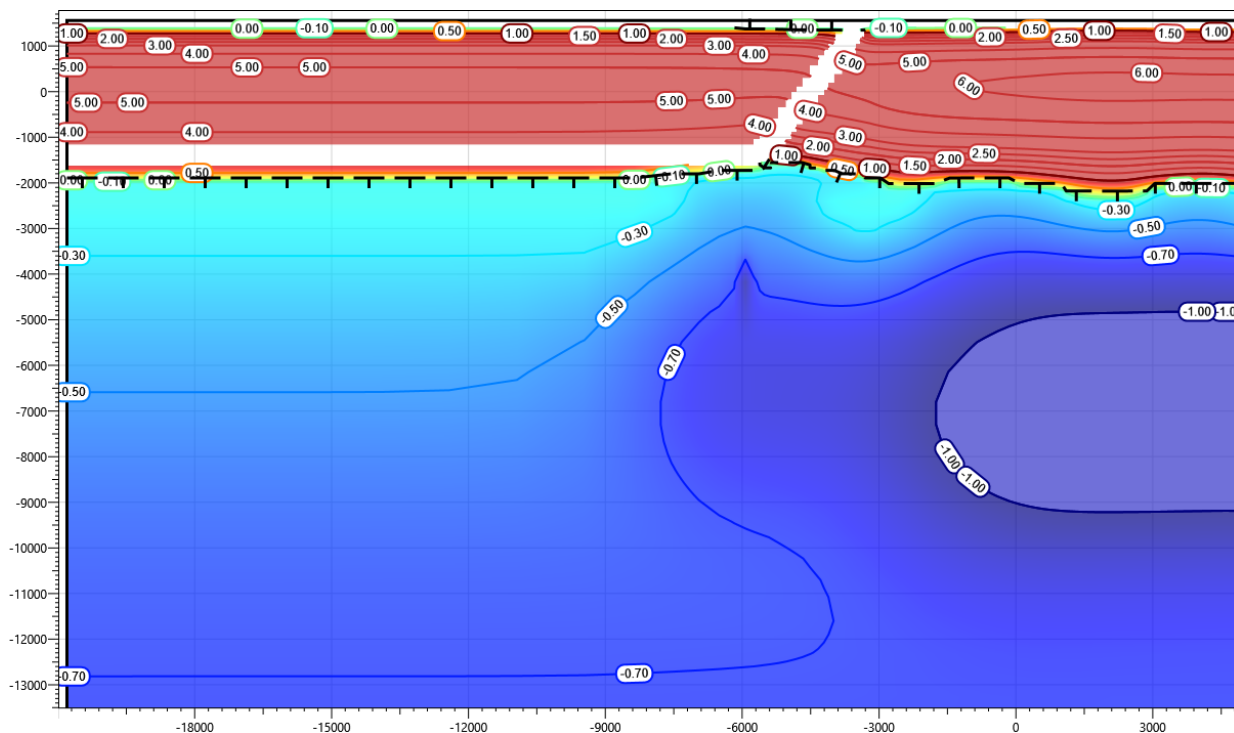
**Таблица Б.4 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств талых грунтов (Куст скважин №8)**

№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % $W_{tot}$ /природная	Плотность частиц, г/куб.см	Плотность сухого грунта, г/куб.см	Пористость, %	Плотность грунта при природной влажности, $\rho$ г/куб.см	Прочность грунта на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии
ИГЭ №4м Аргиллит средней прочности плотный размягчаемый слабодистый, массивной криотекстуры, RQD - 25-50 %	5,1	2,81	2,3	18	Нормативное	
					2,43	38
					$\alpha=0.85$	
					2,42	36,5
					$\alpha=0.95$	
					2,41	35,5
ИГЭ №5 Аргиллит средней прочности плотный	5,7	-	2,3	-	Нормативное	
					2,5	38
					$\alpha=0.85$	
					2,43	33,8
					$\alpha=0.95$	
					2,41	30,7

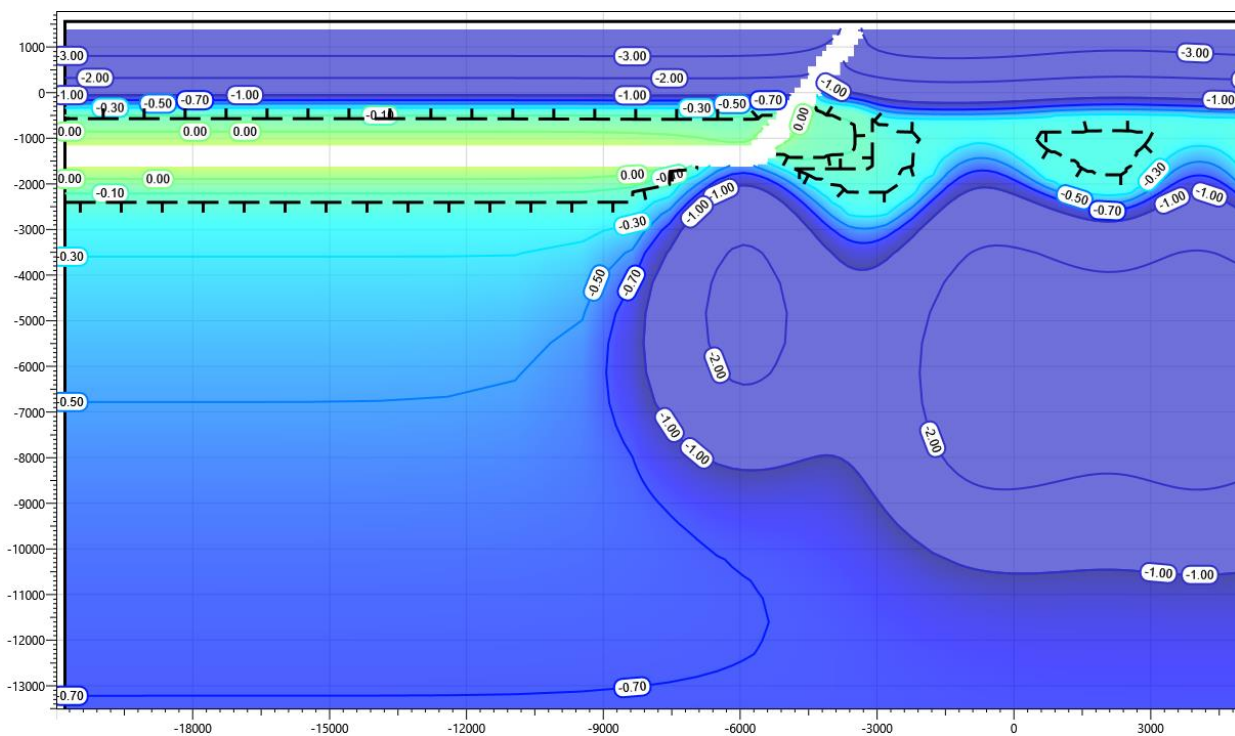
### Приложение В Результаты расчетов растепления



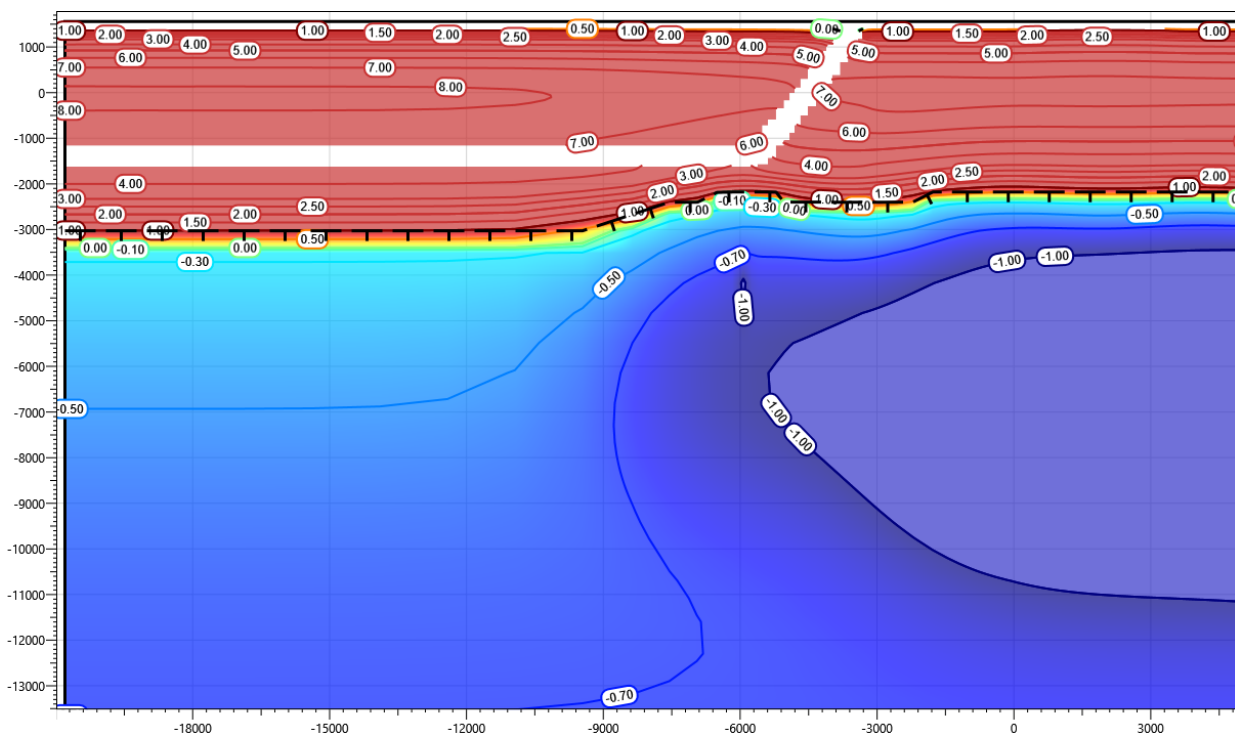
**Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



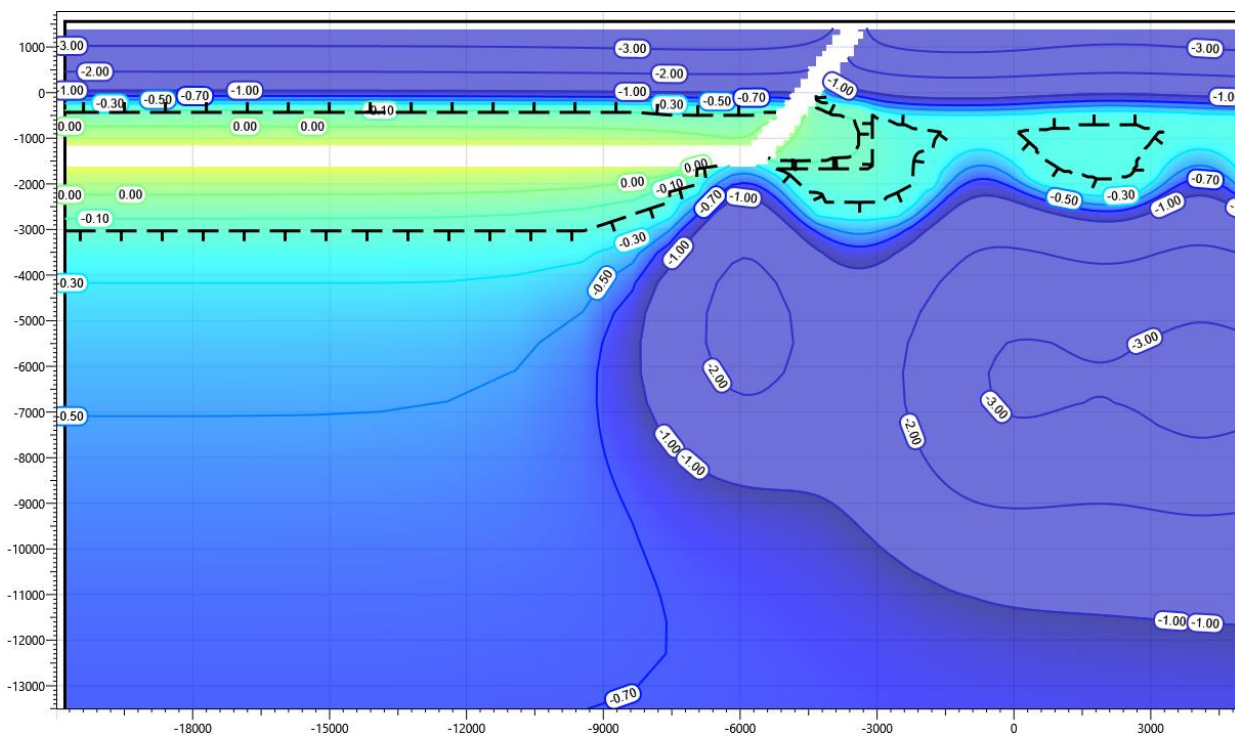
**Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



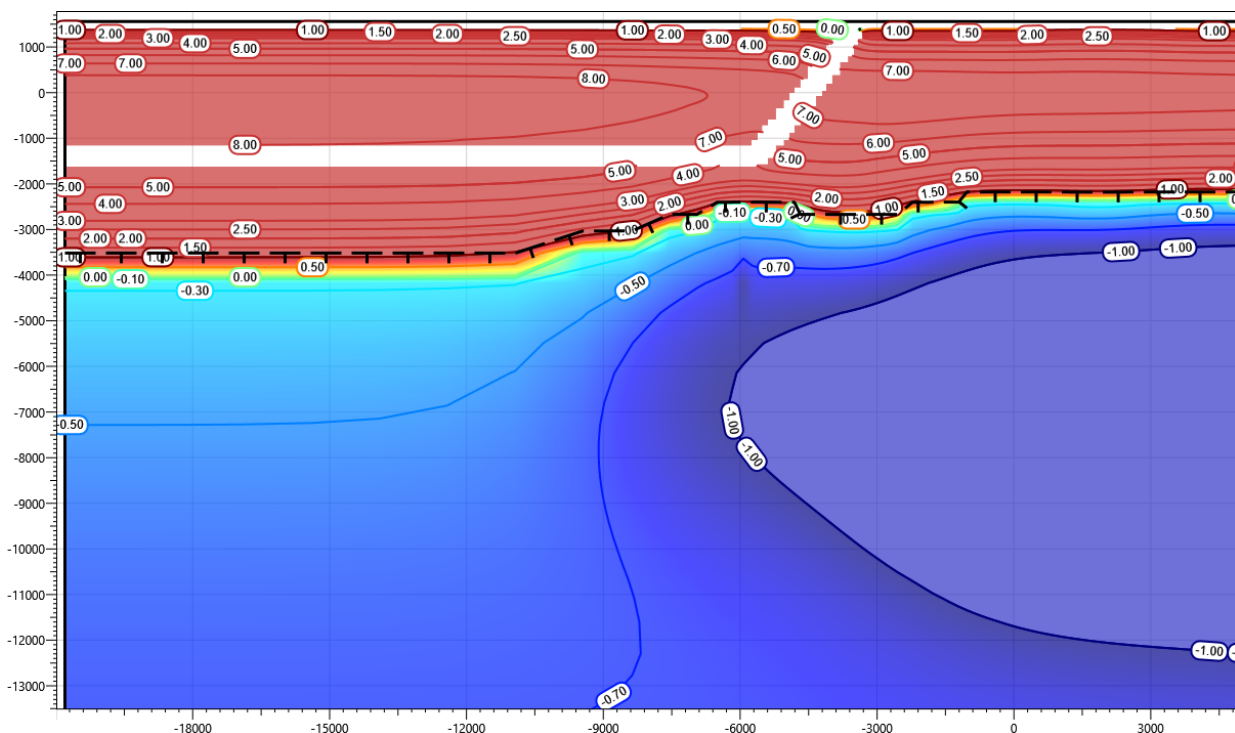
**Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



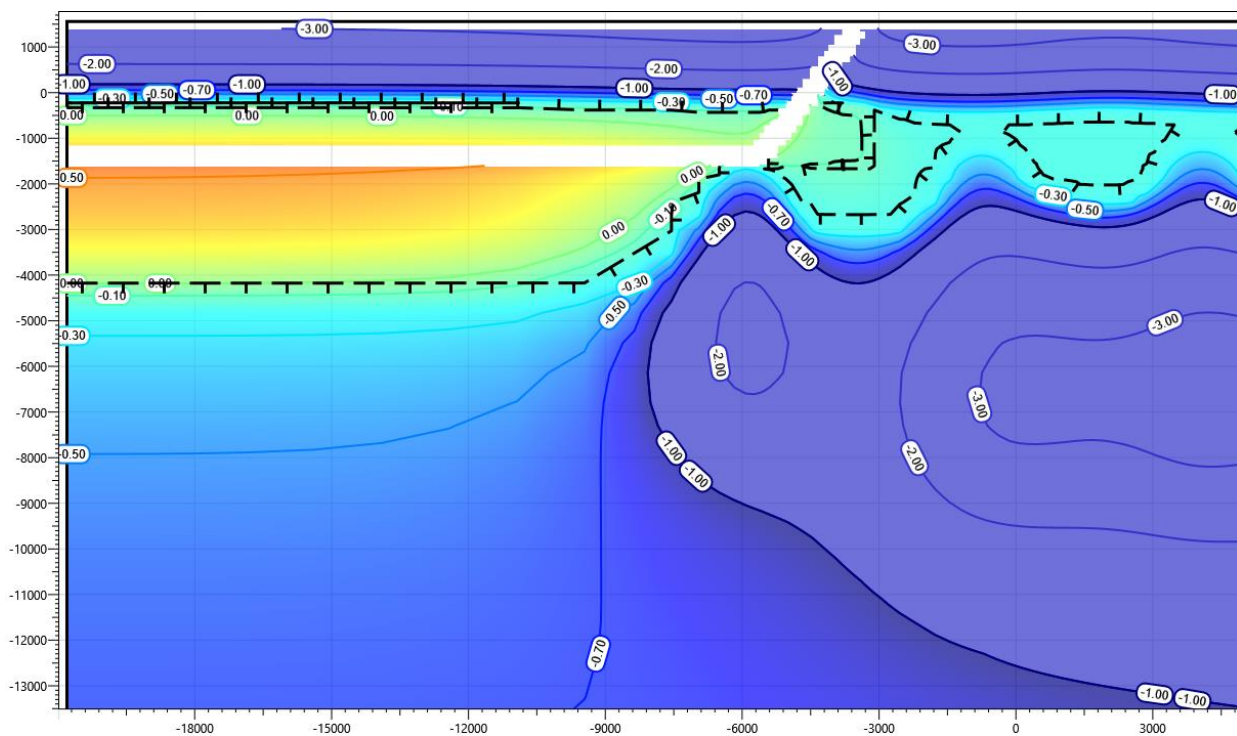
**Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



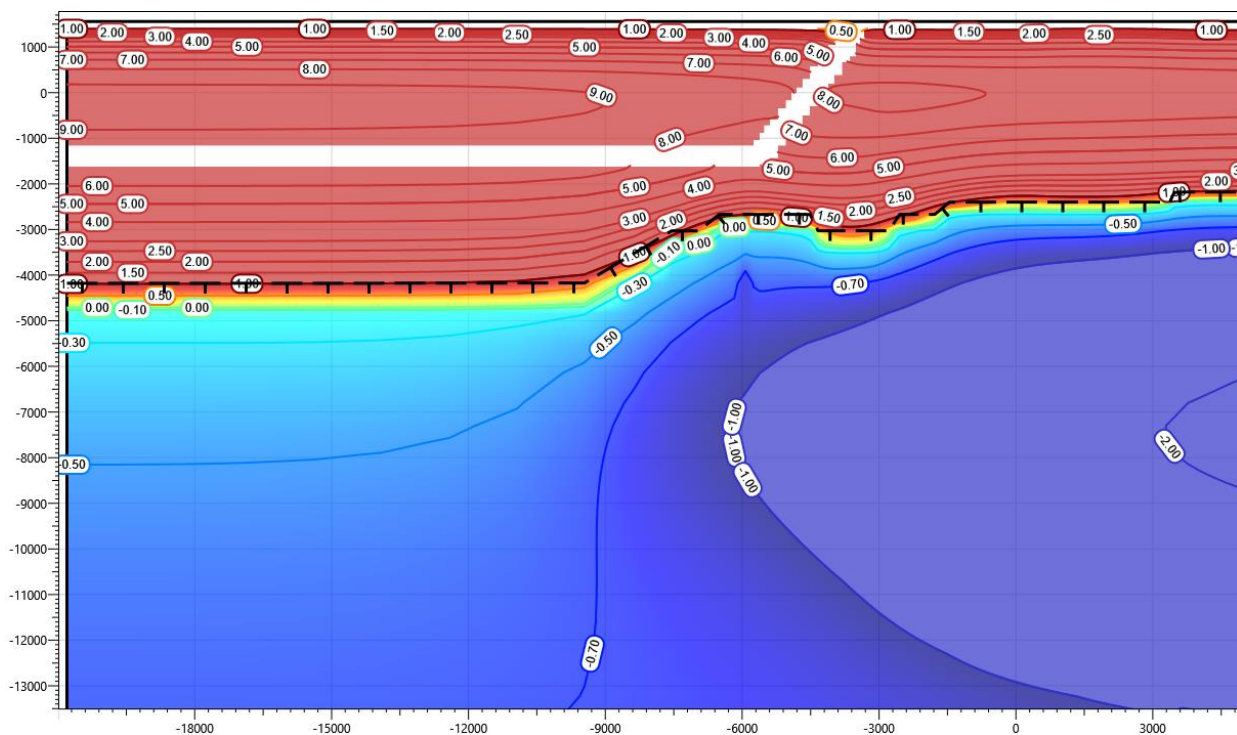
**Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

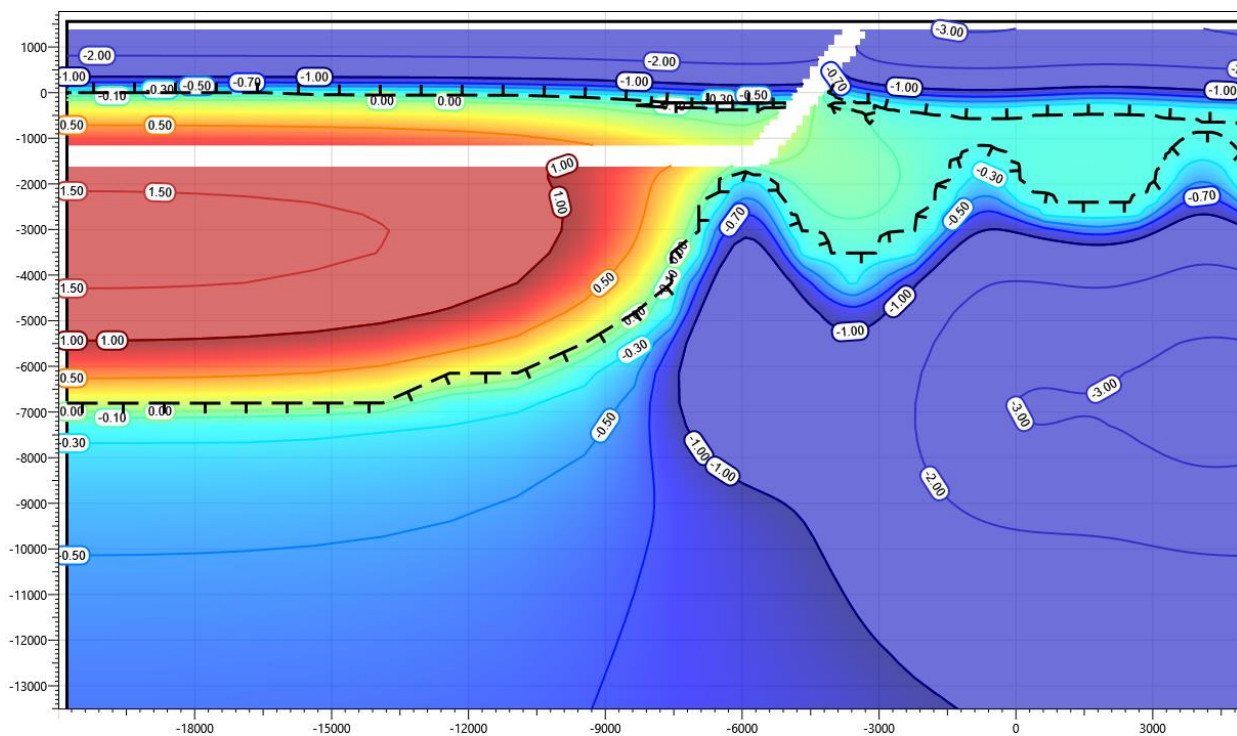


**Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

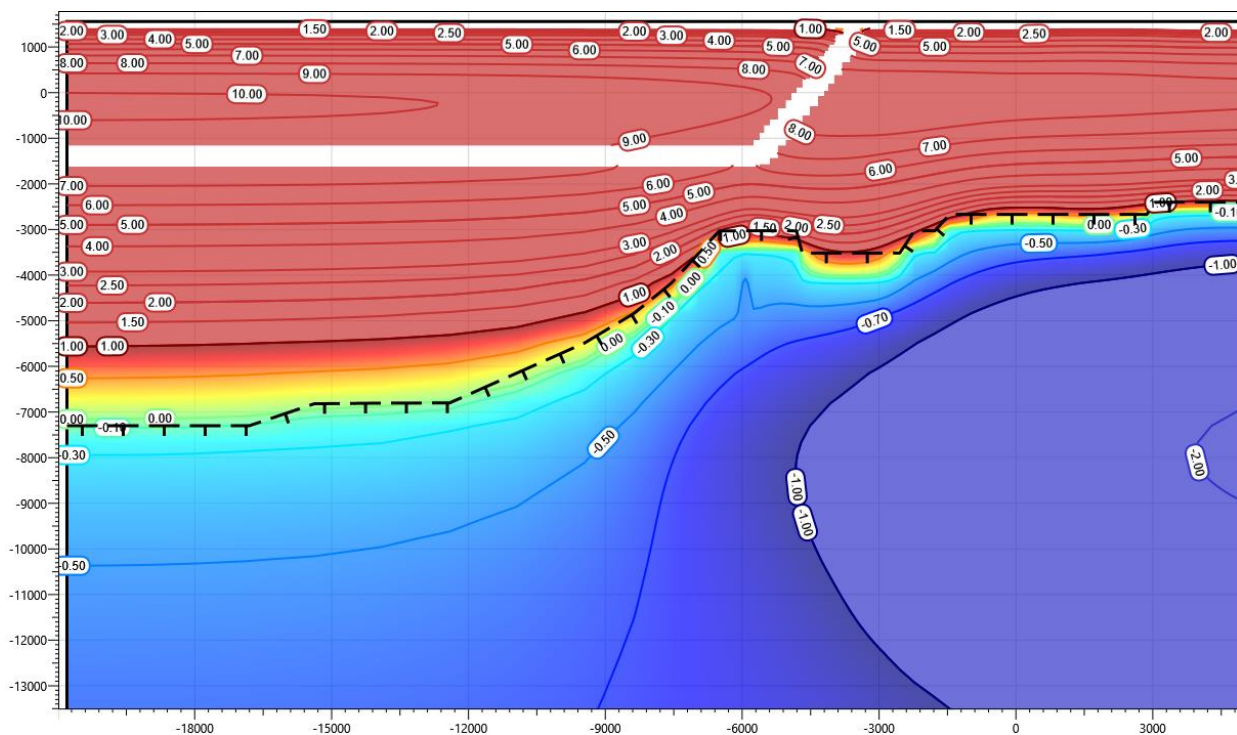


**Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

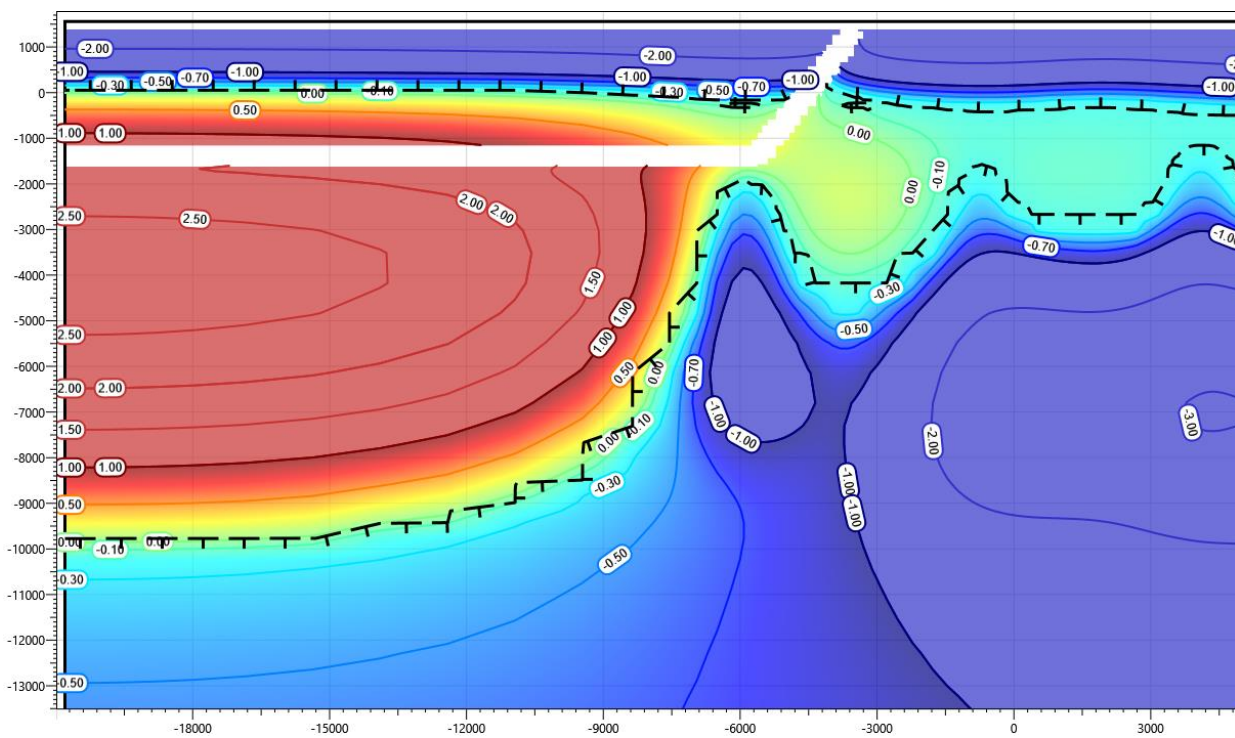




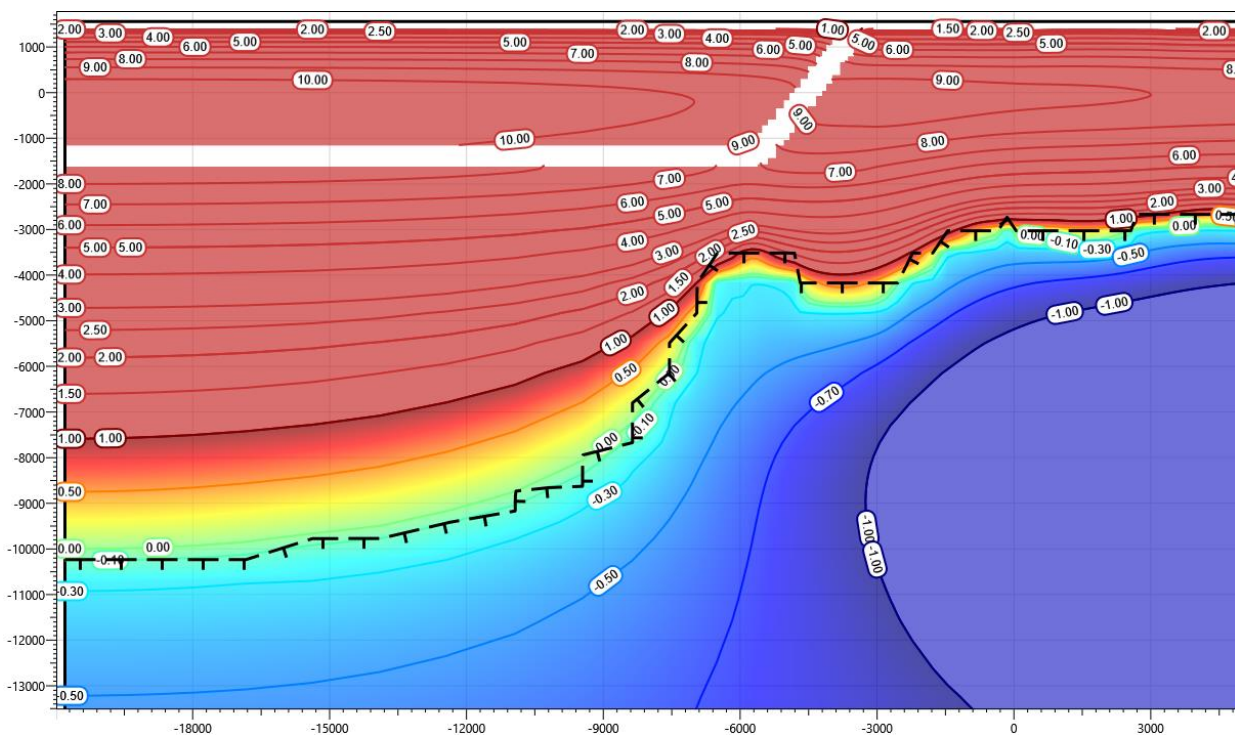
**Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

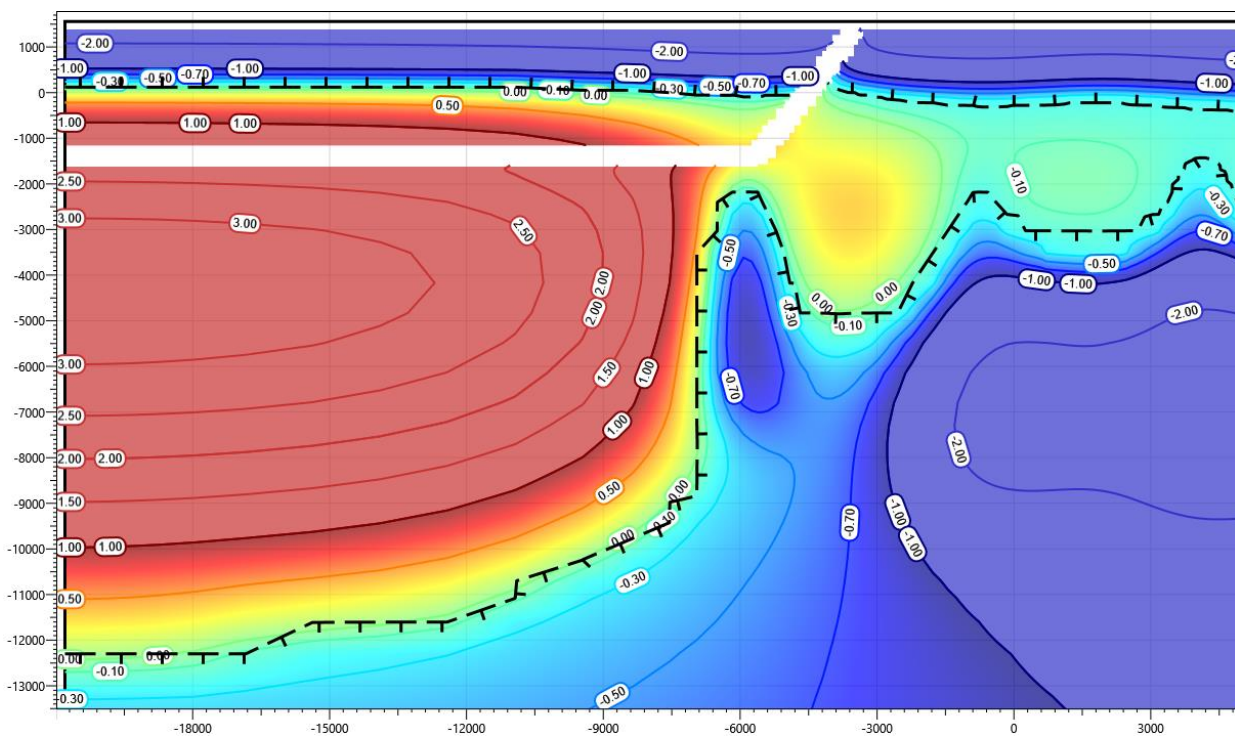


**Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

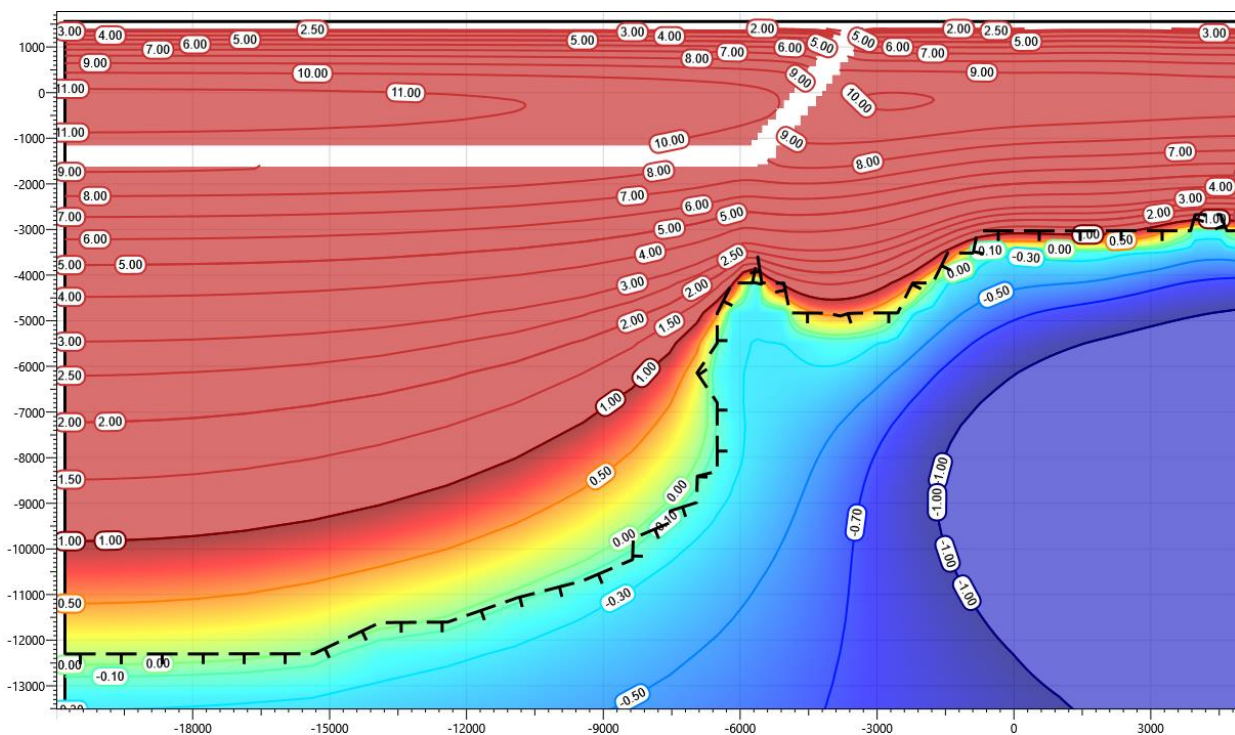


**Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



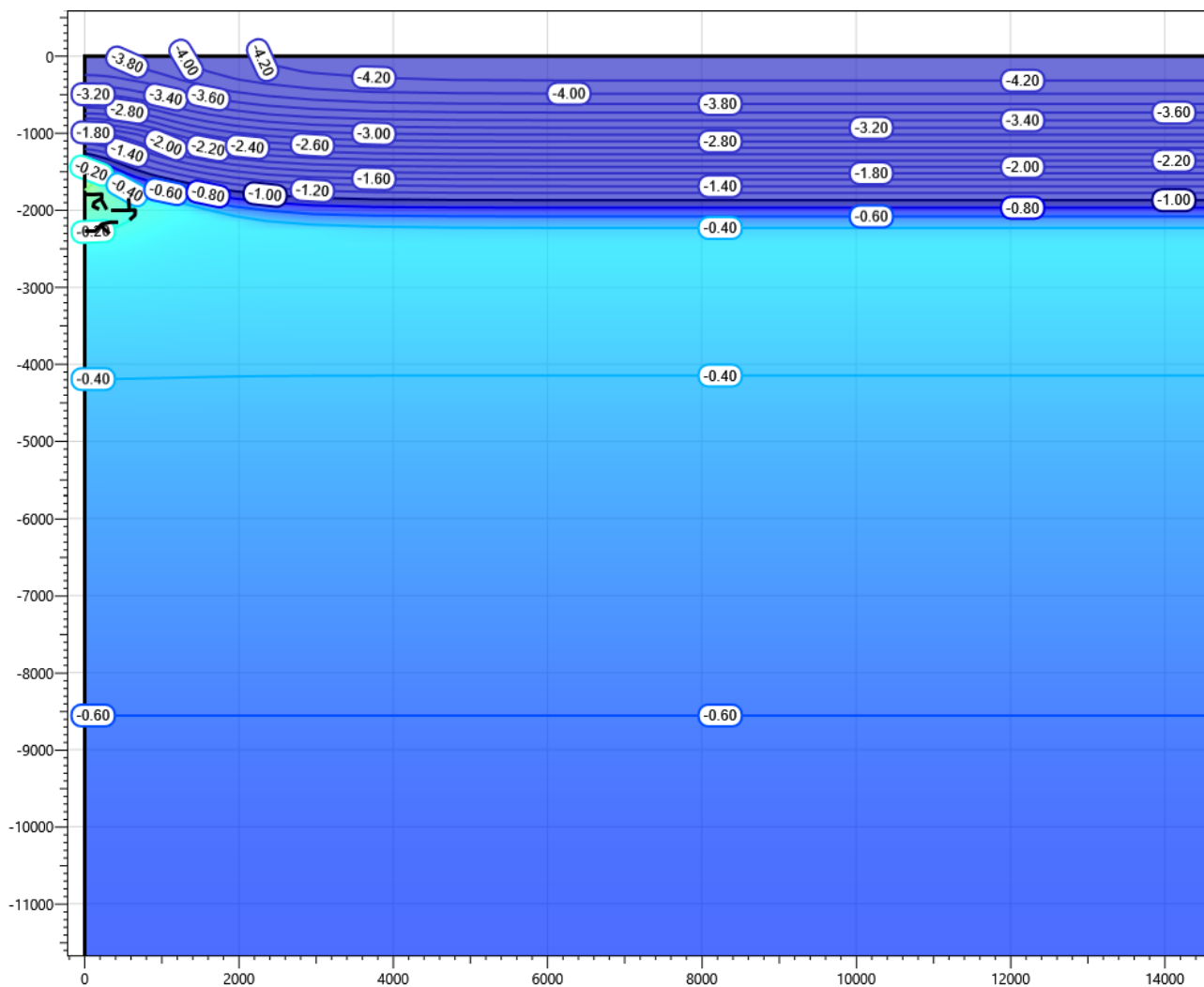


**Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

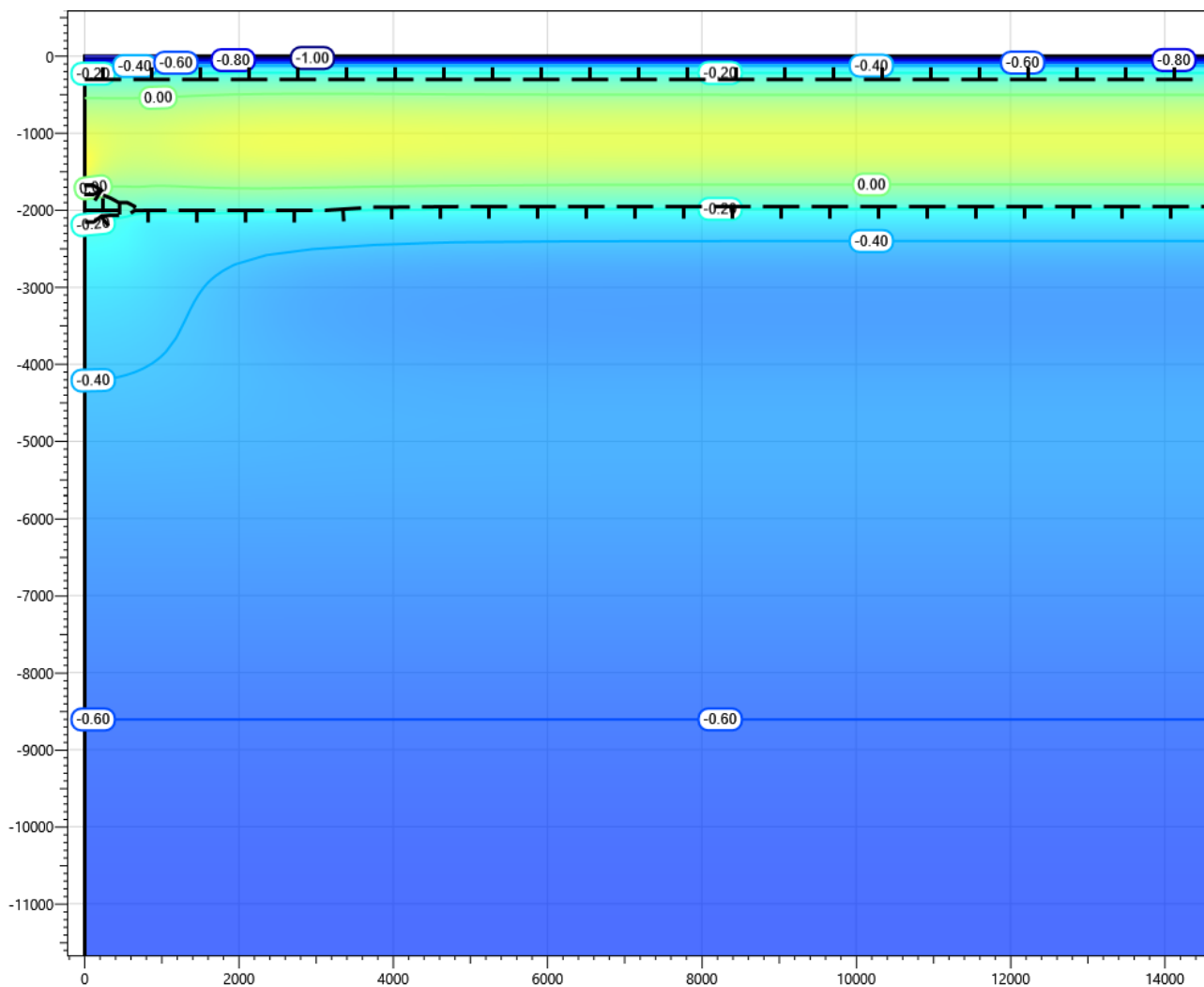


**Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

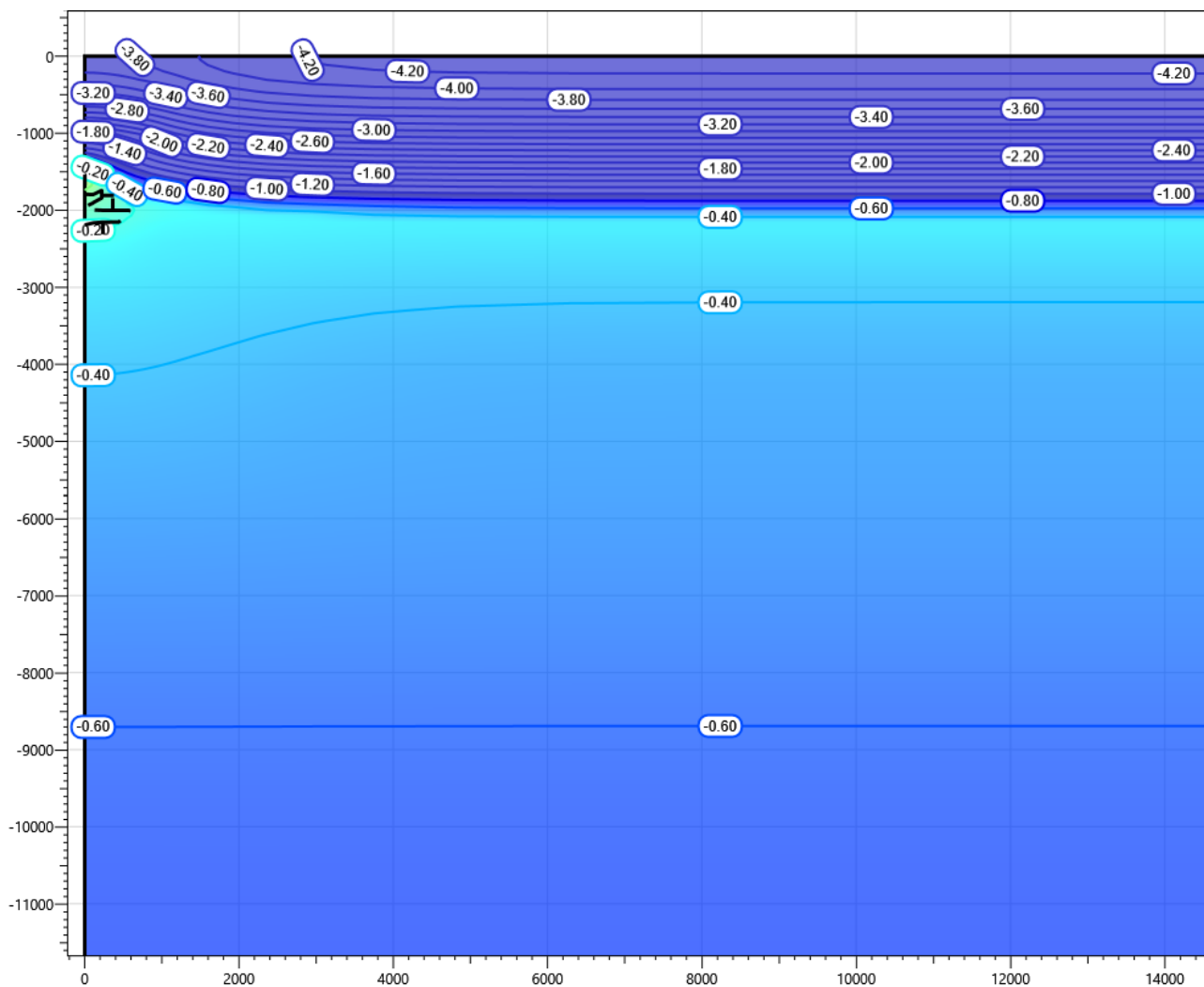




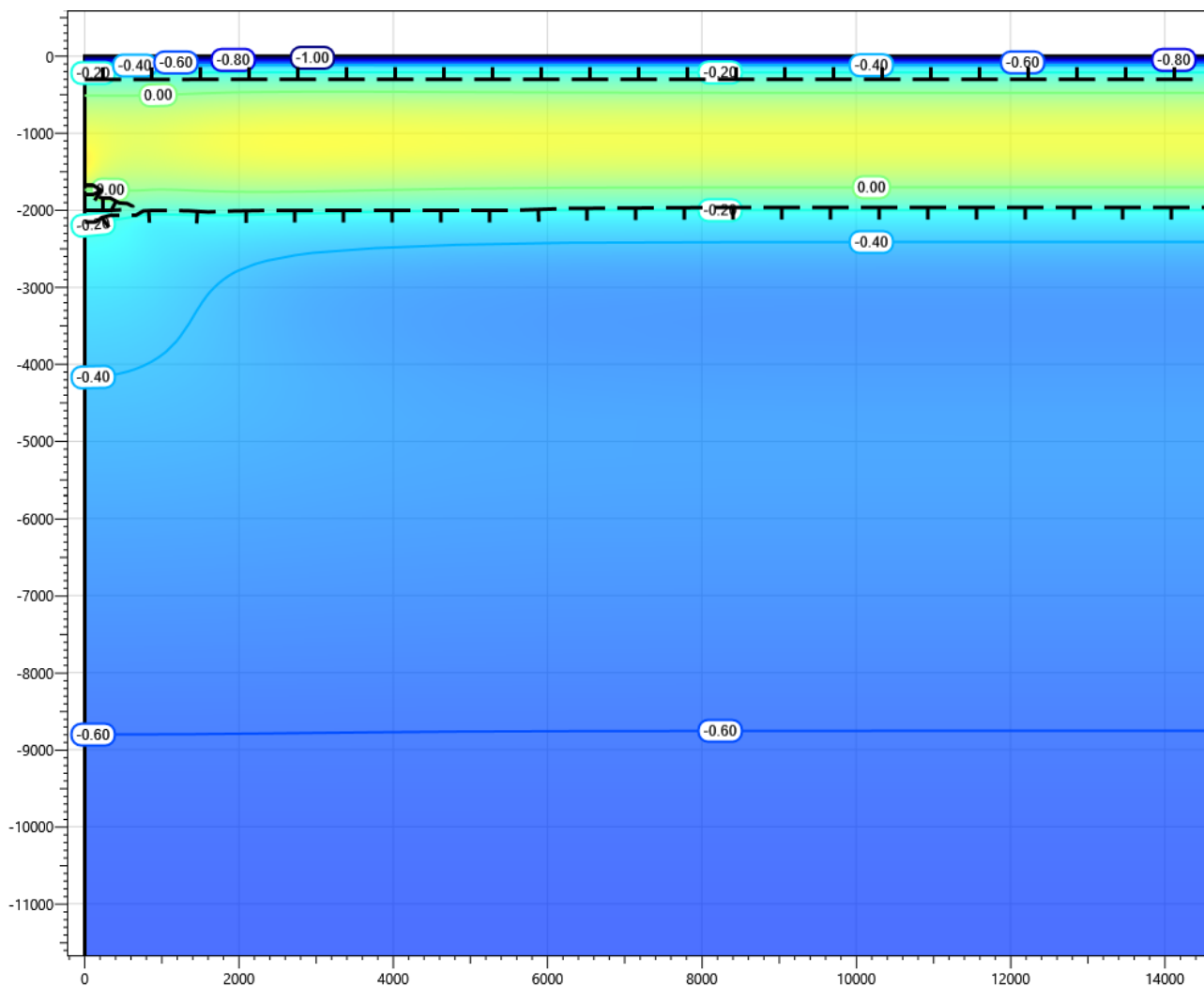
**Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



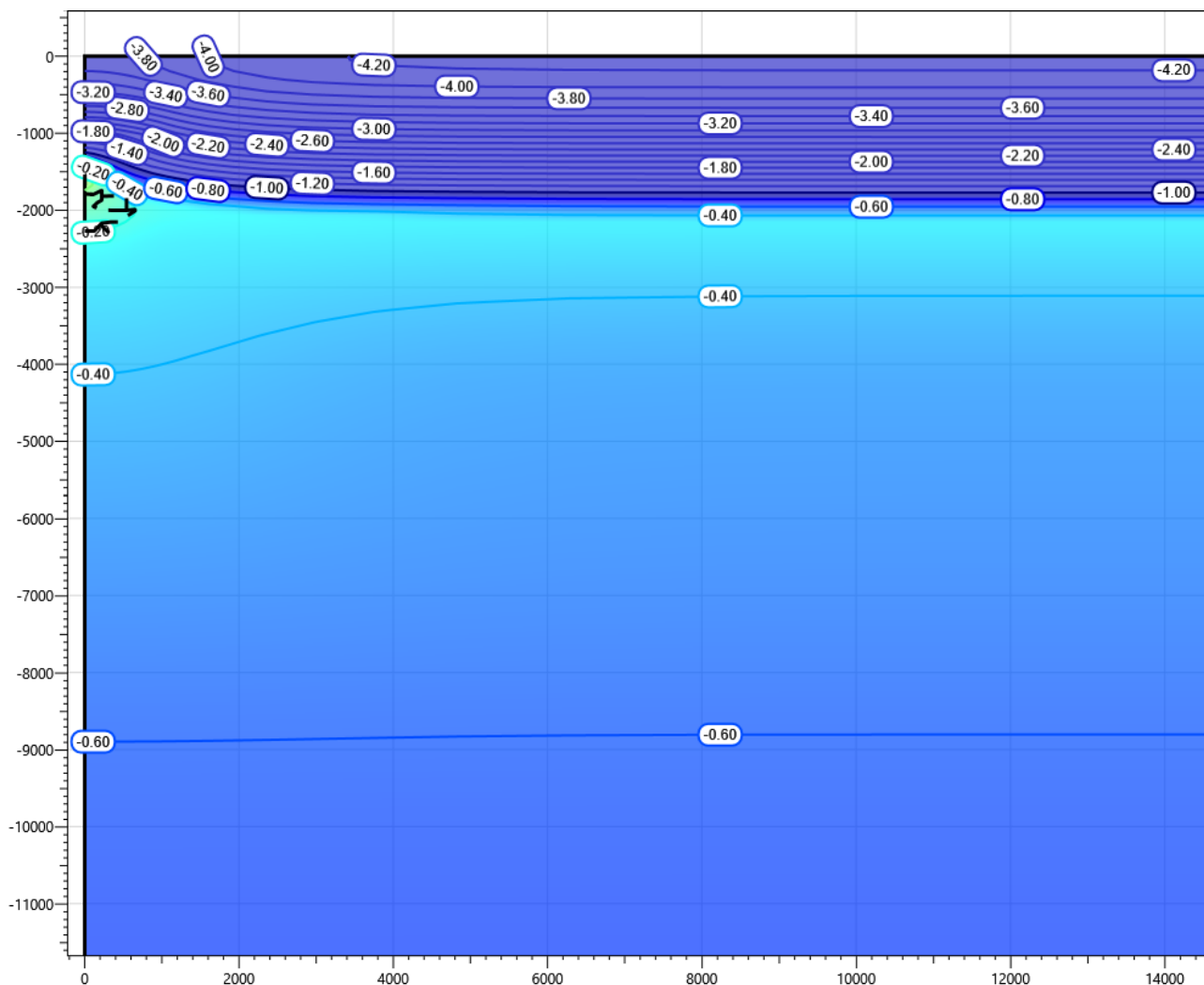
**Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



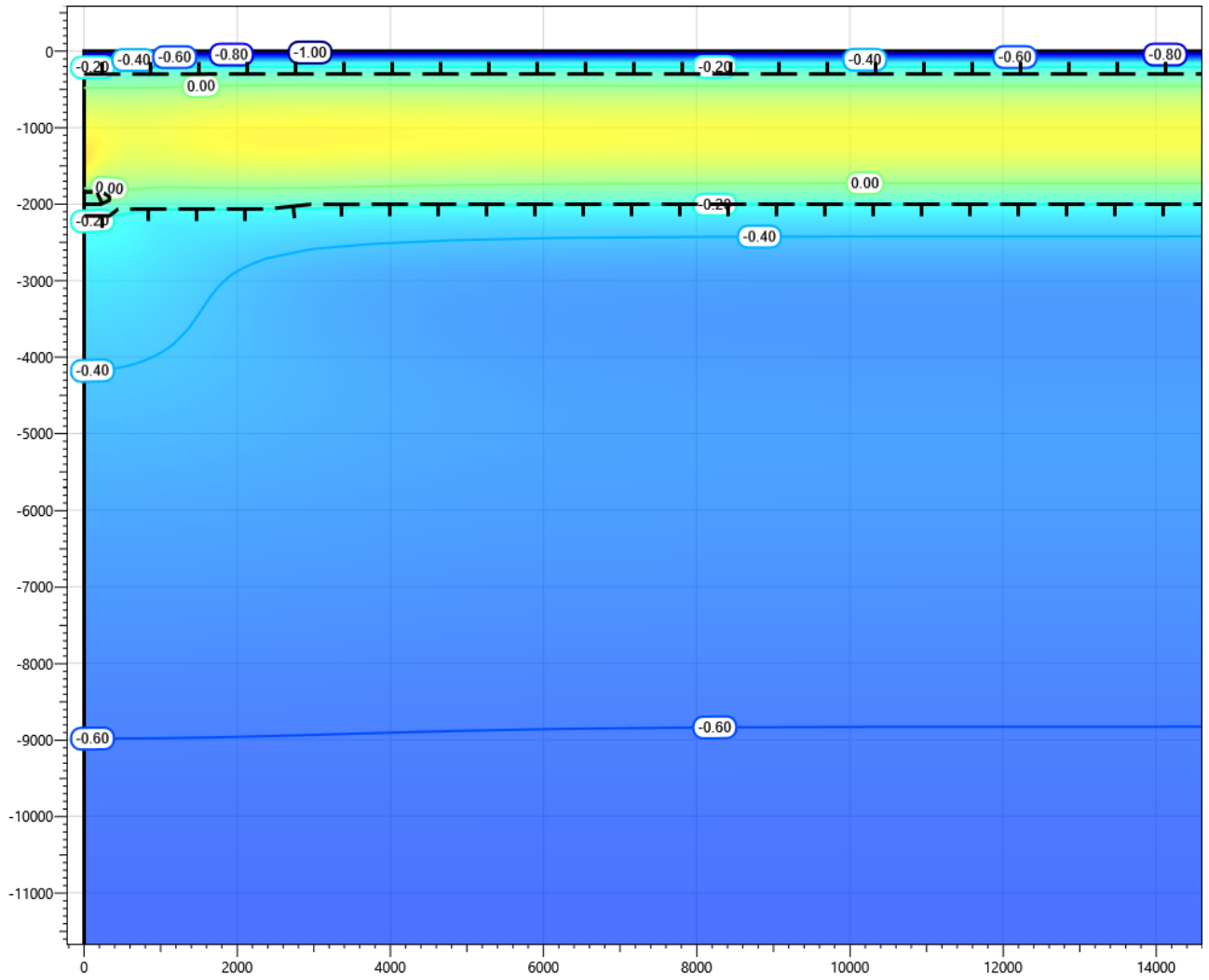
**Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



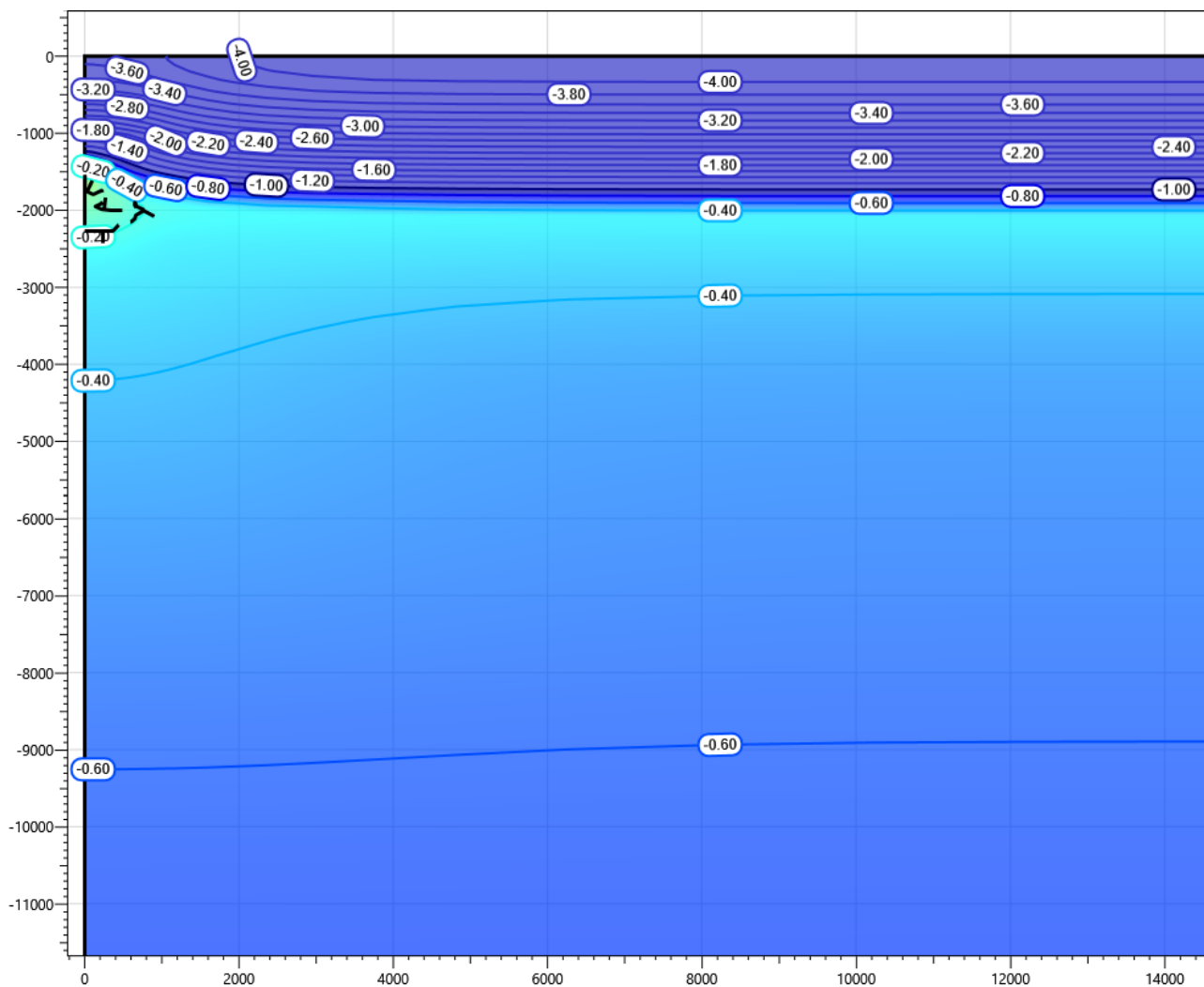
**Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



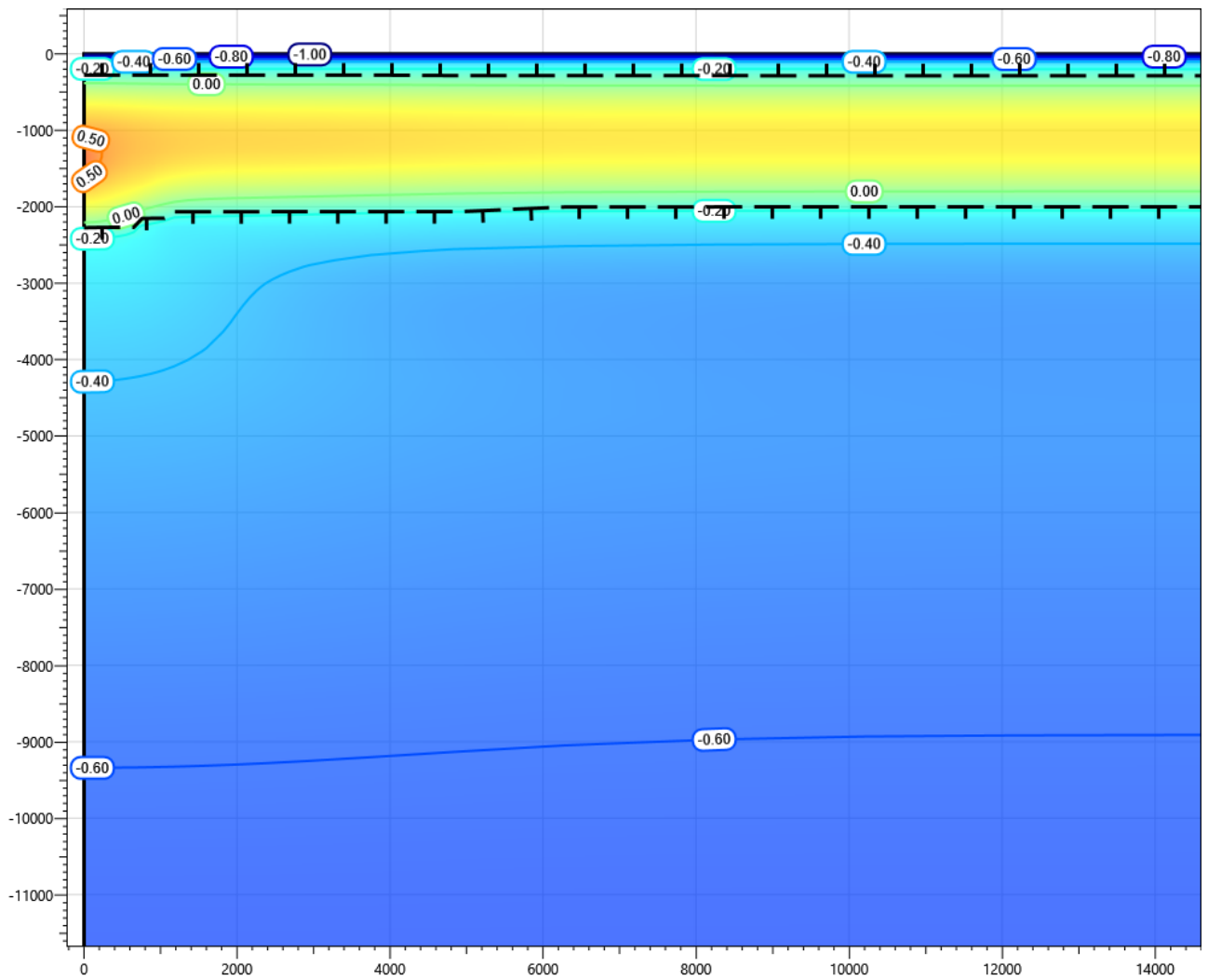
**Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

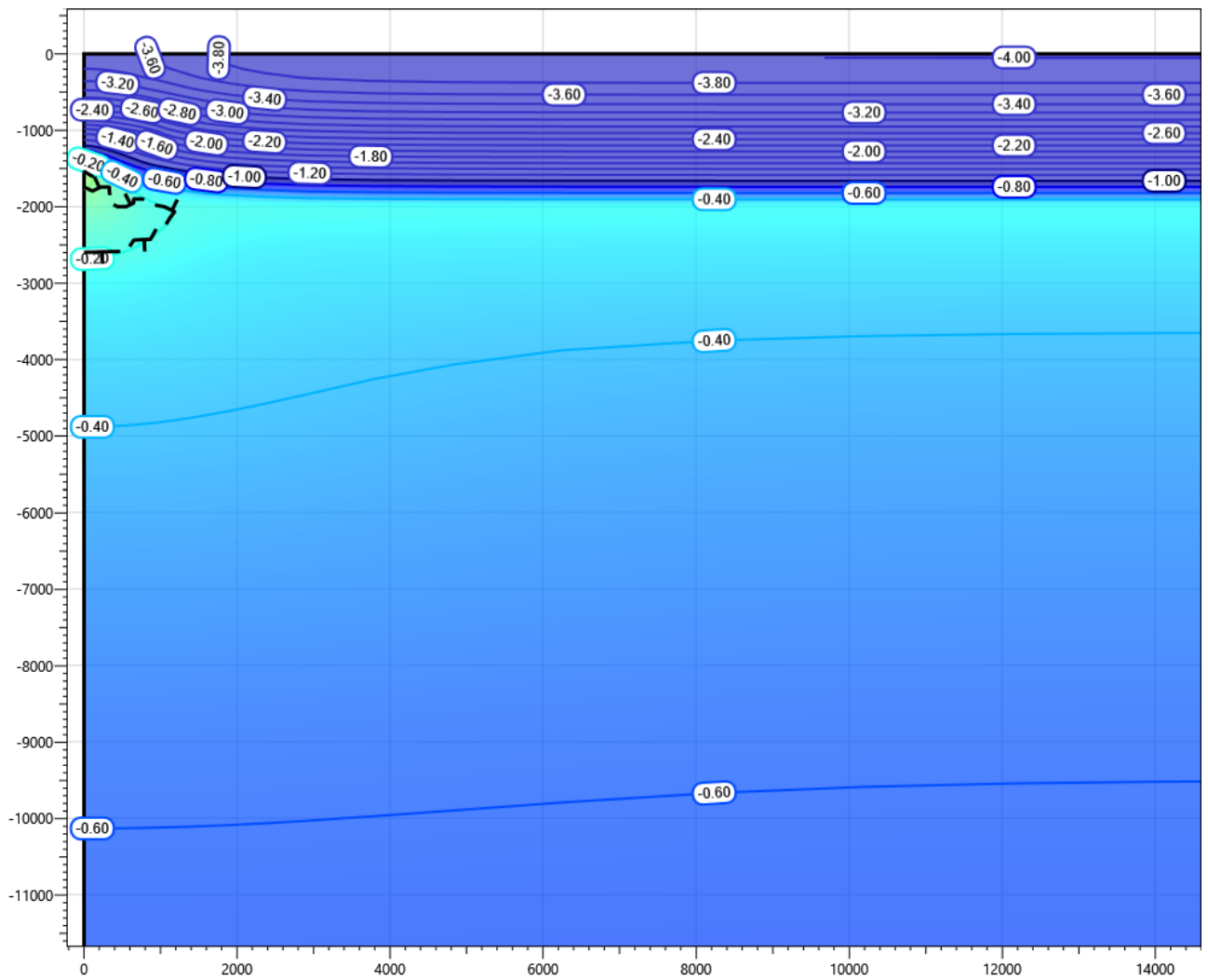


**Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

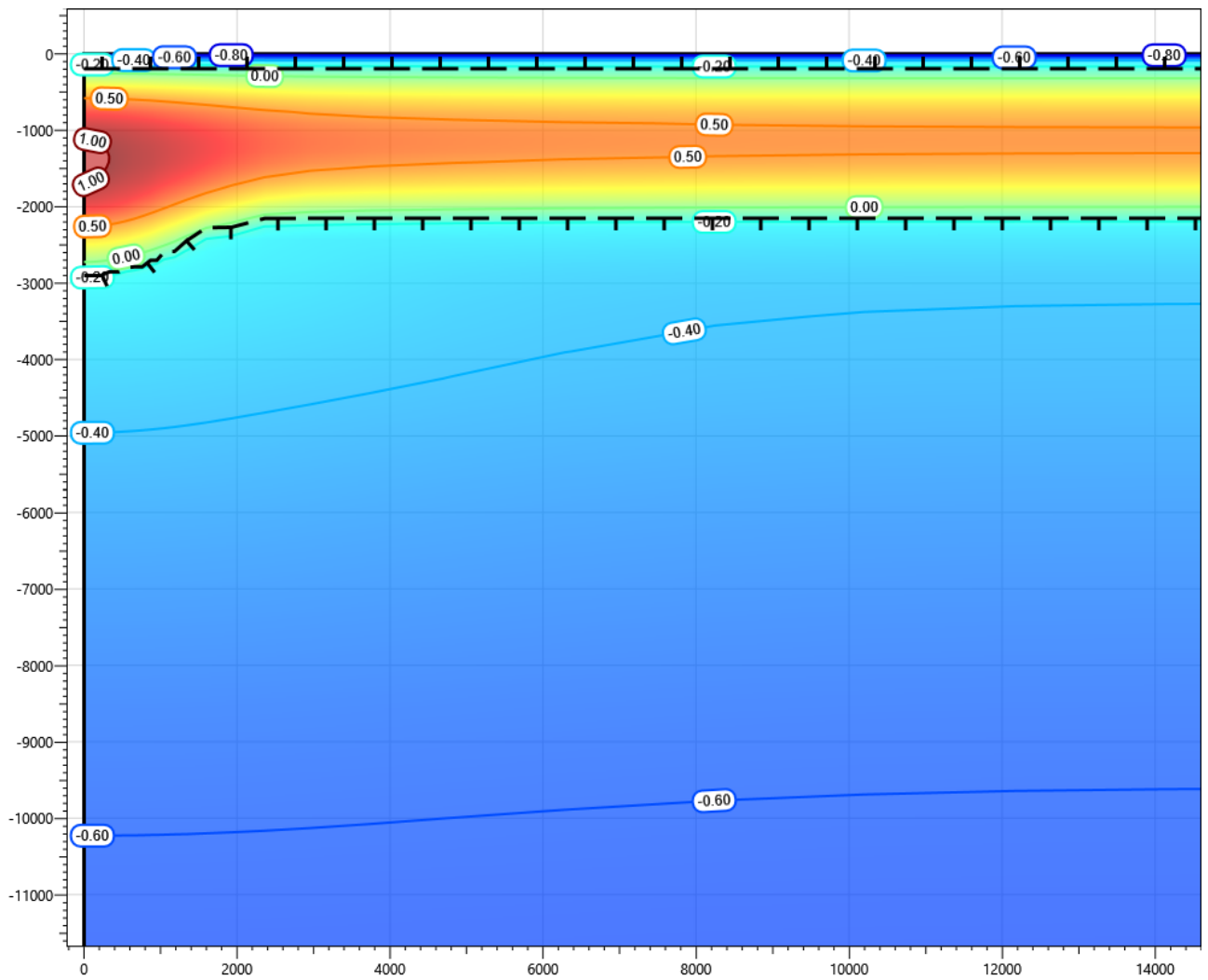


**Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

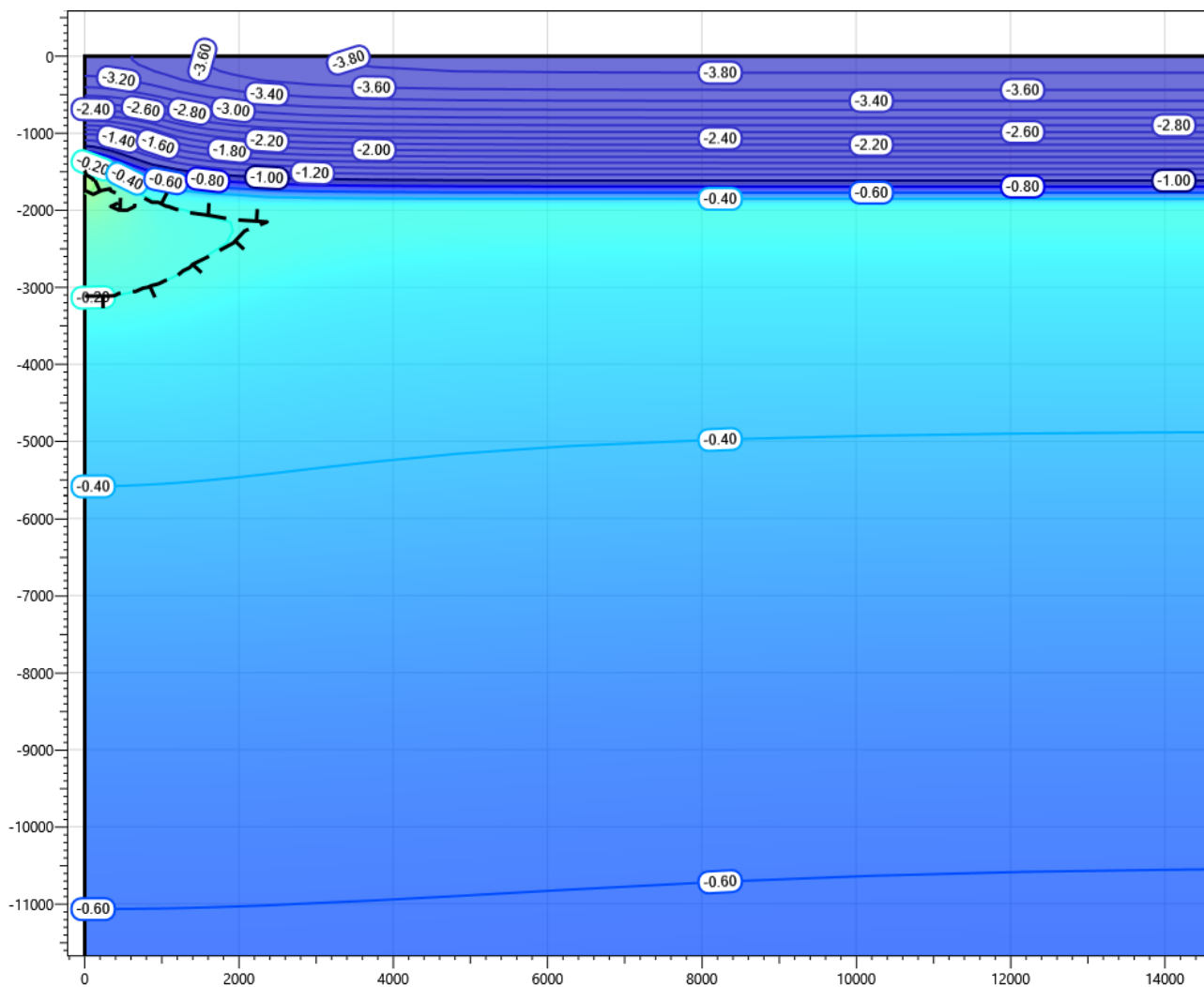




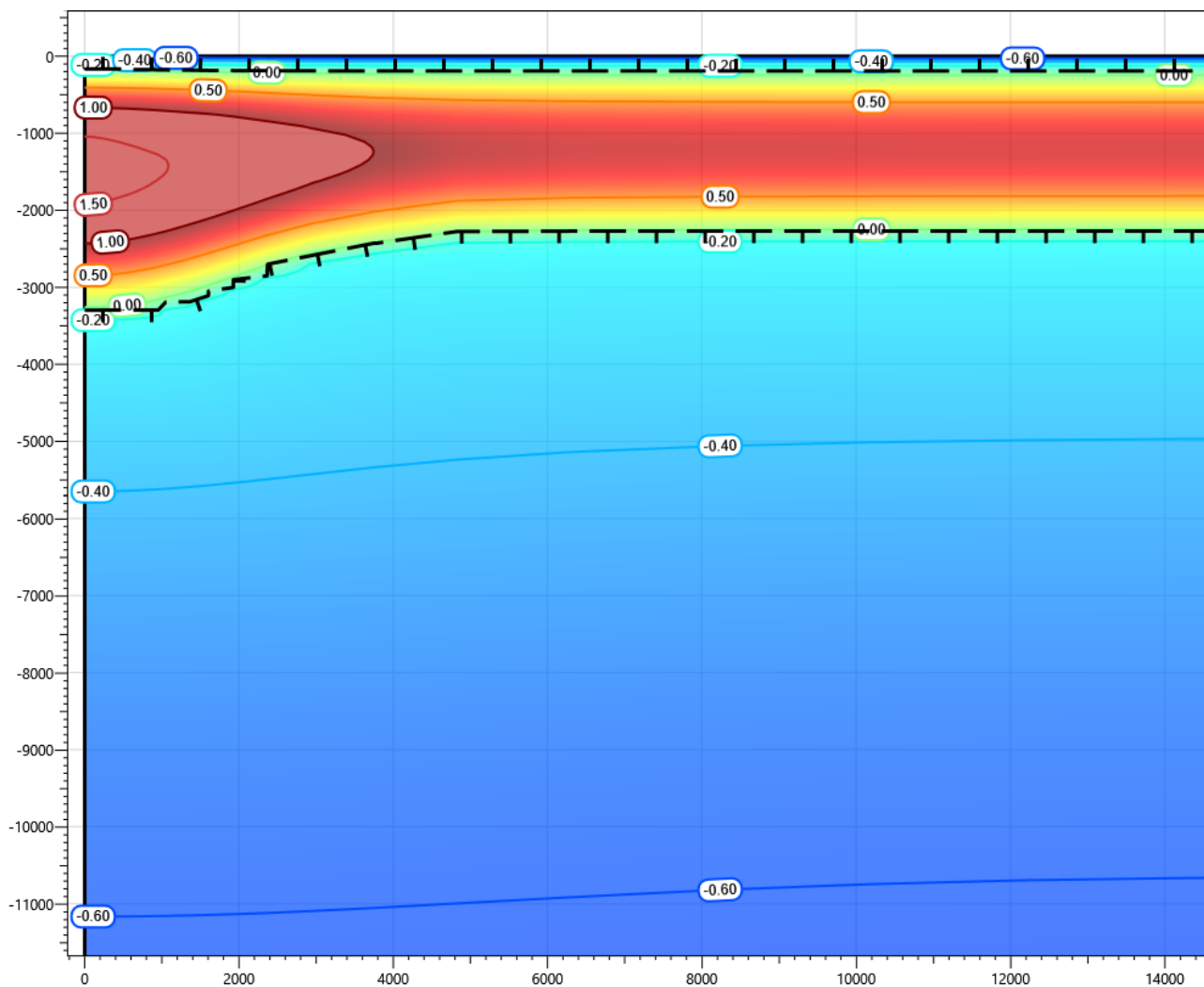
**Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



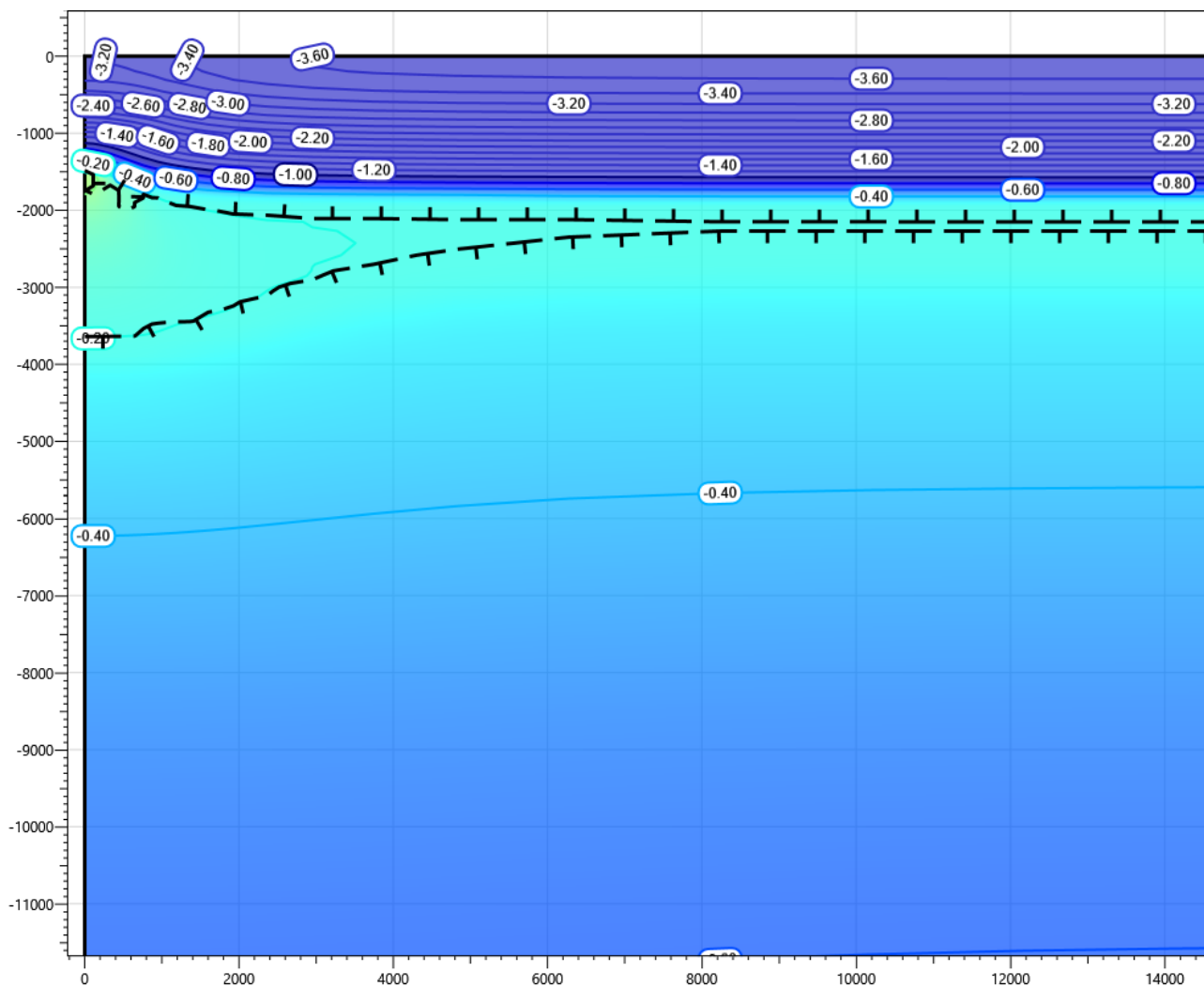
**Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона десятого года эксплуатации.**



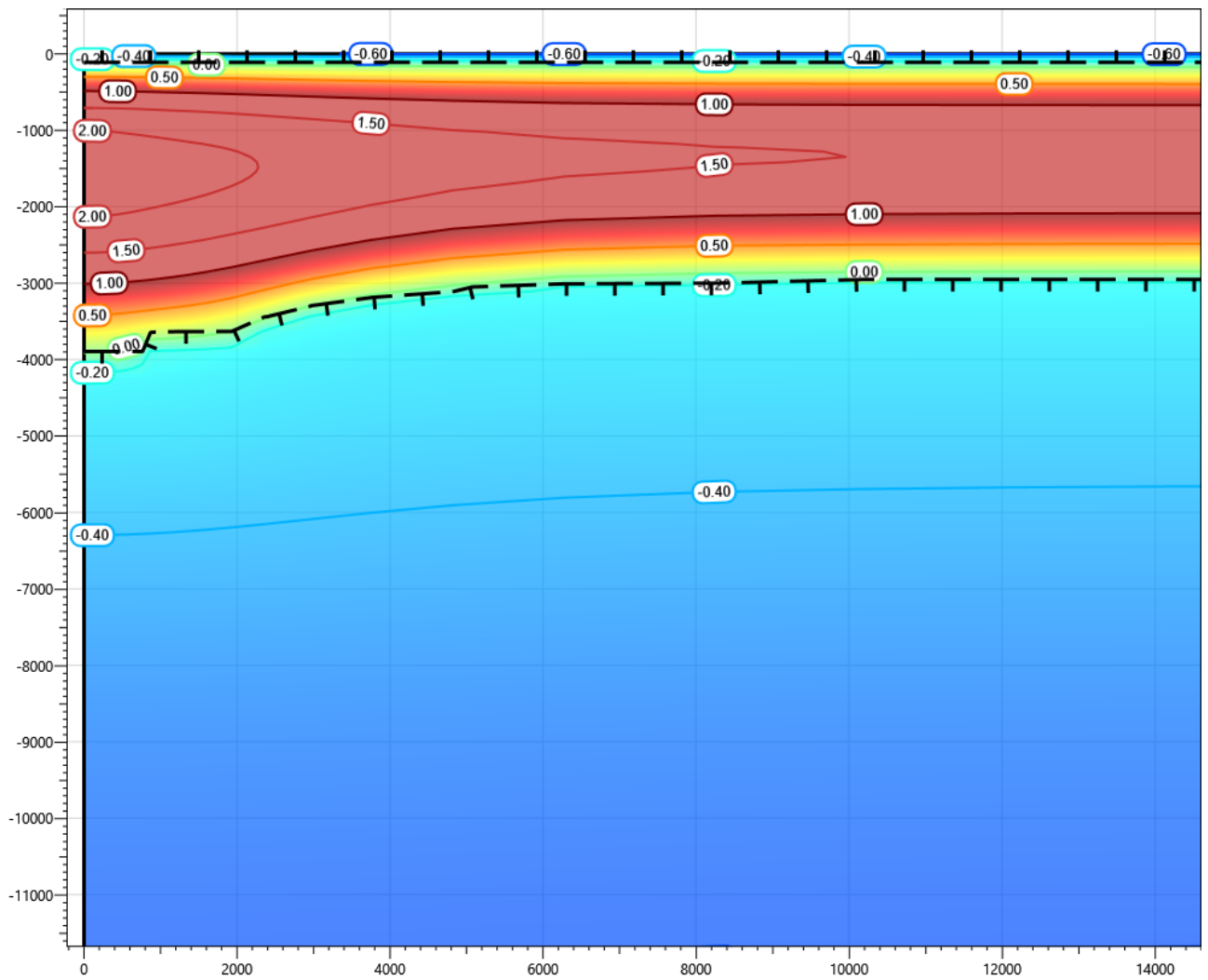
**Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



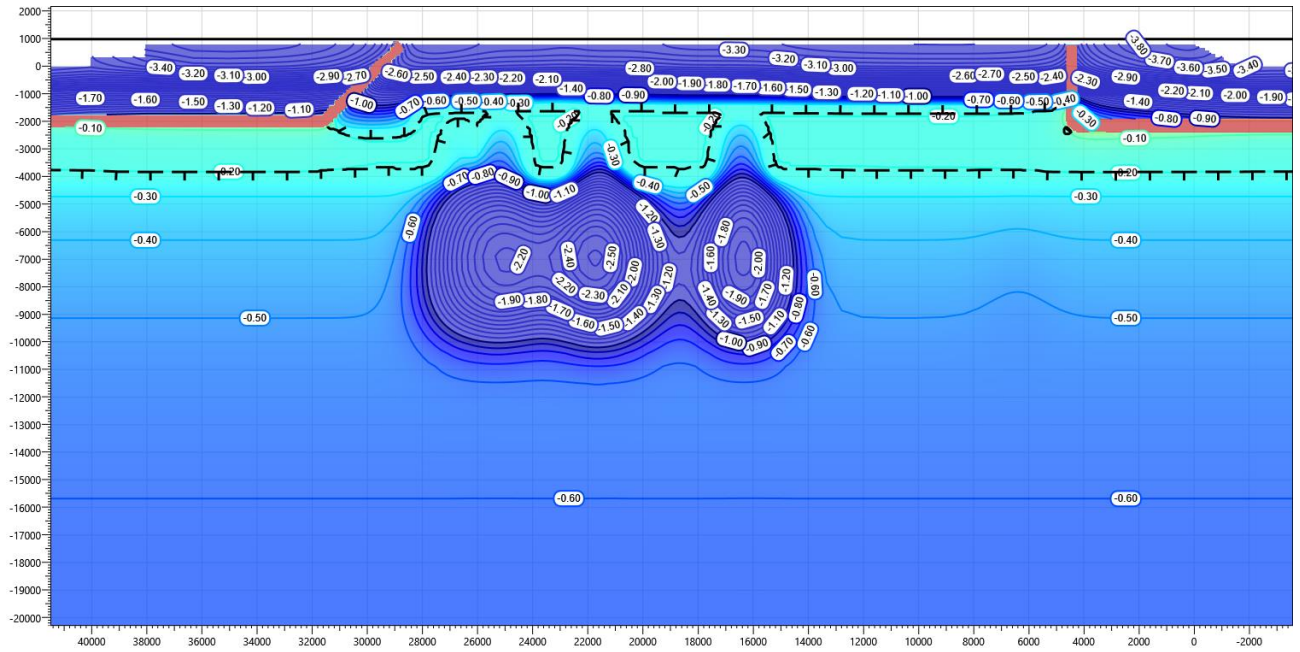
**Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



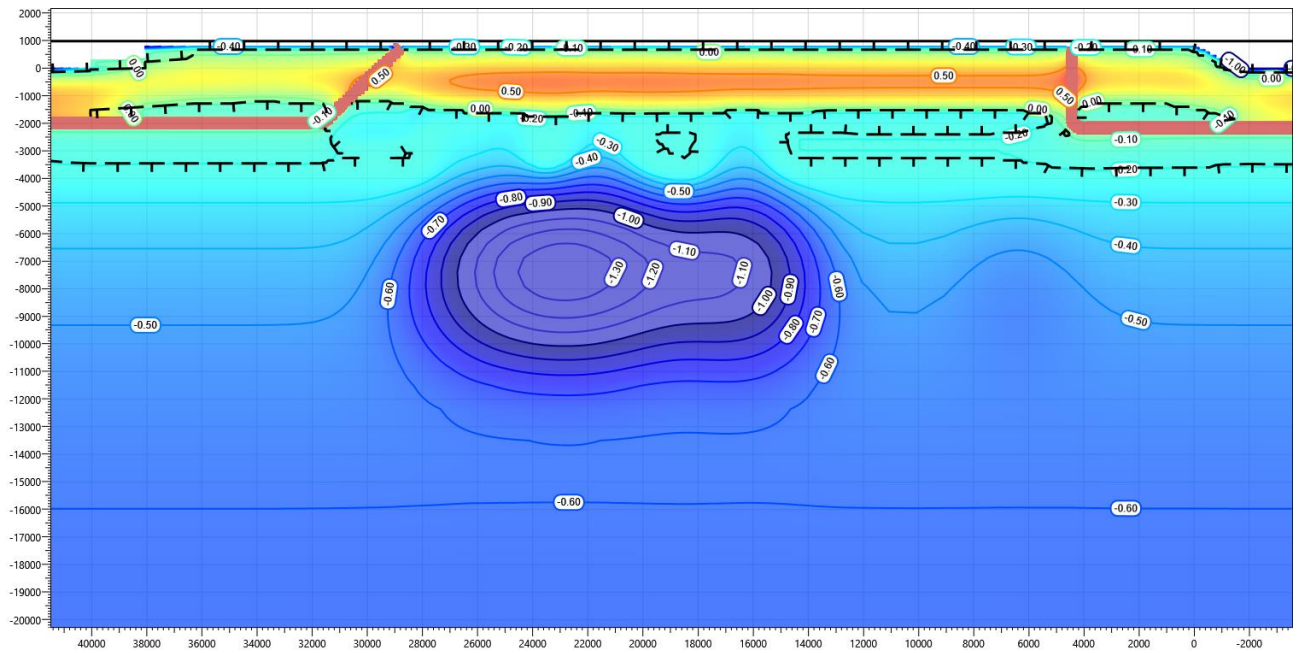
**Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП7 в районе ПК 60+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

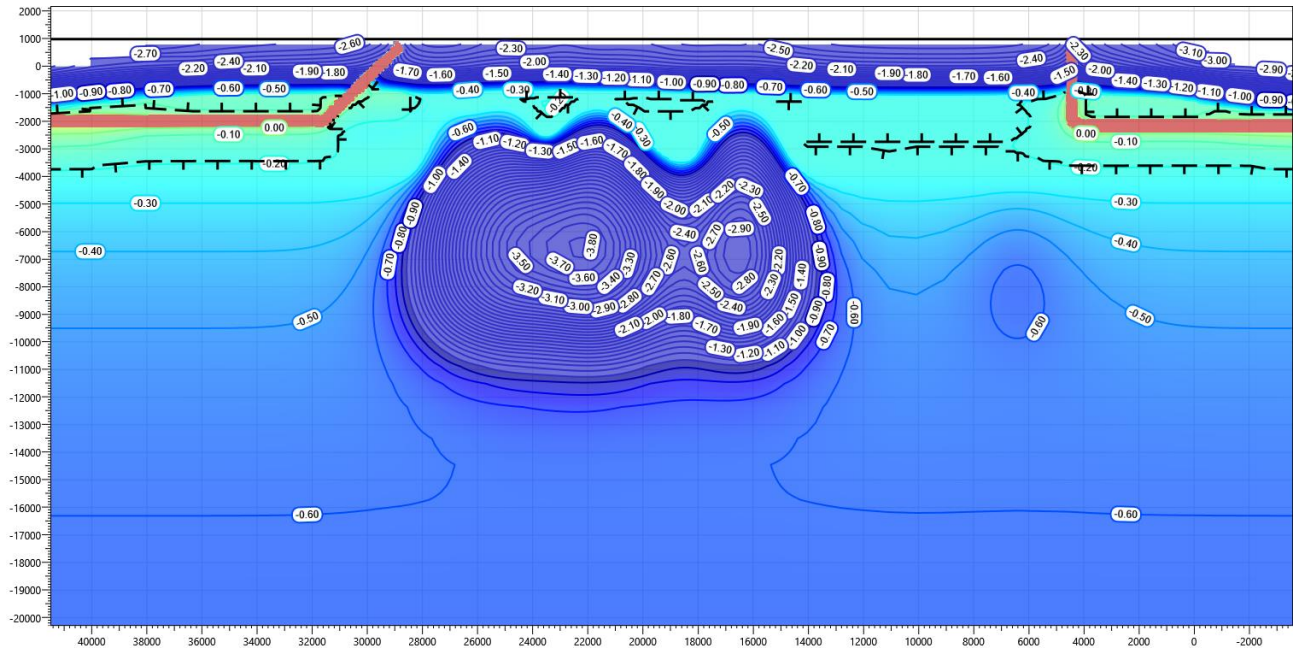


**Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

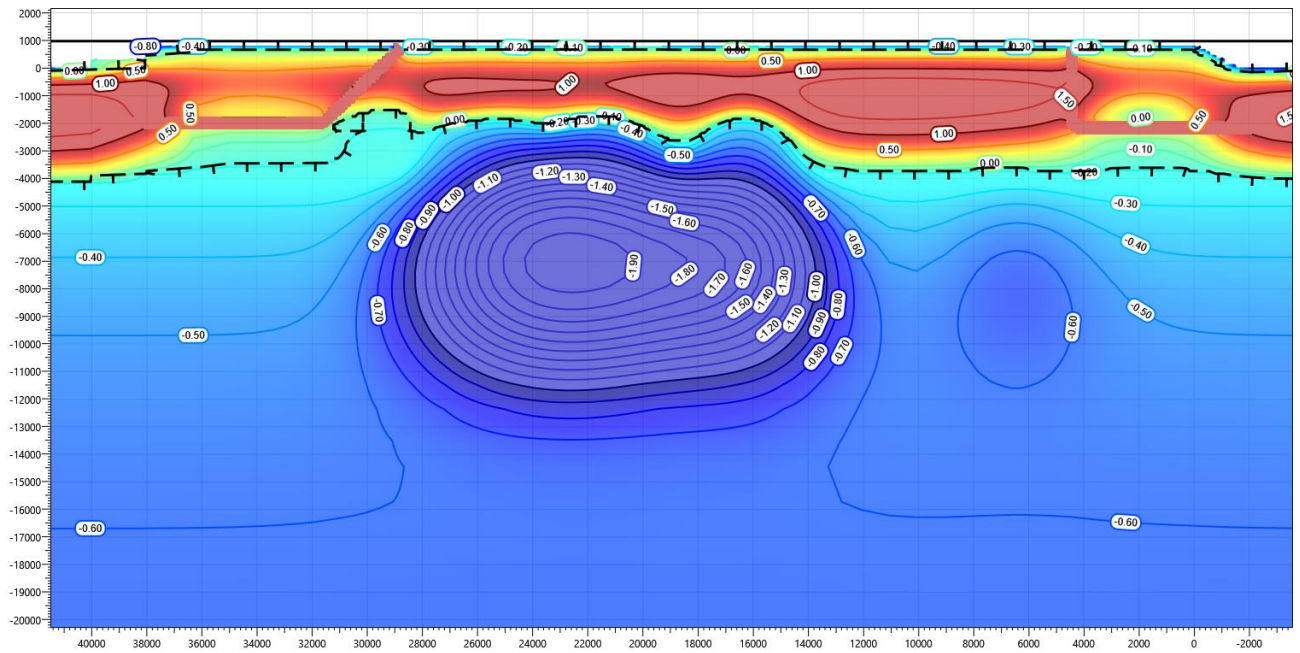


**Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



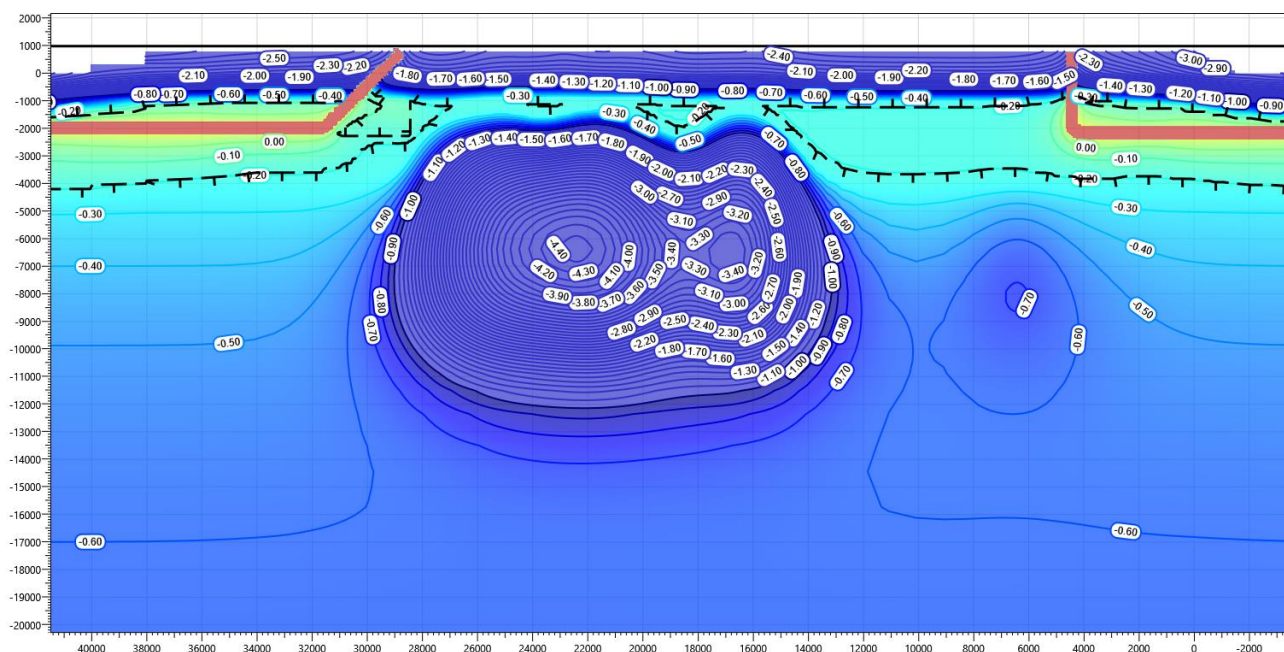


**Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

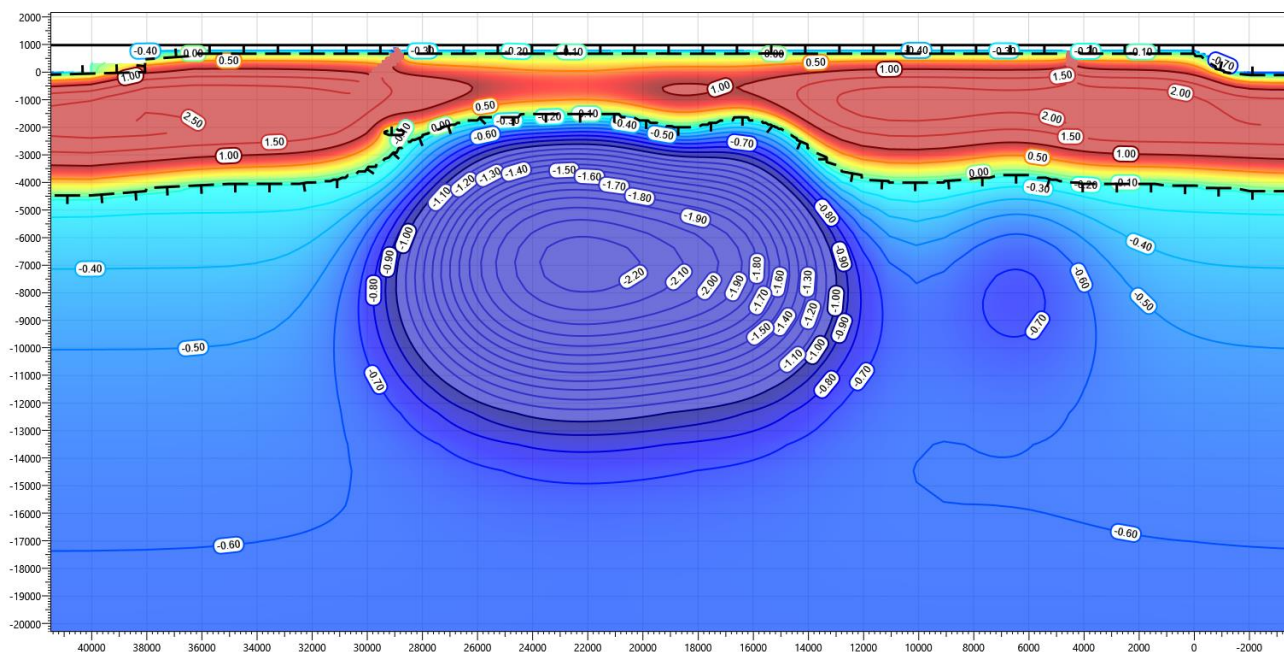


**Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

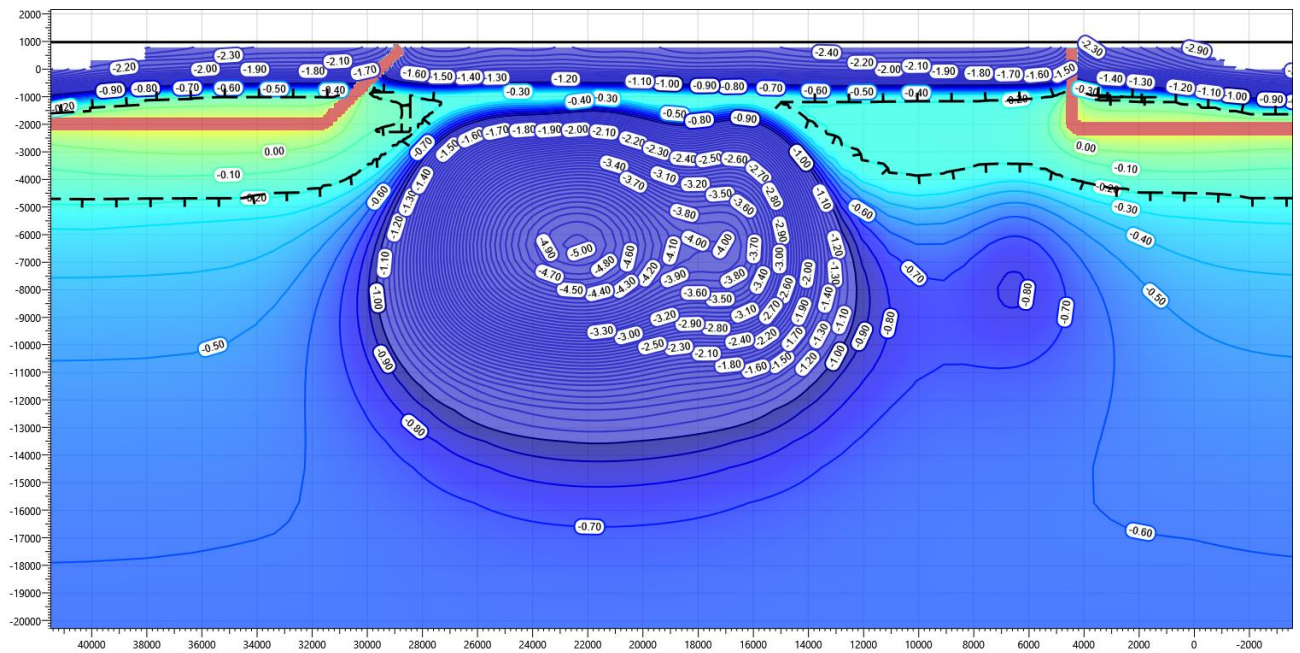




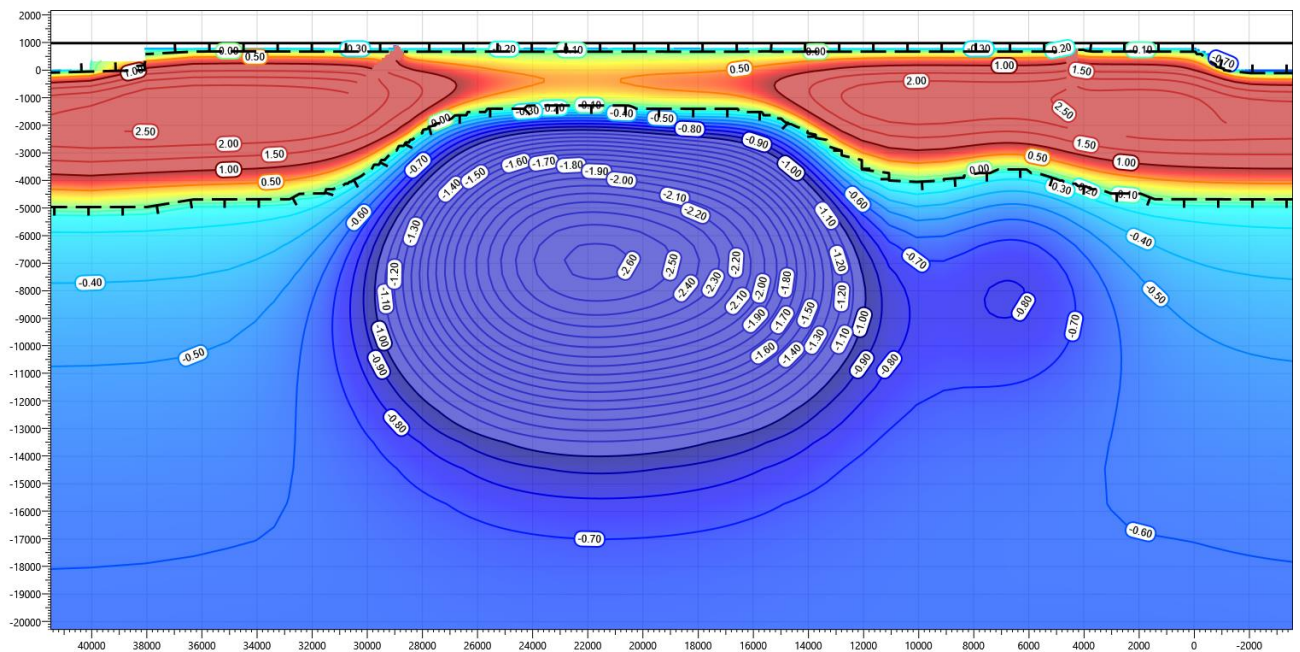
**Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

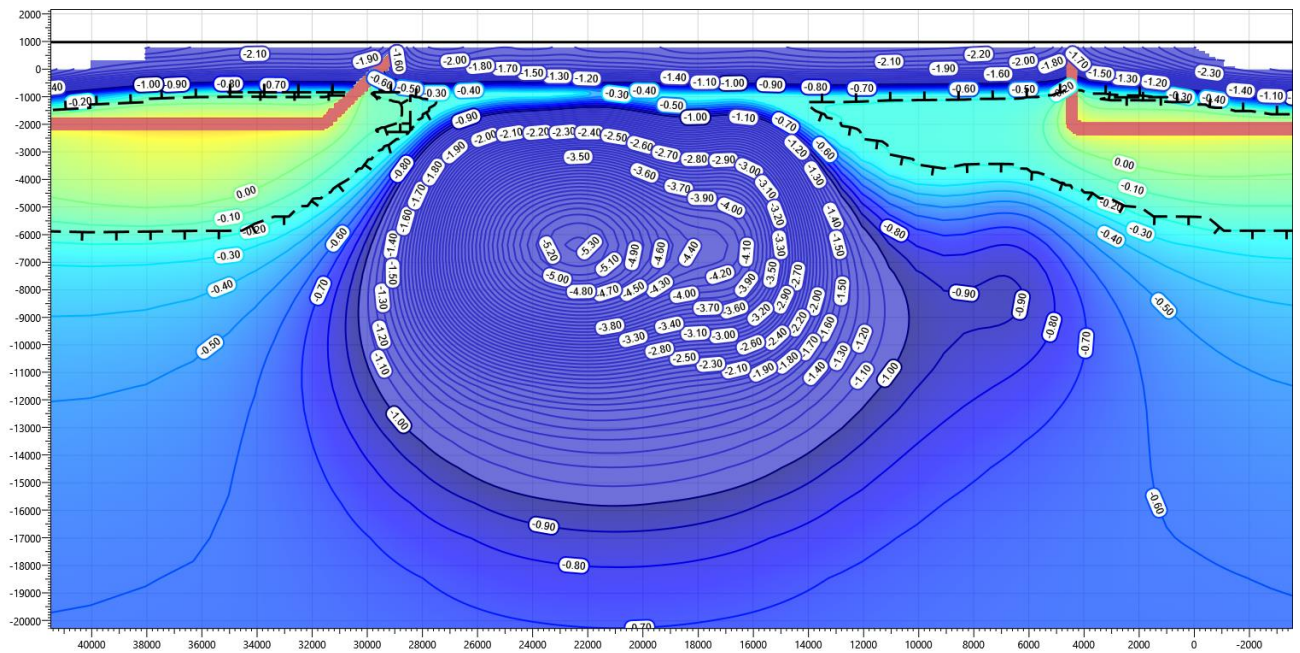


**Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

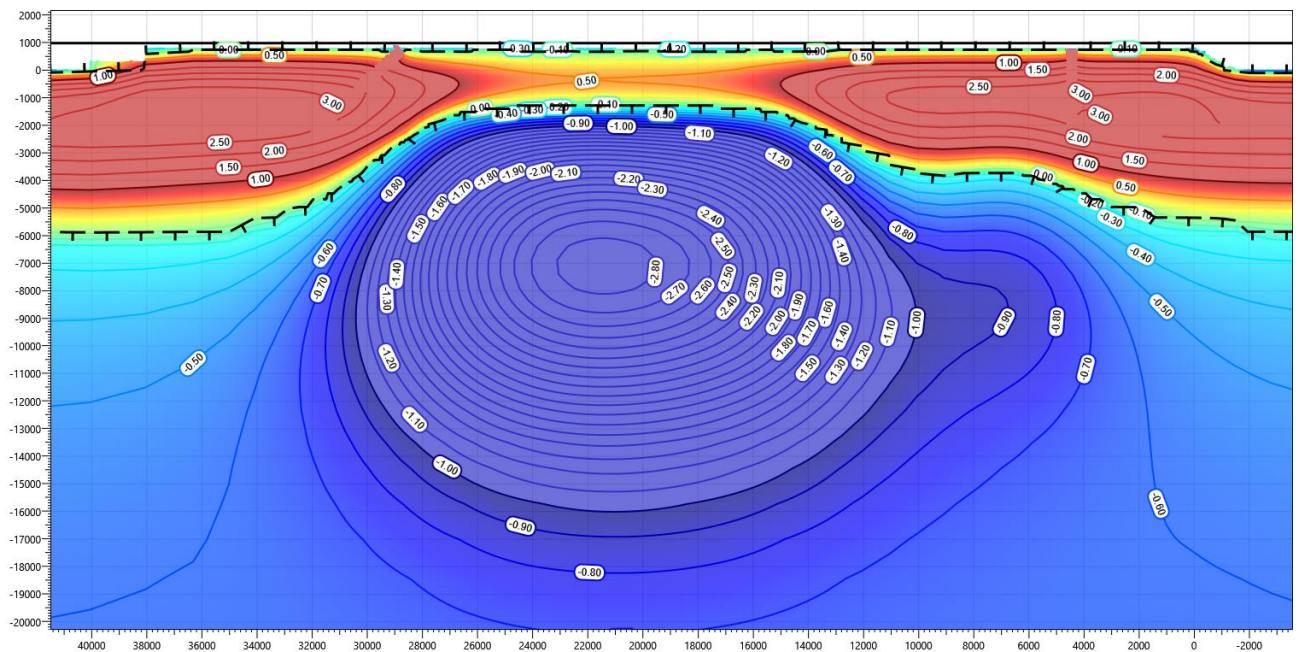


**Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



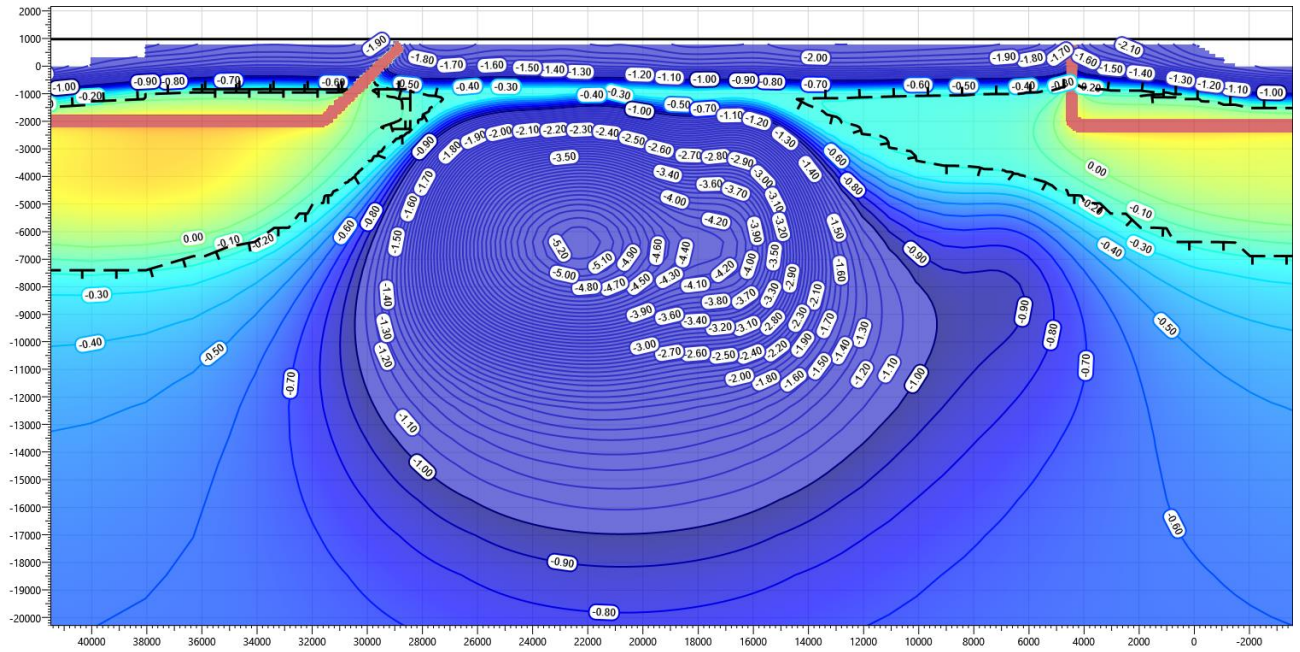


**Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

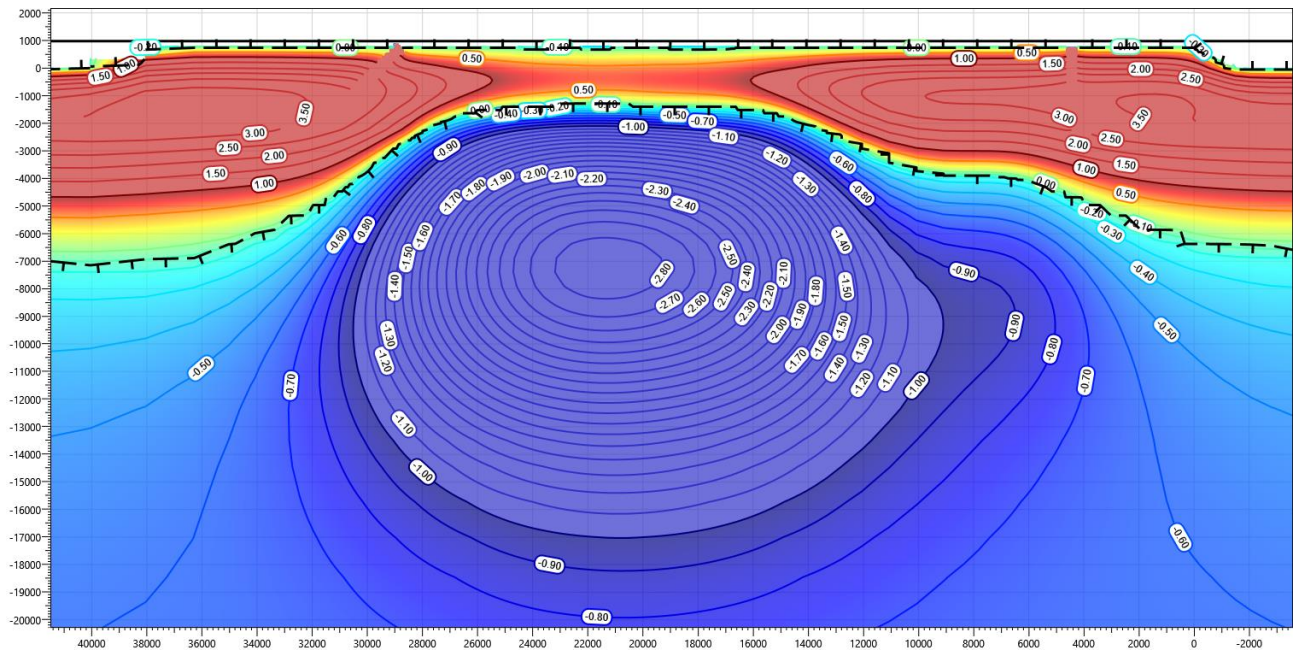


**Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



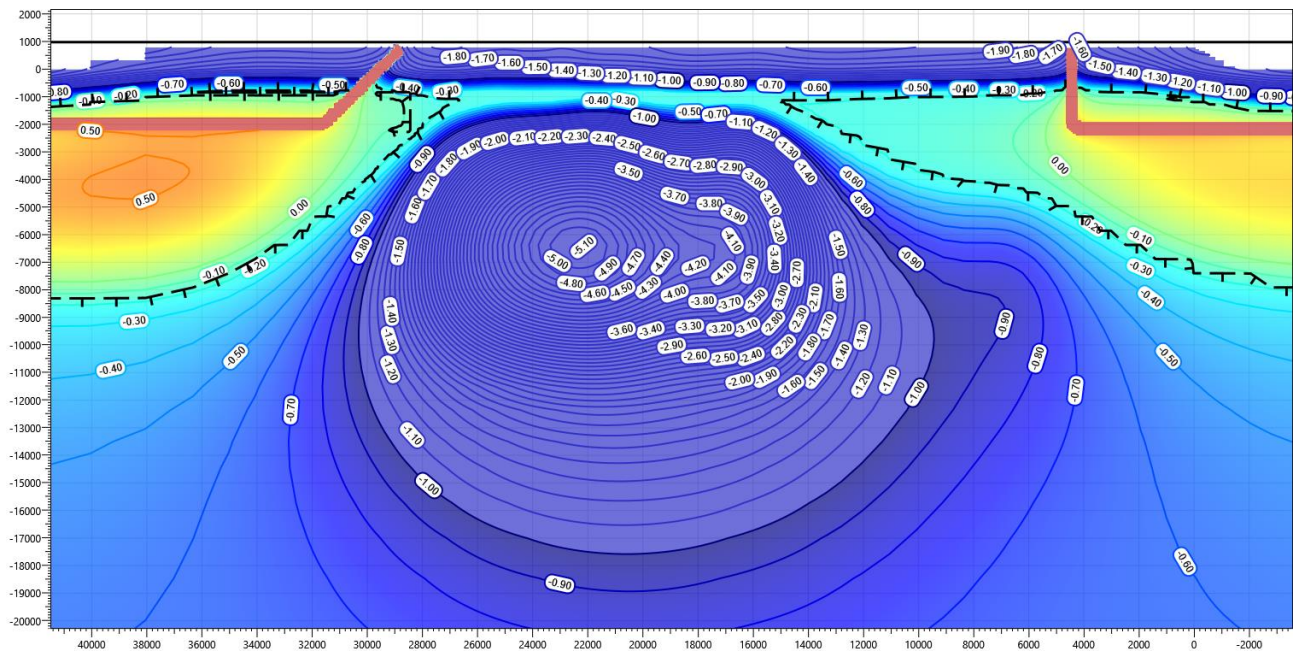


**Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

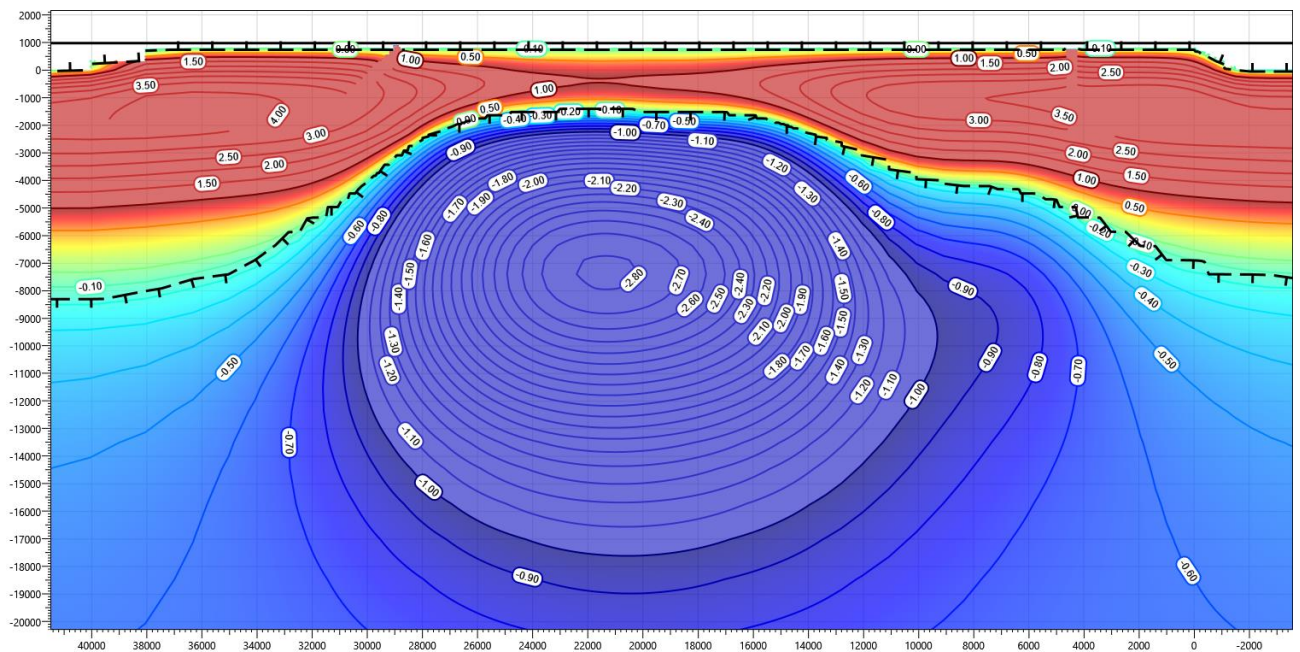


**Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

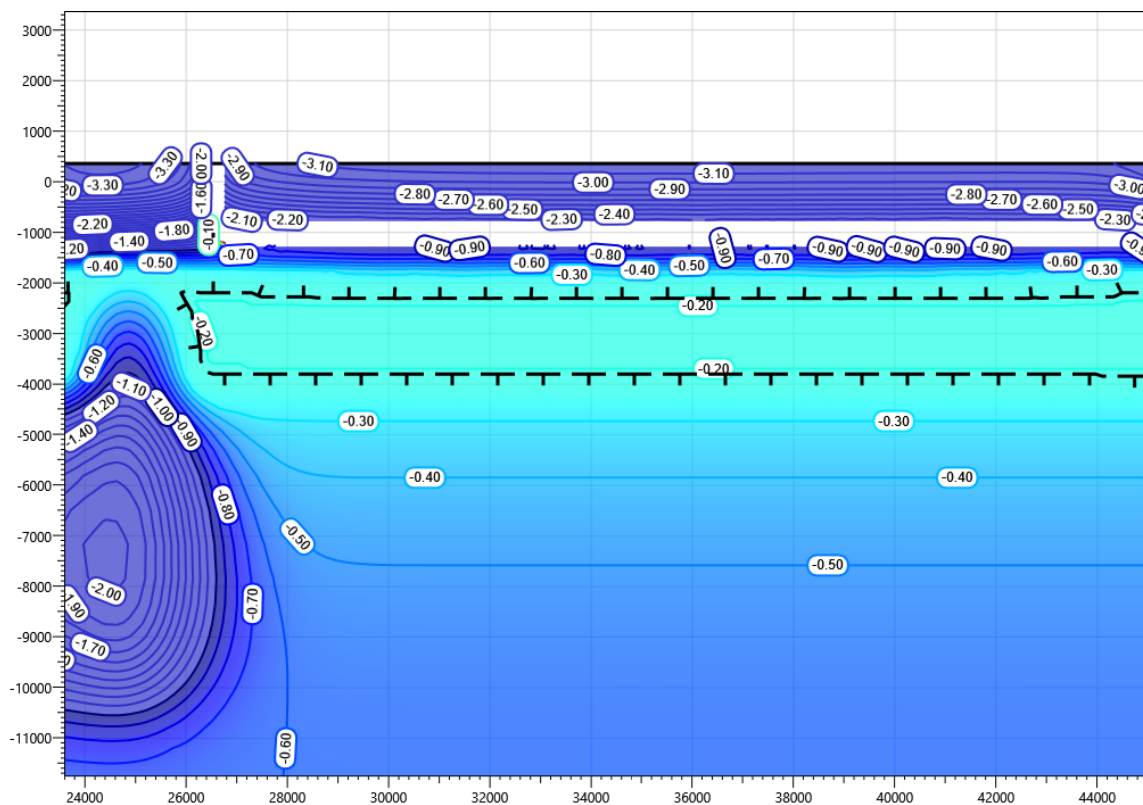




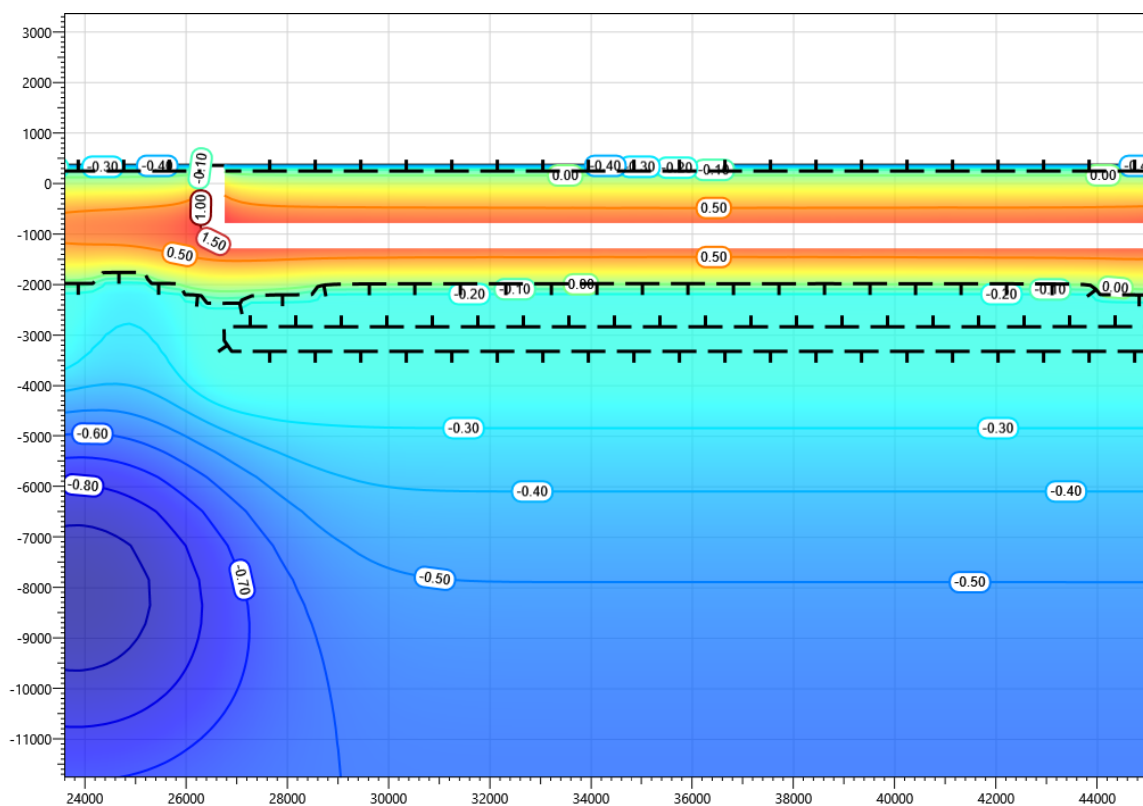
**Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



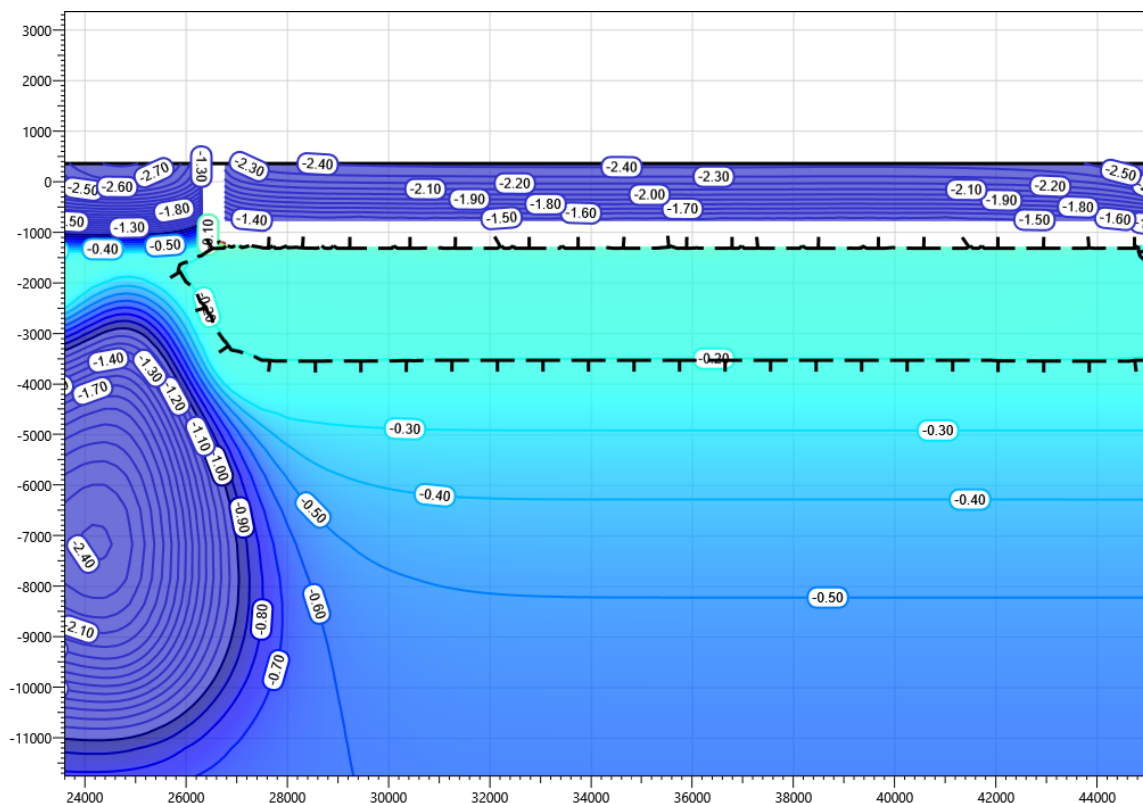
**Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе площадки узла приема СОД нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



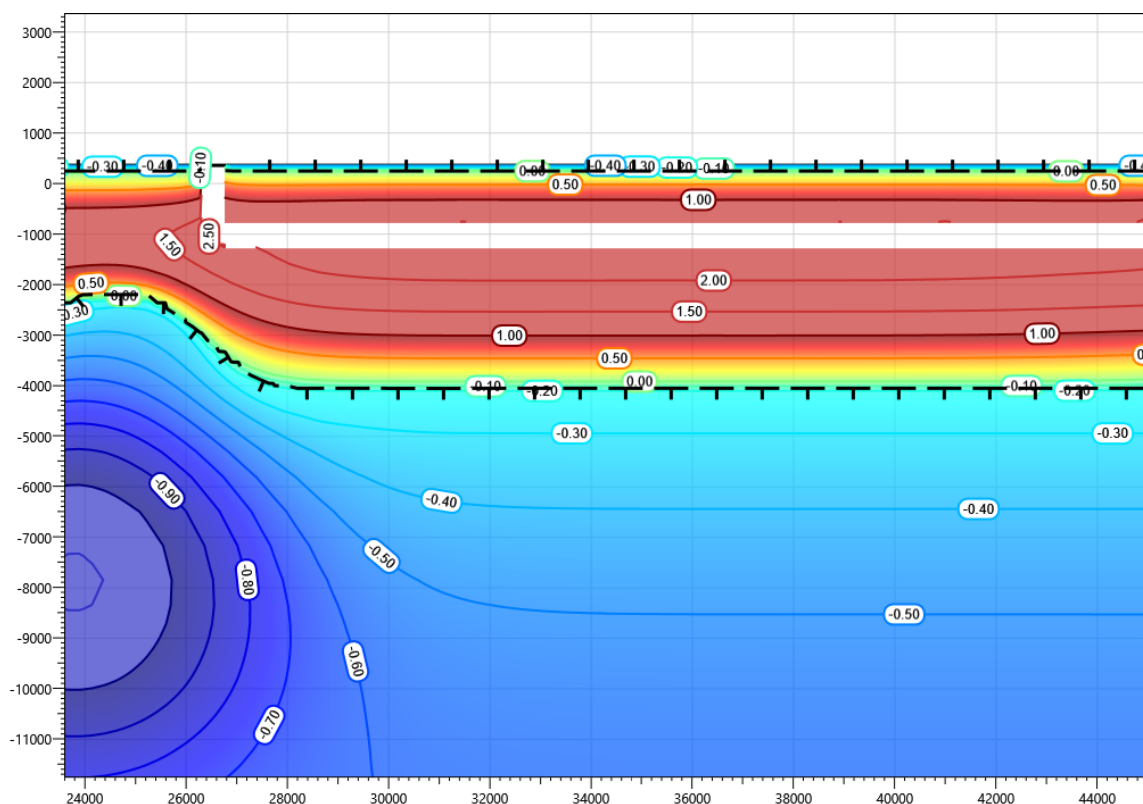
**Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

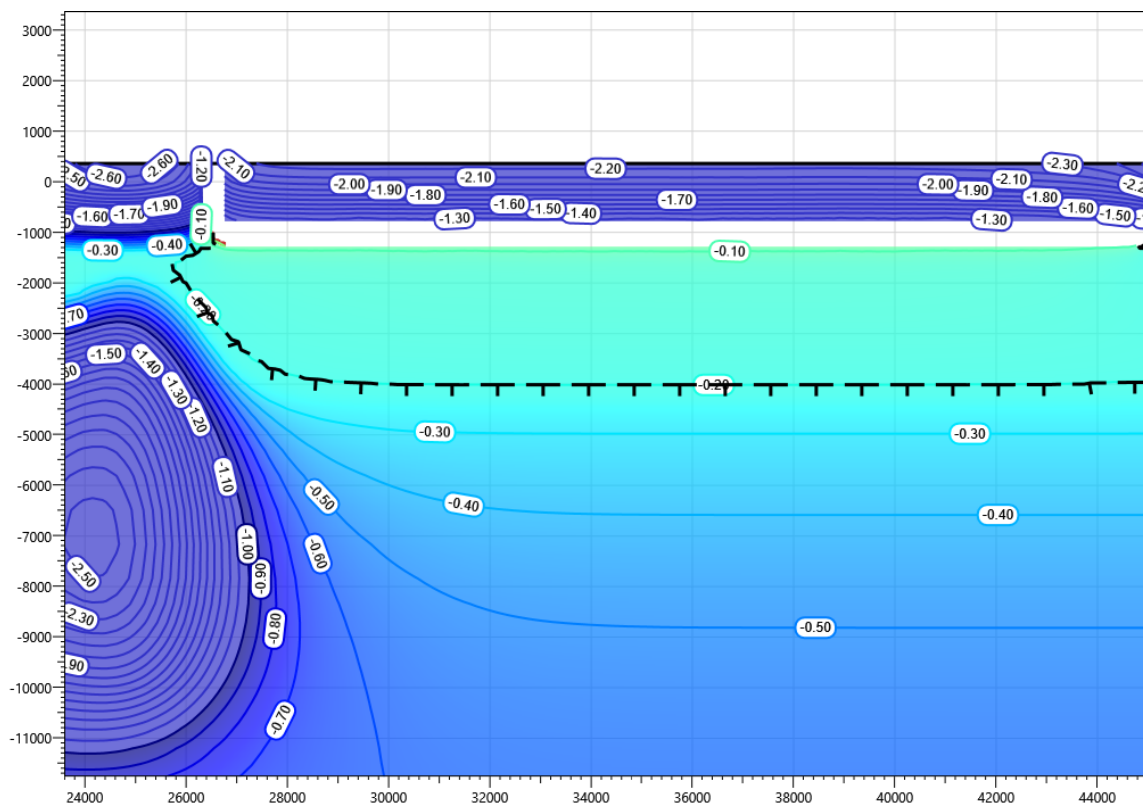


**Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе площадки узла нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

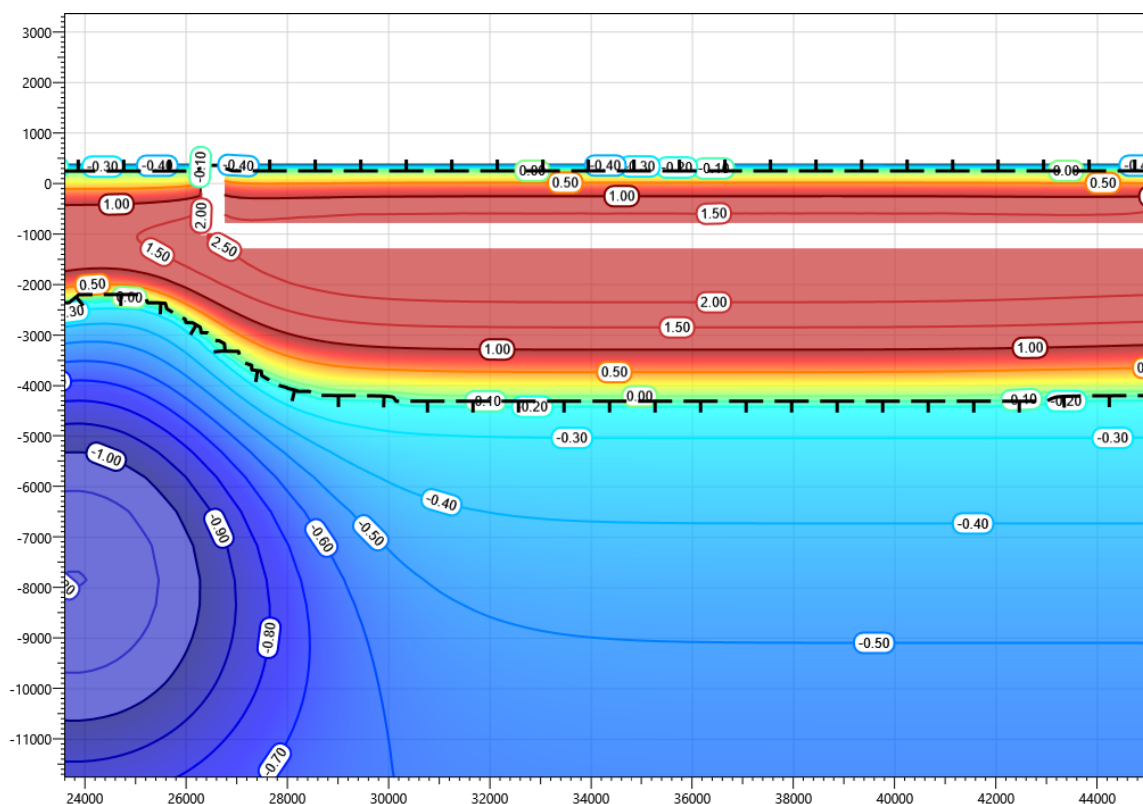


**Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе площадки узла нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



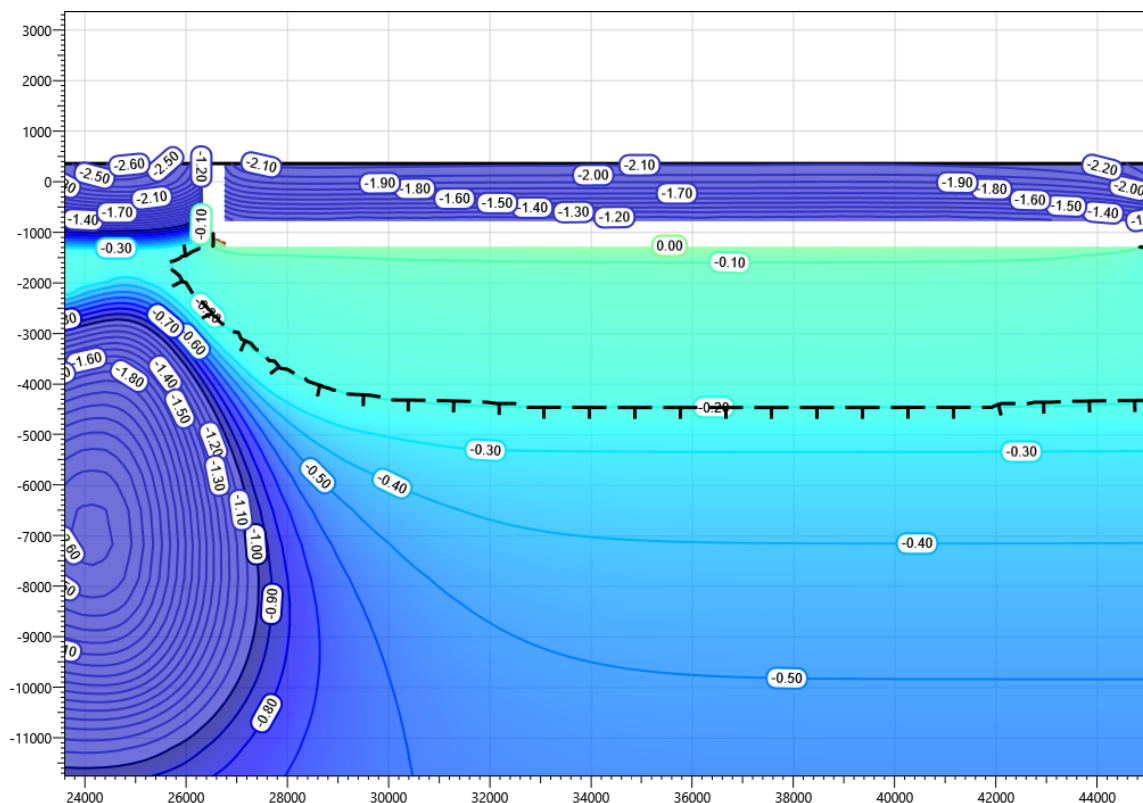


**Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**

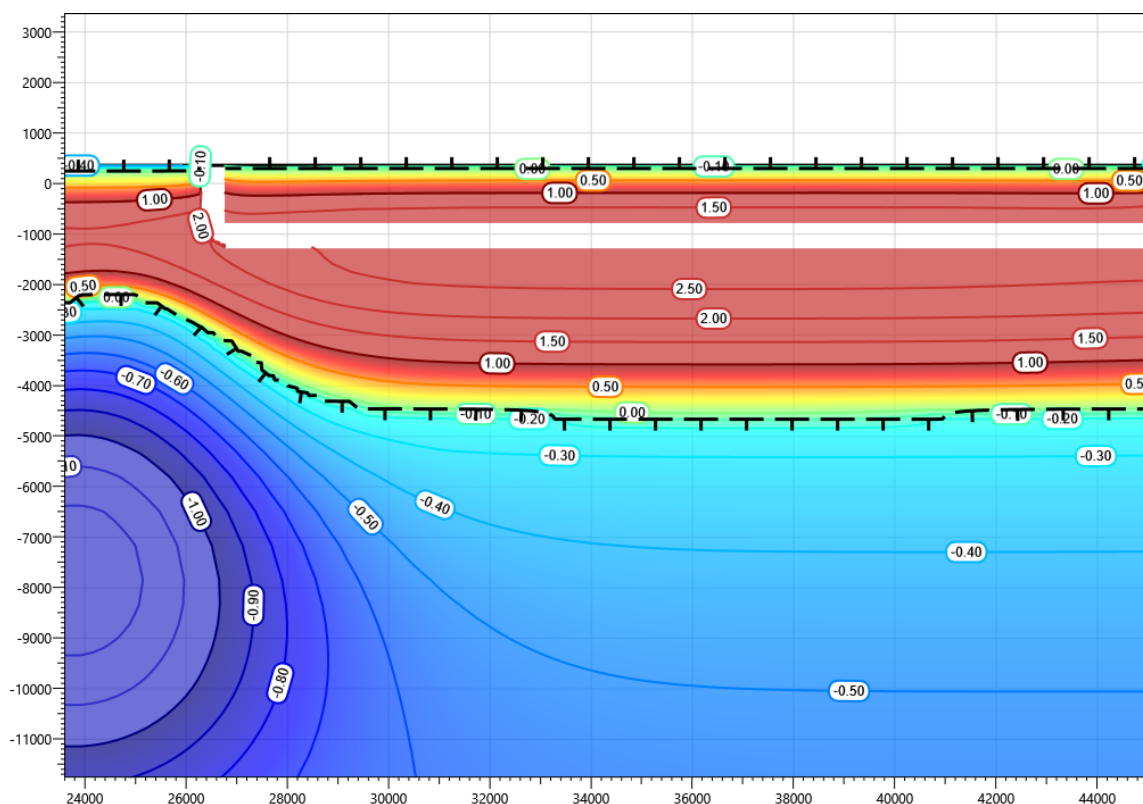


**Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

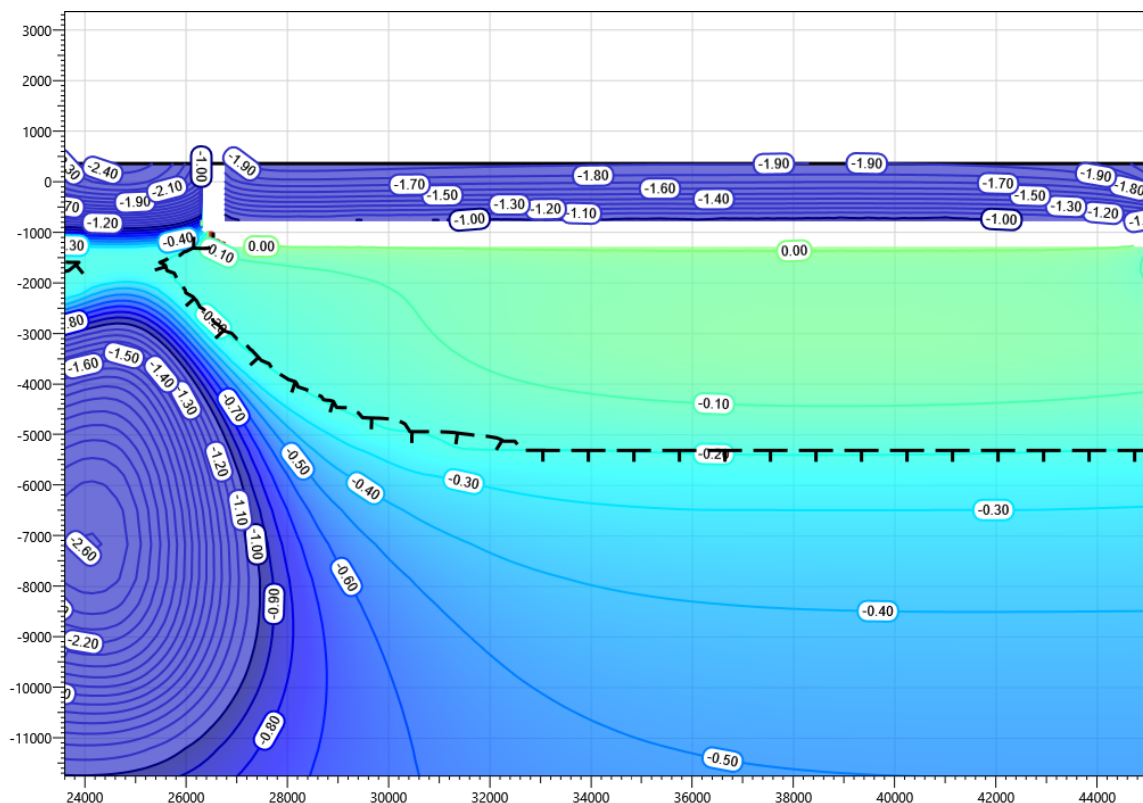




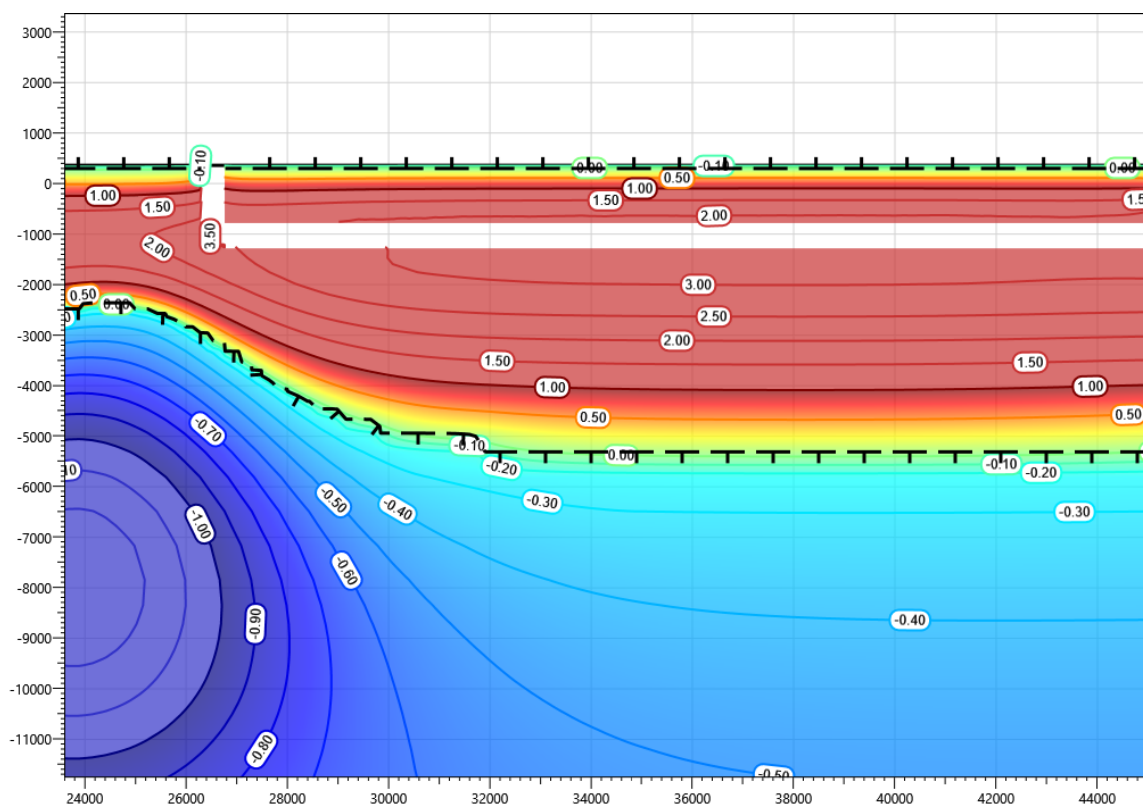
**Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



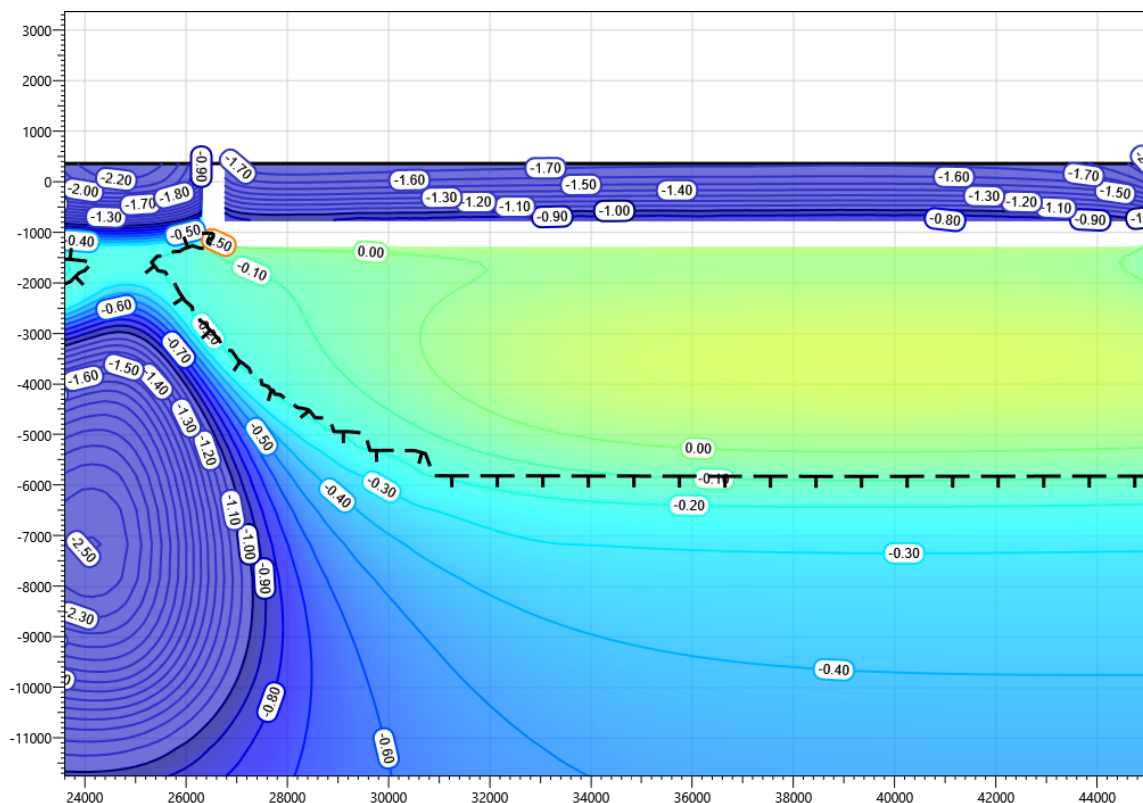
**Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



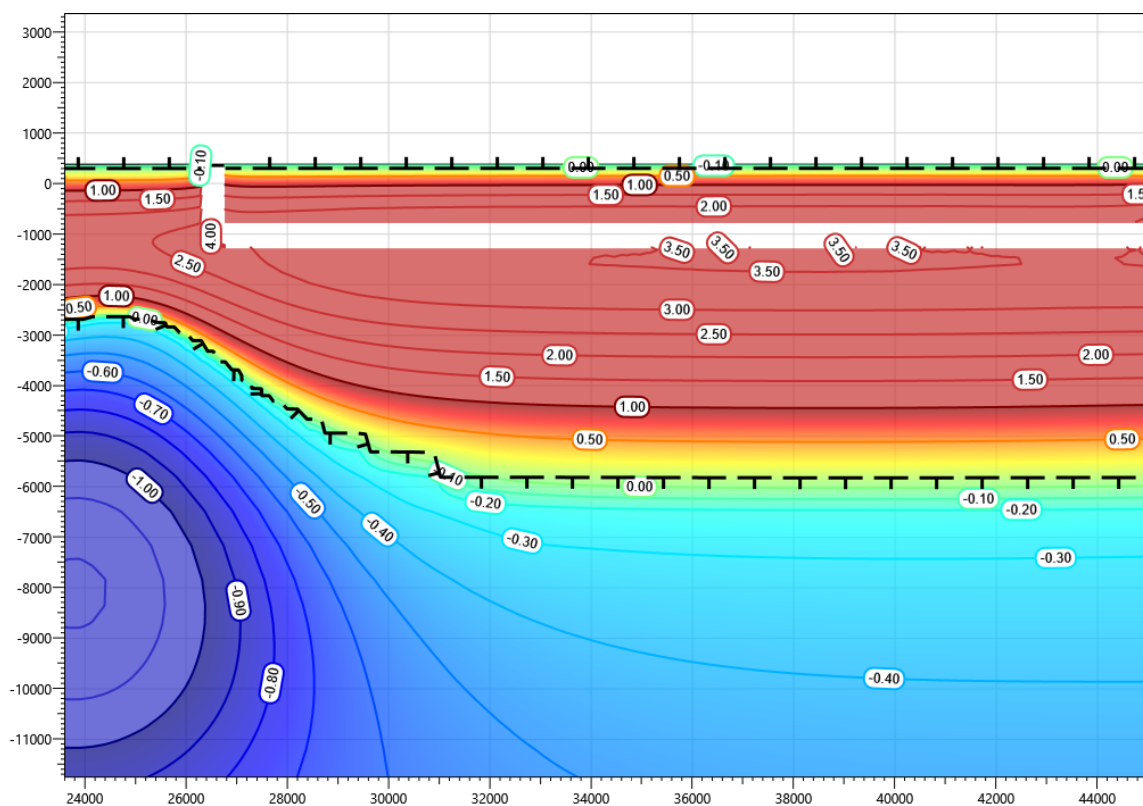
**Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



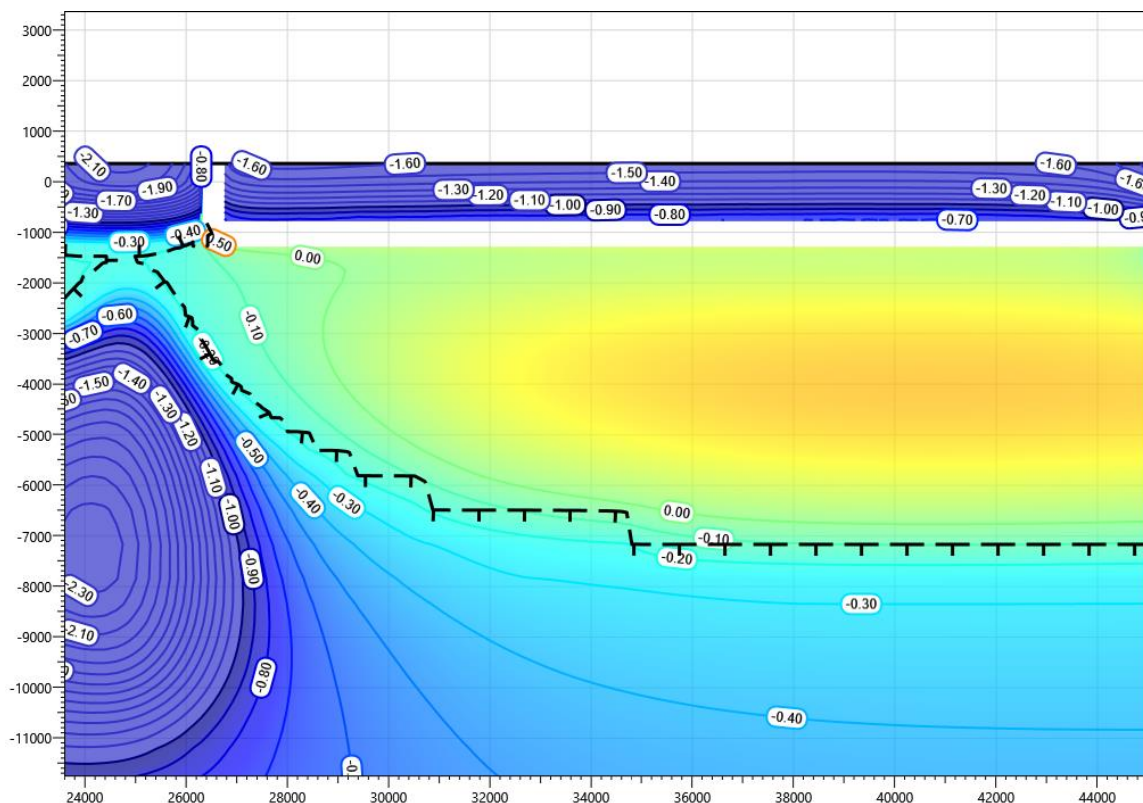
**Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



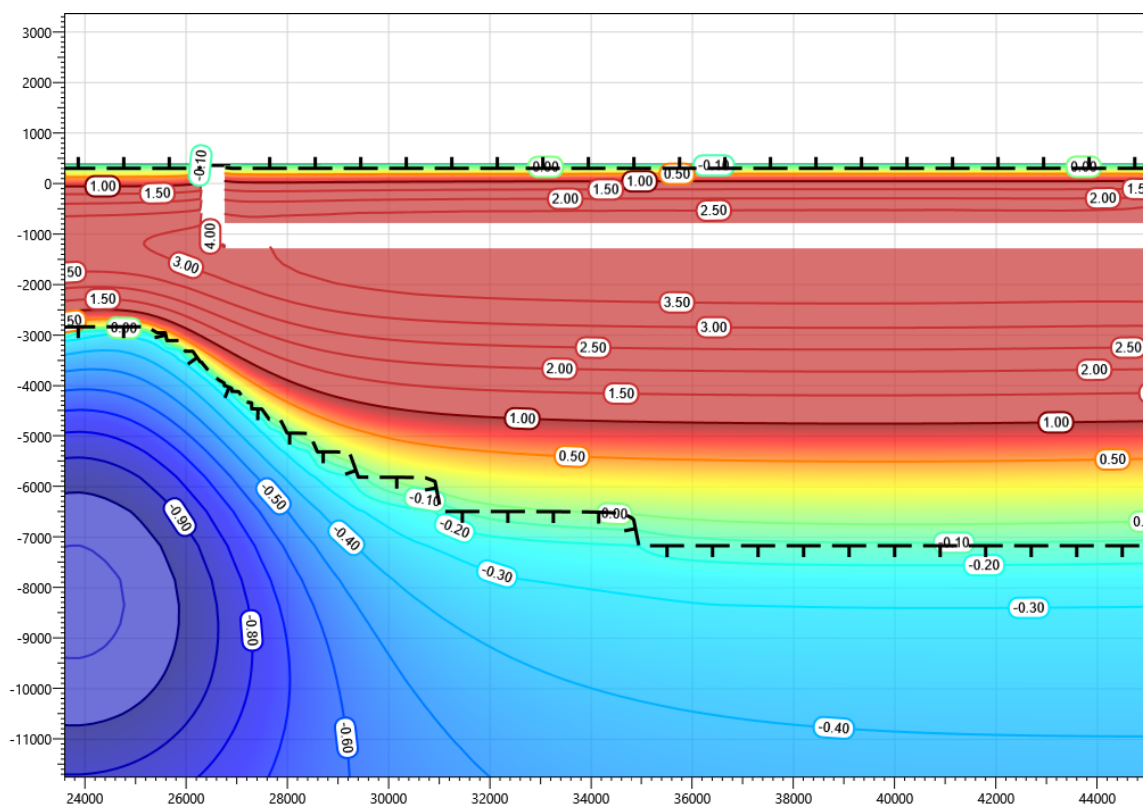
**Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



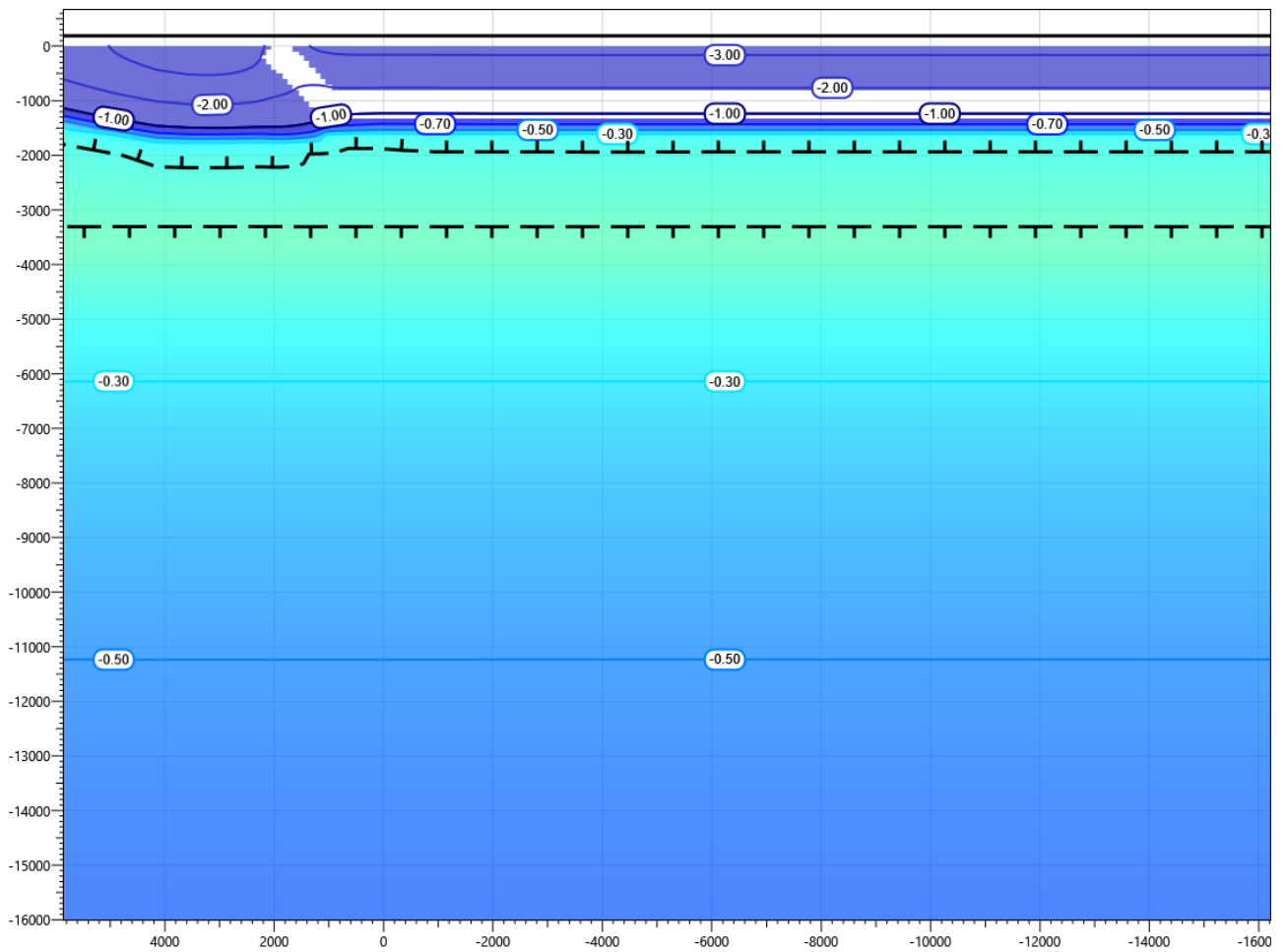
**Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

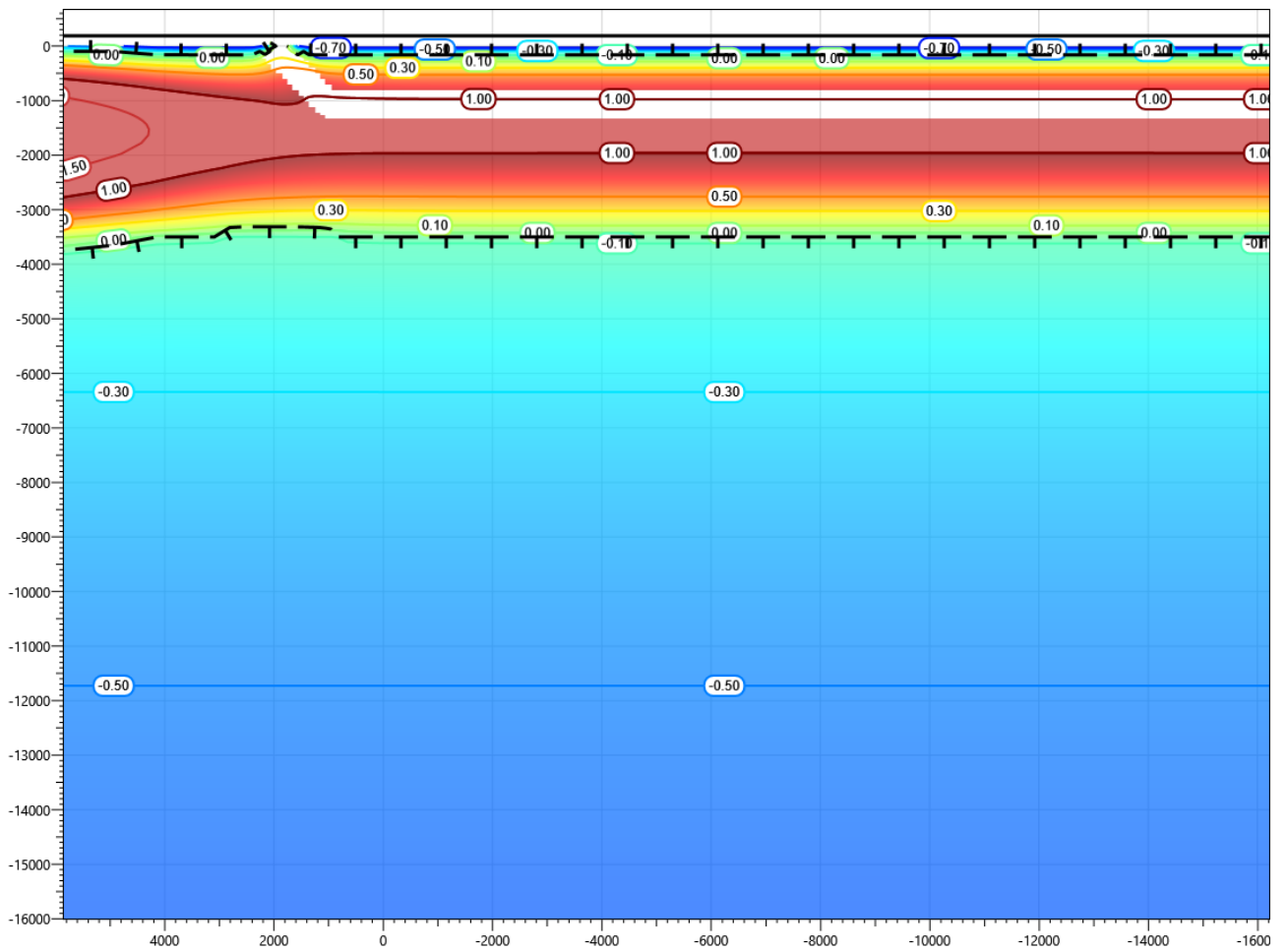


**Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе площадки узла подключения нефтегазосборного трубопровода от КП7. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

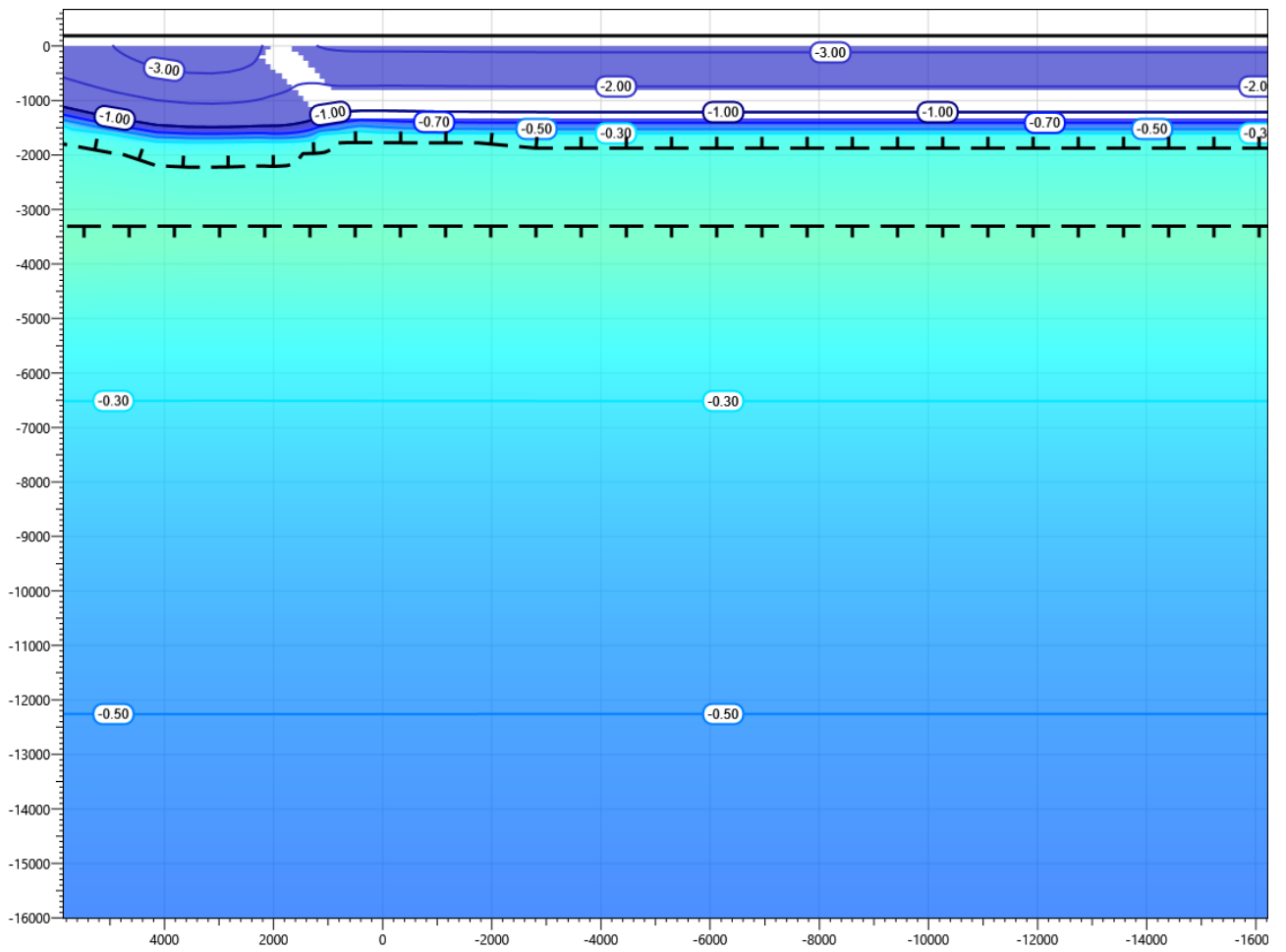


**Рисунок В.57 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

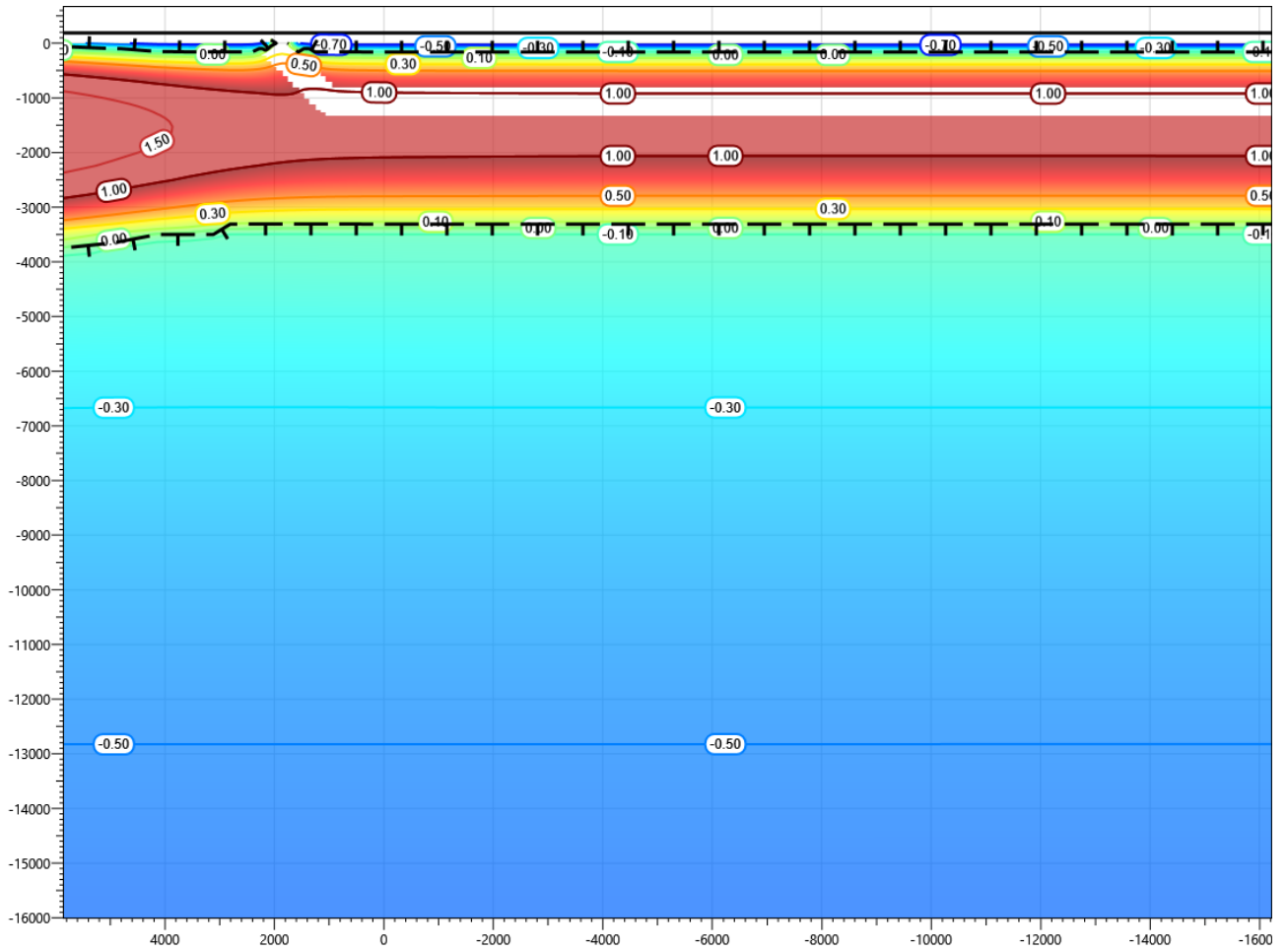




**Рисунок В.58 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

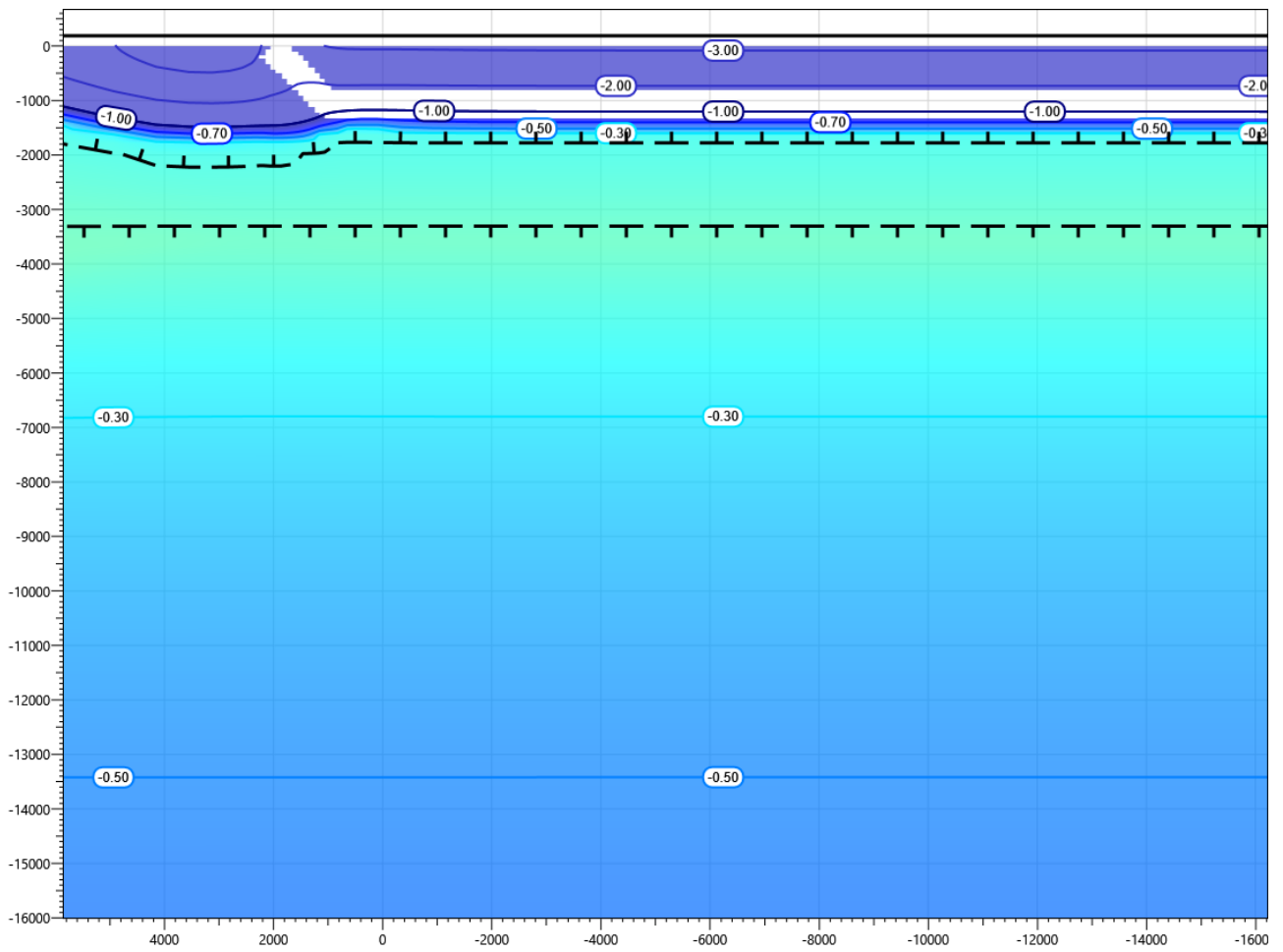


**Рисунок В.59 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

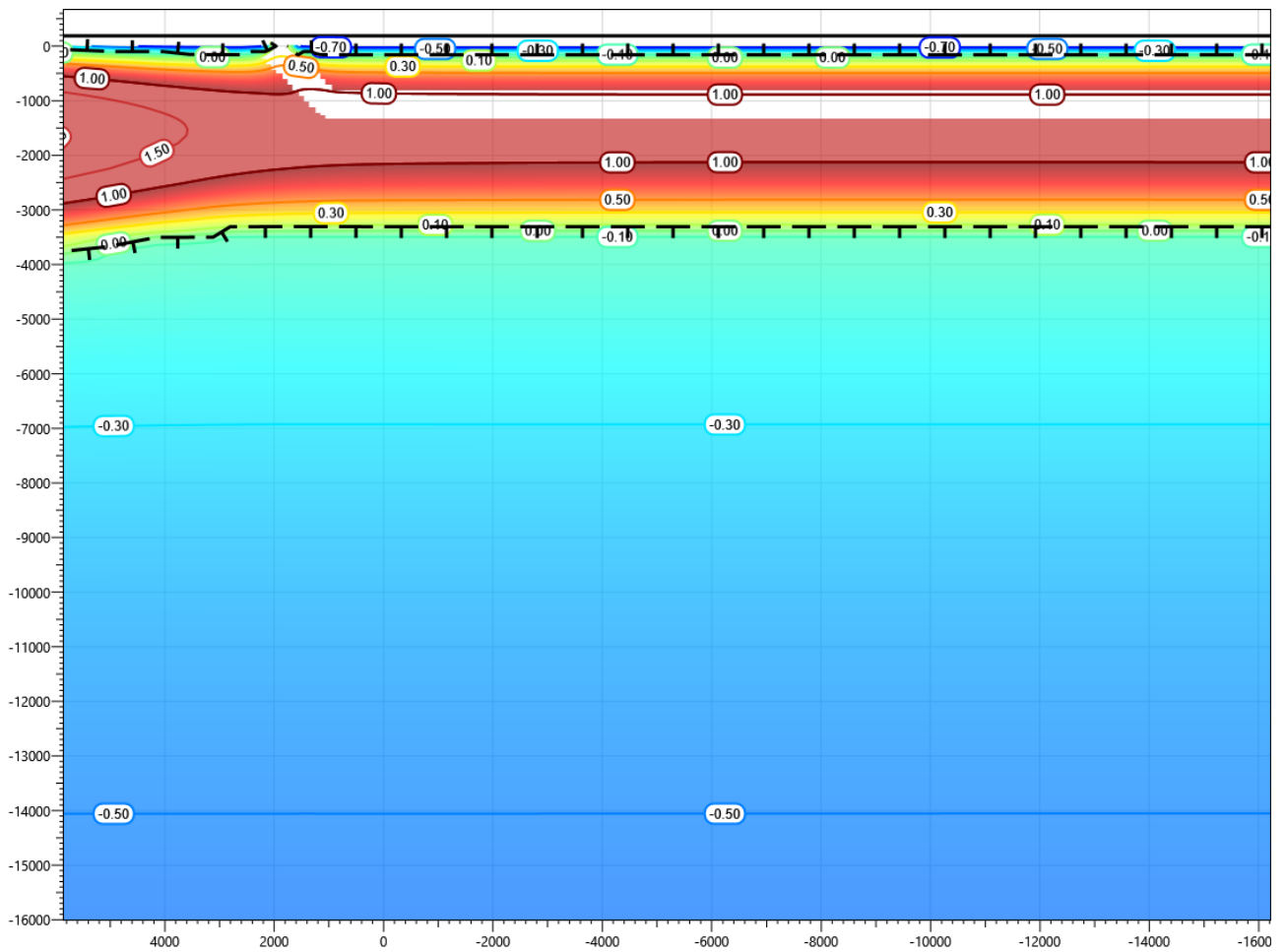


**Рисунок В.60 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

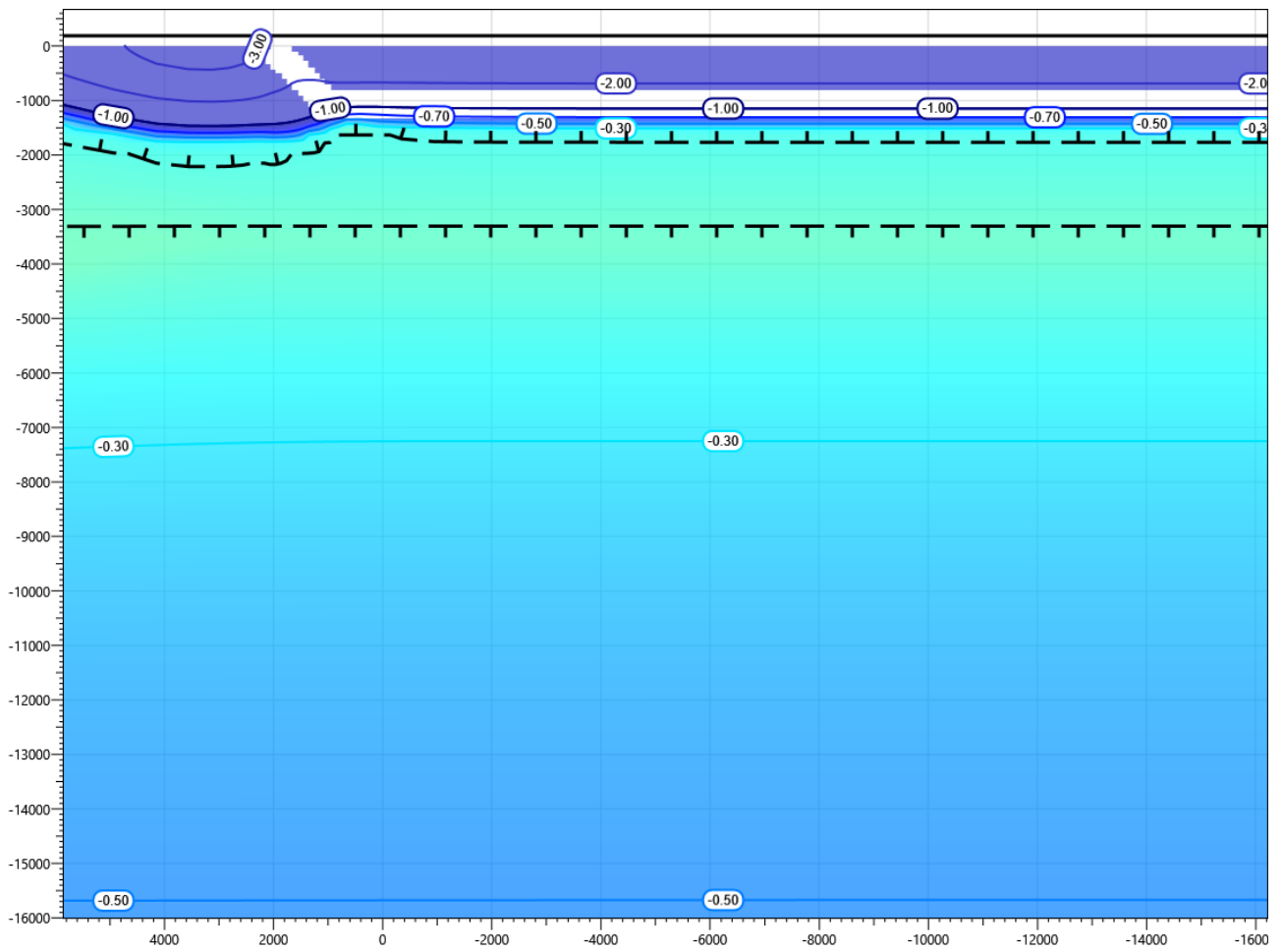




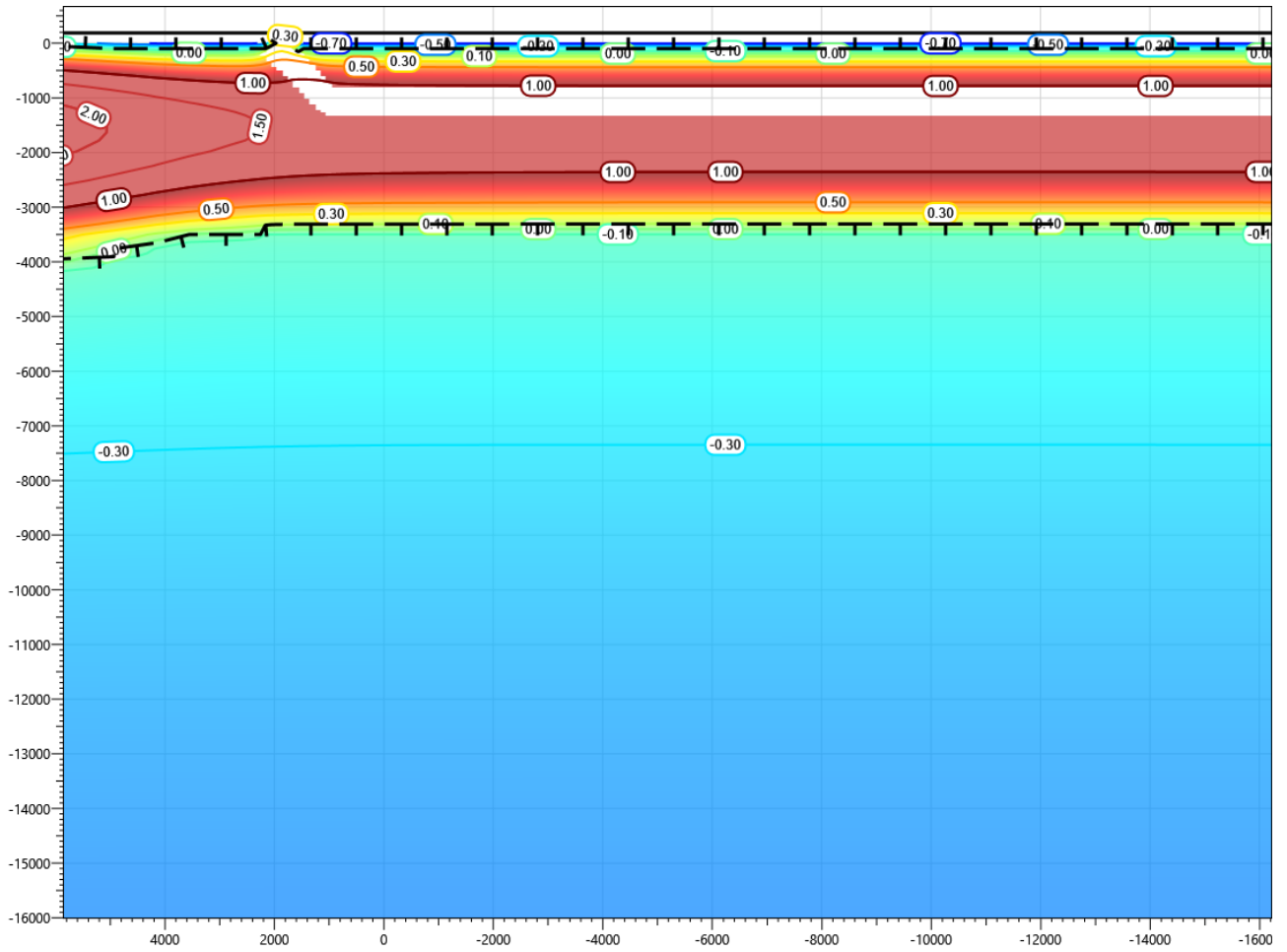
**Рисунок В.61 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



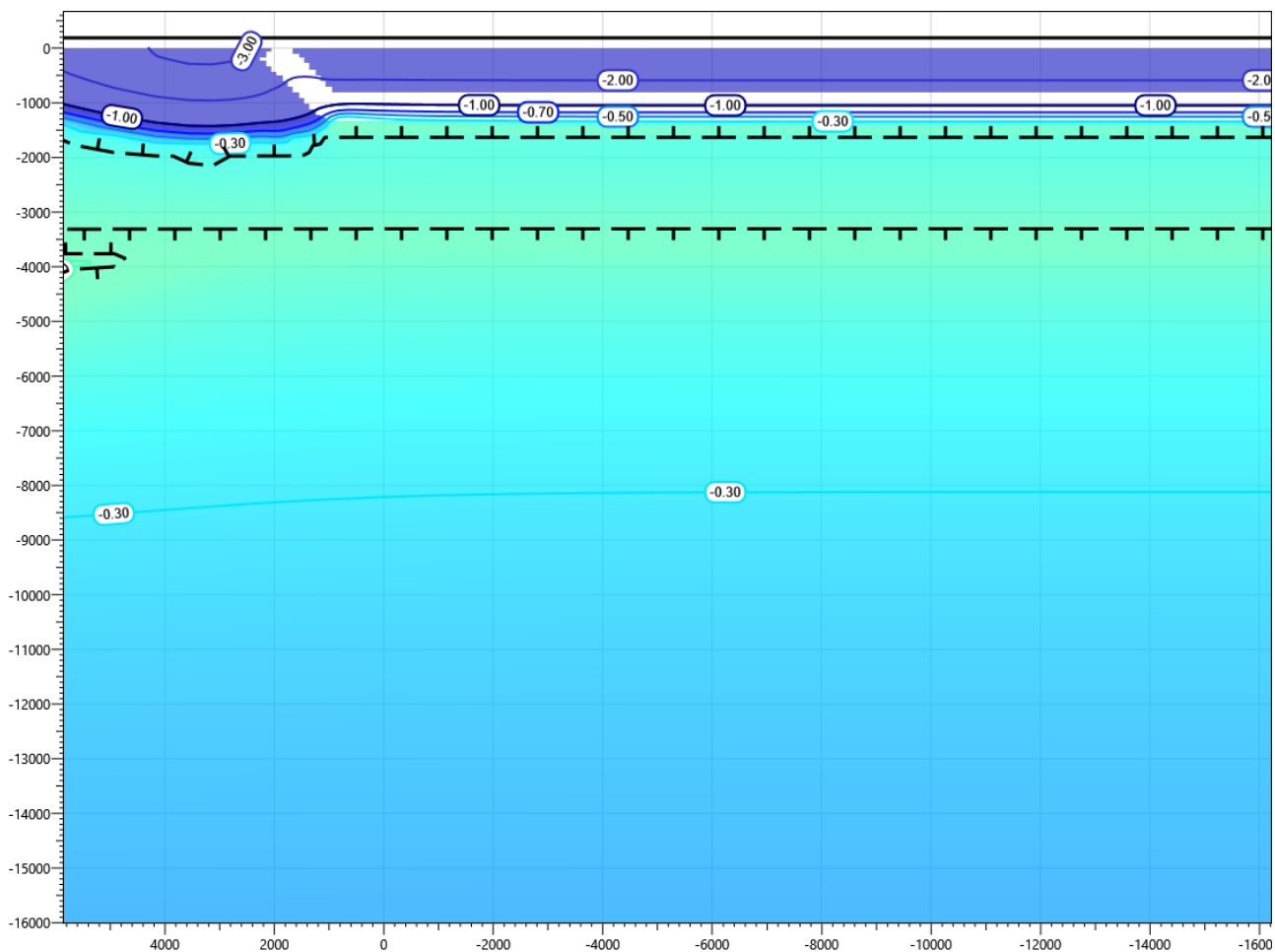
**Рисунок В.62 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



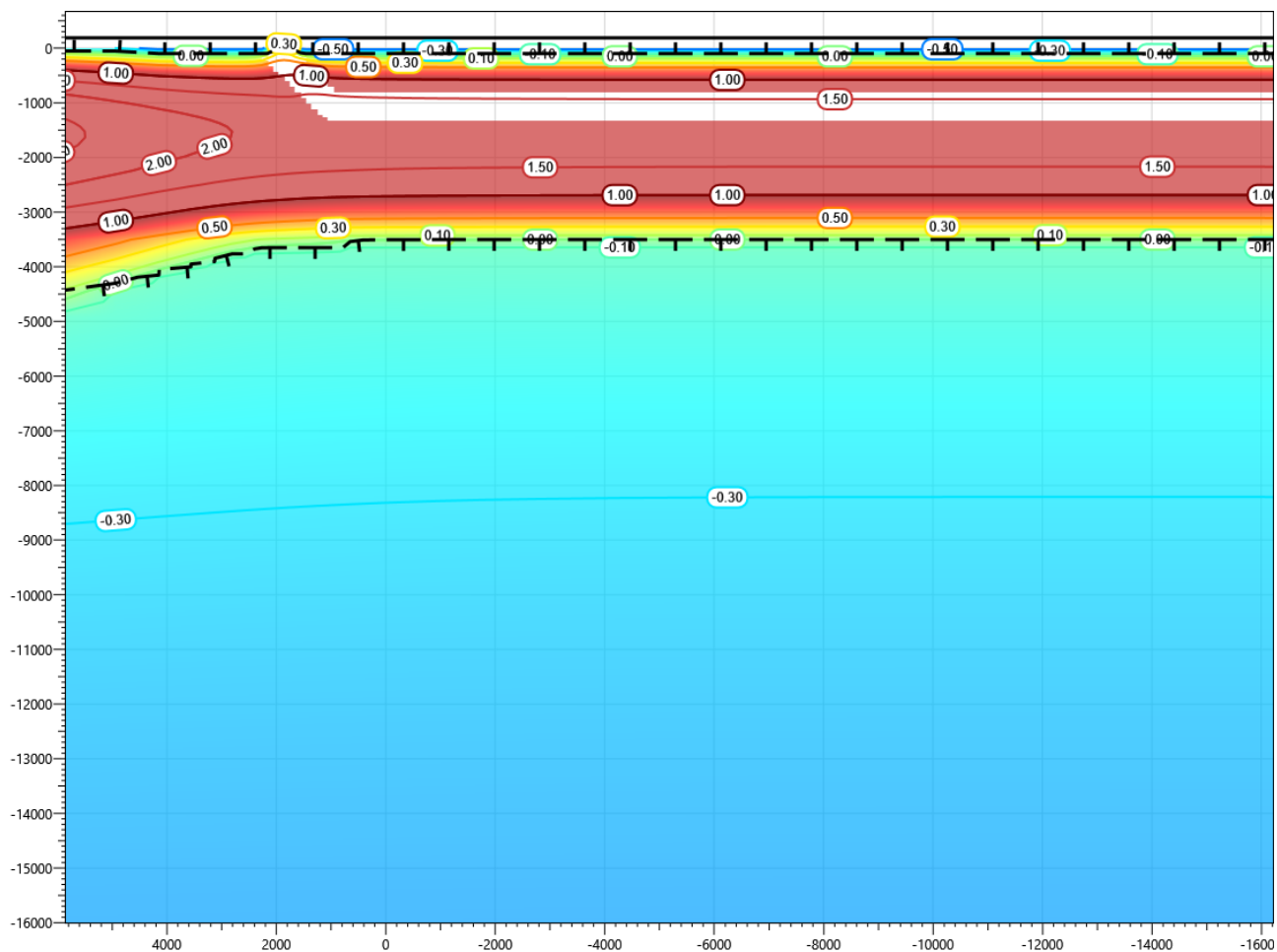
**Рисунок В.63 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



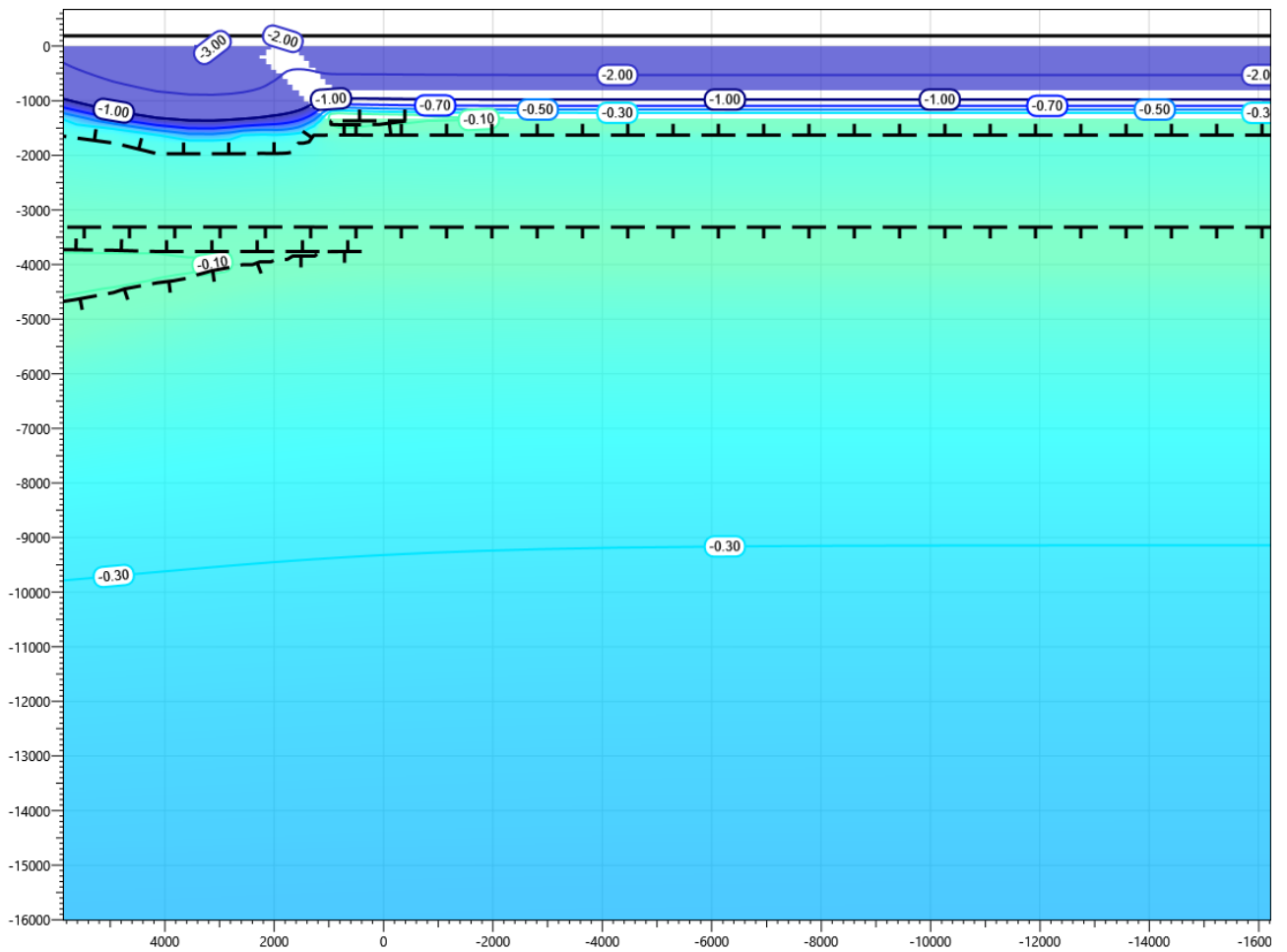
**Рисунок В.64 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



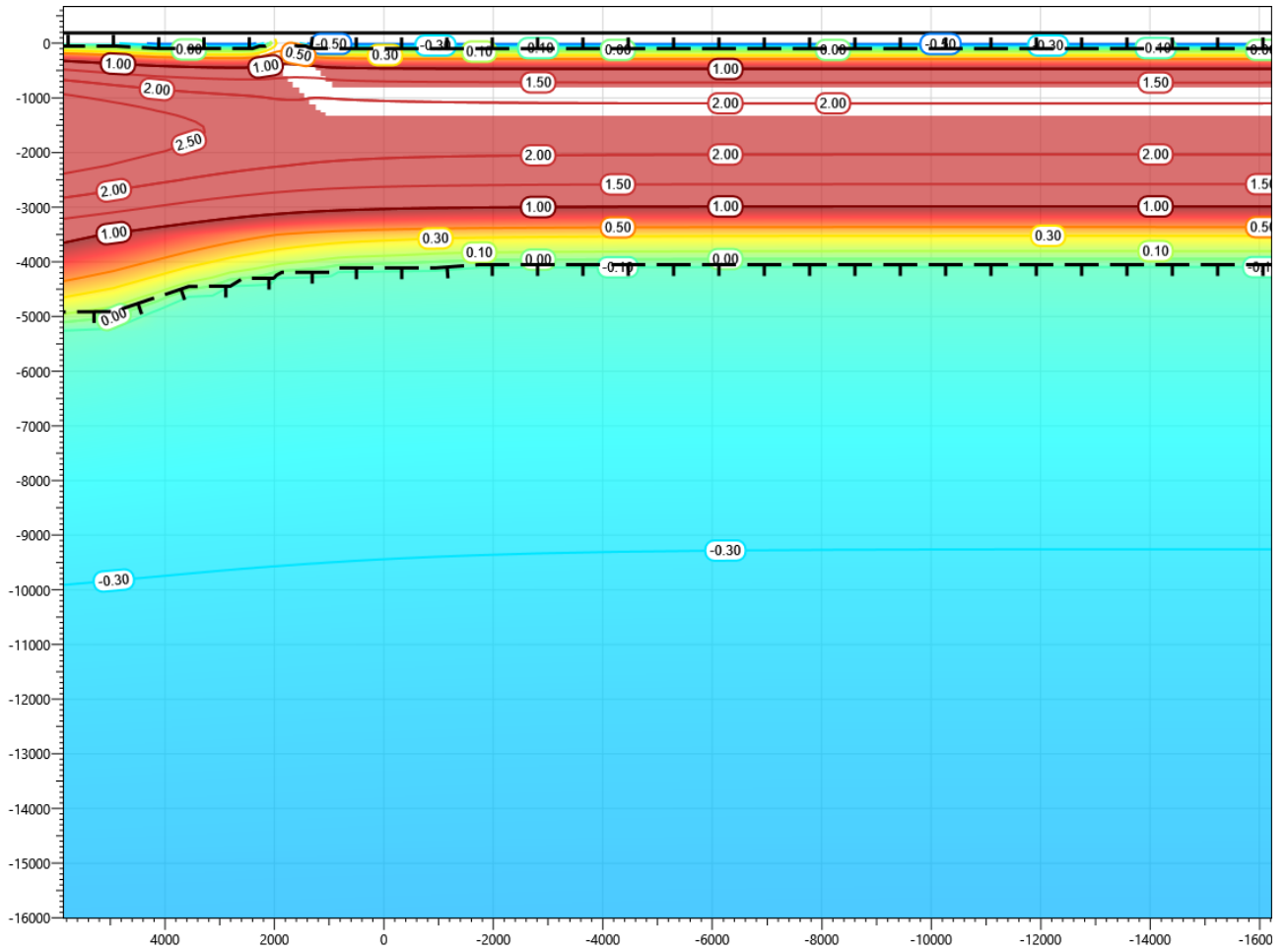
**Рисунок В.65 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.66 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

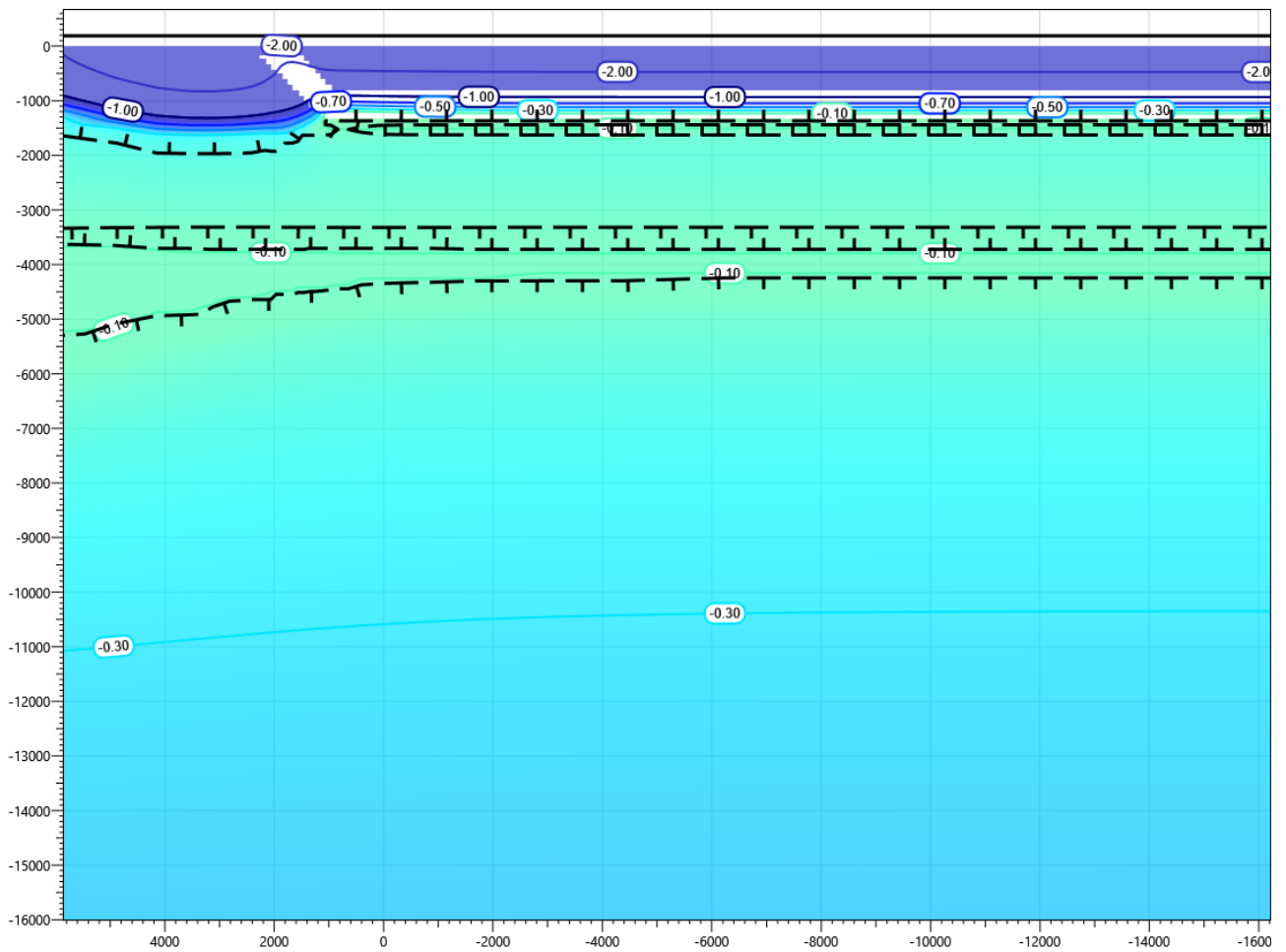


**Рисунок В.67 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

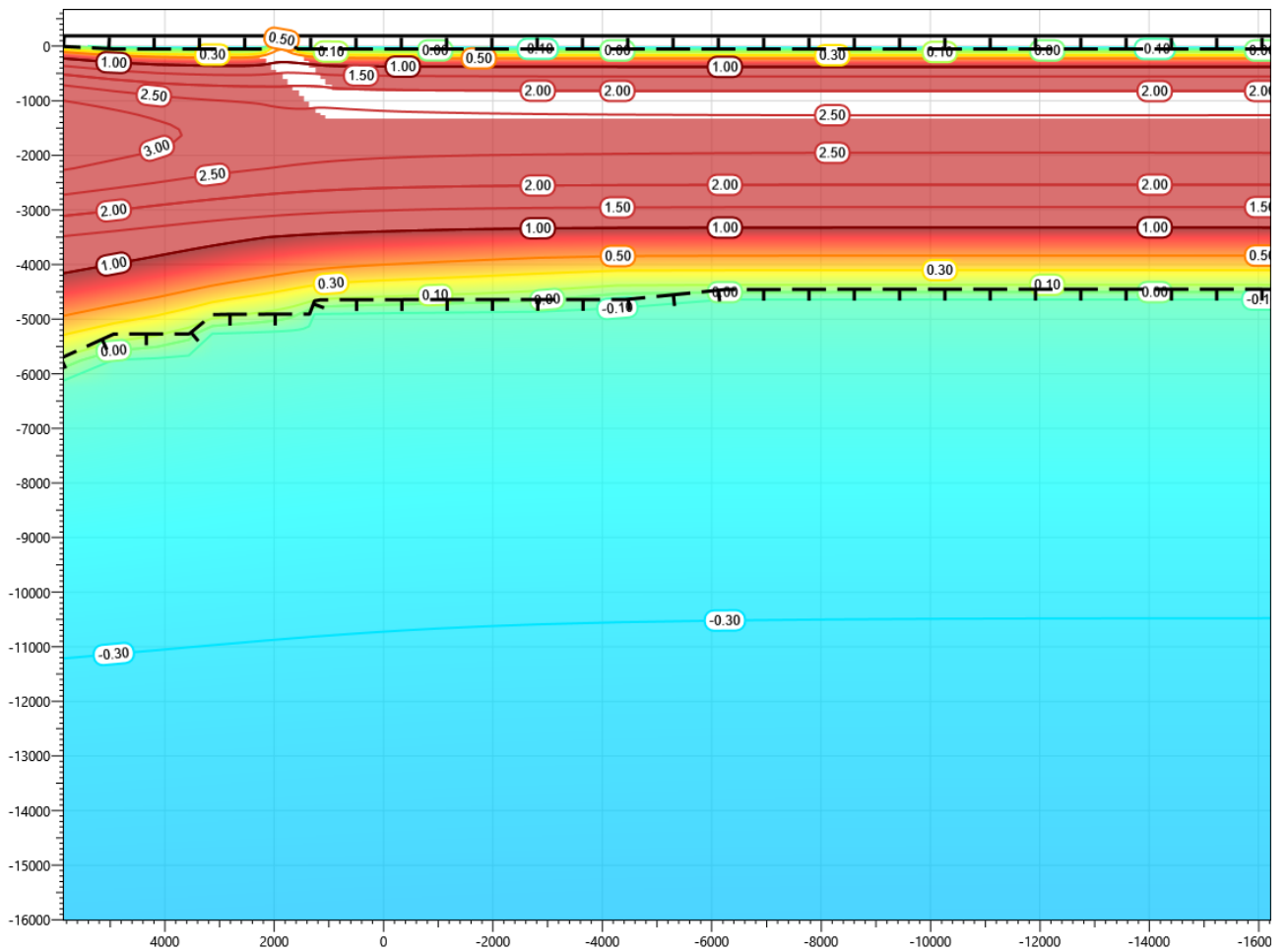


**Рисунок В.68 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

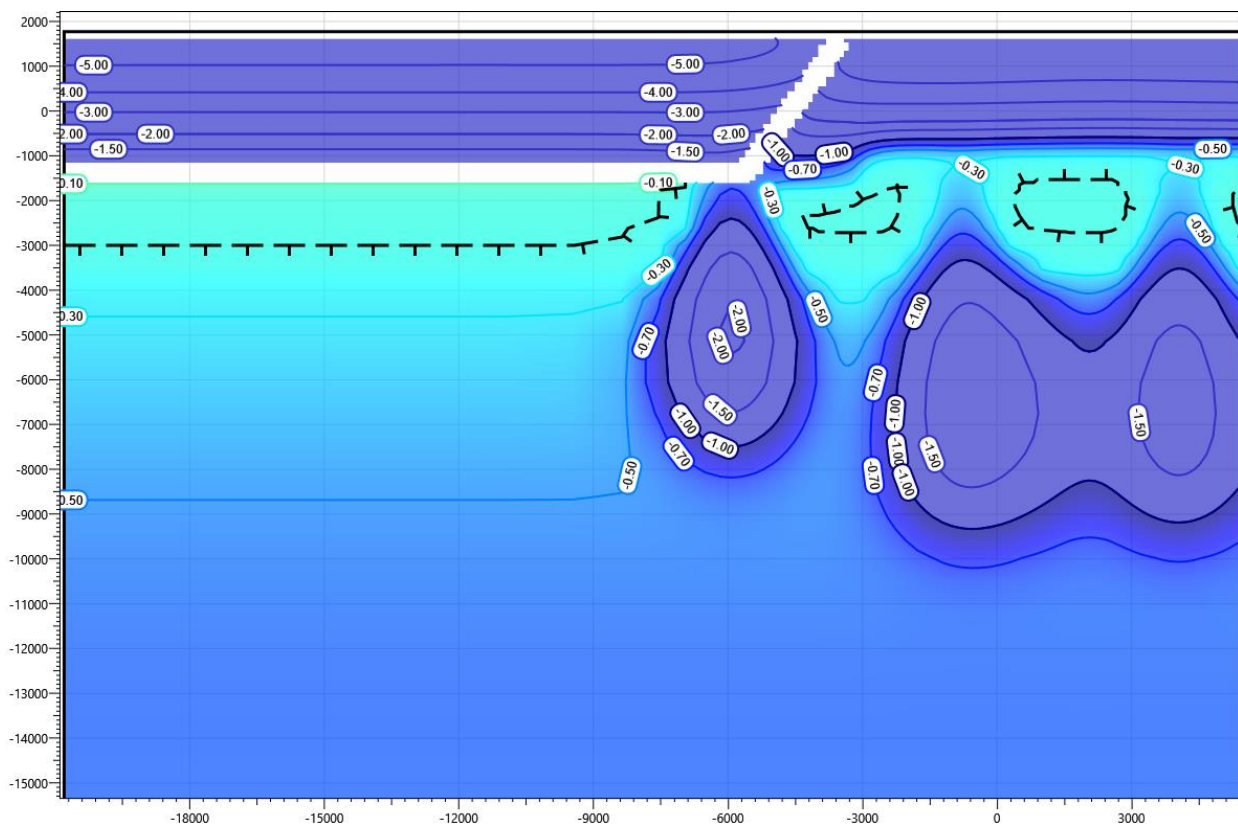




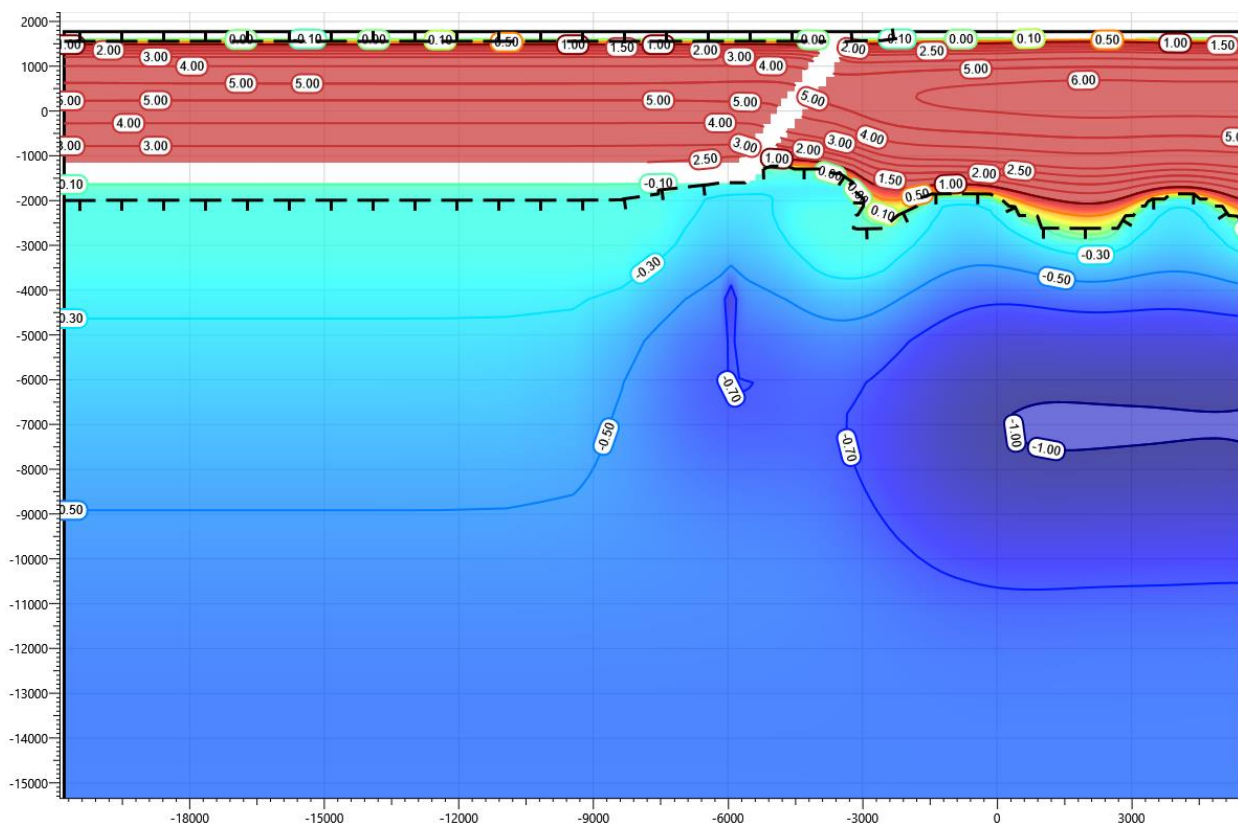
**Рисунок В.69 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



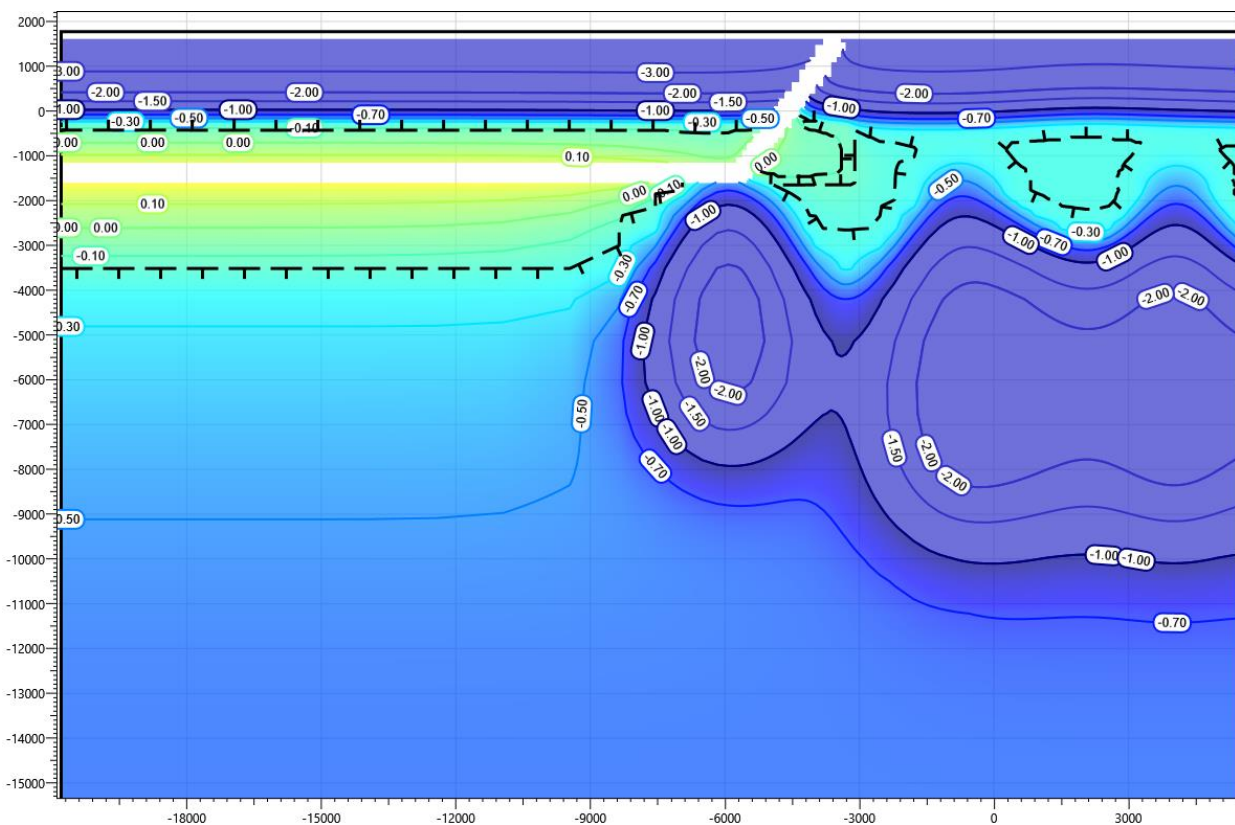
**Рисунок В.70 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП8. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



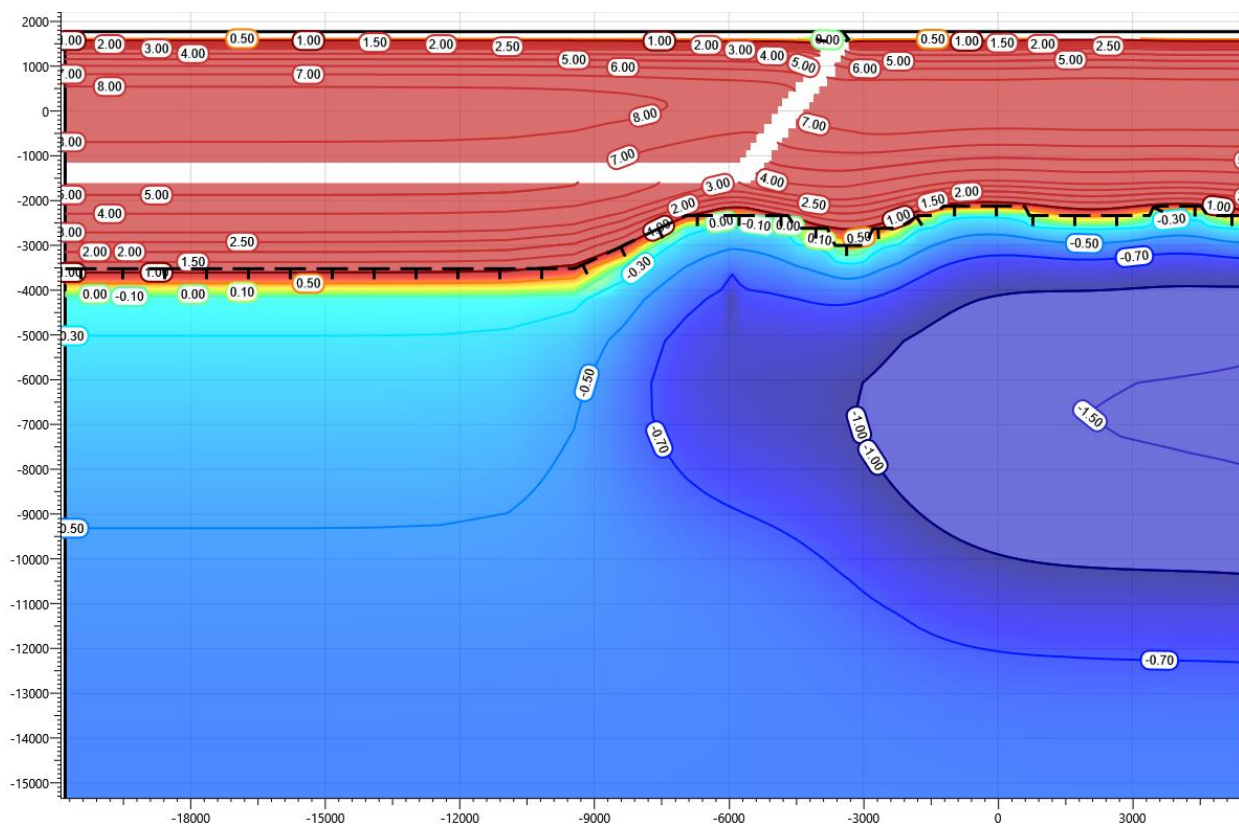
**Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

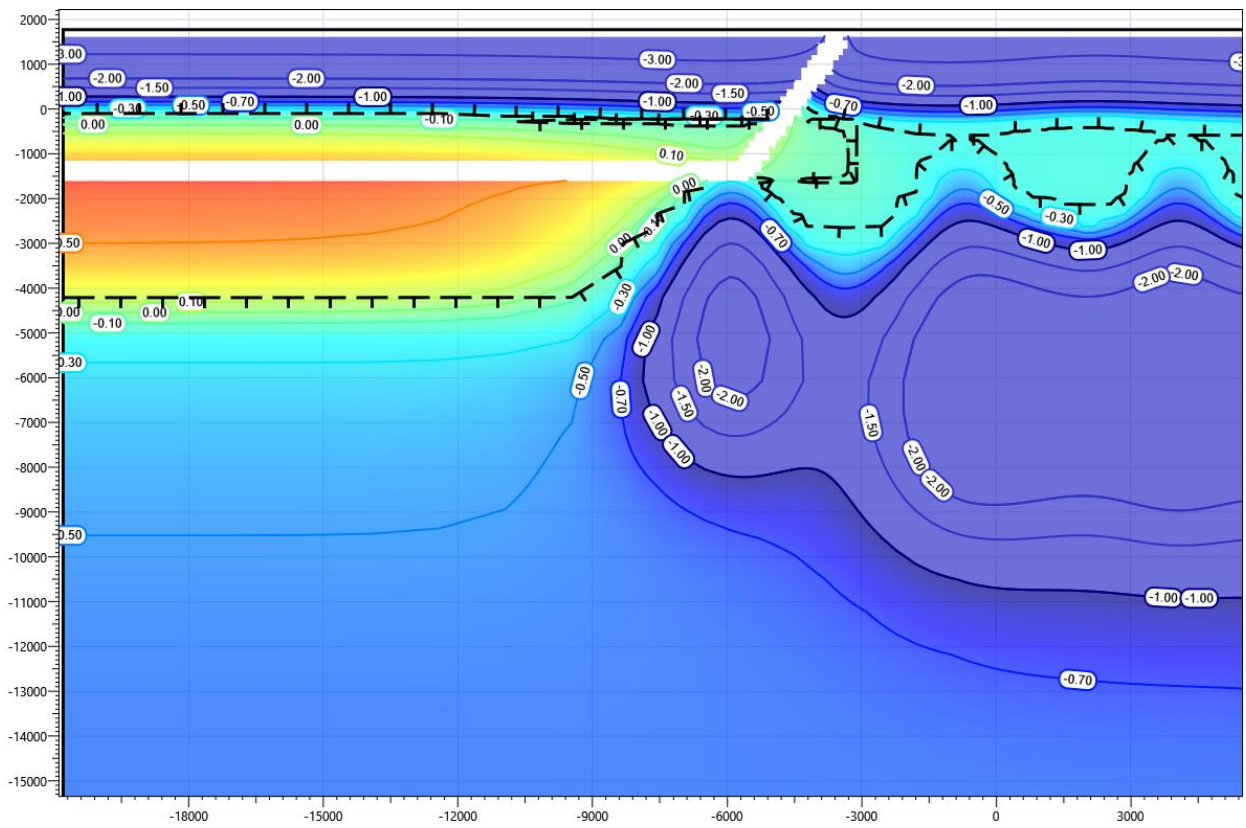


**Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

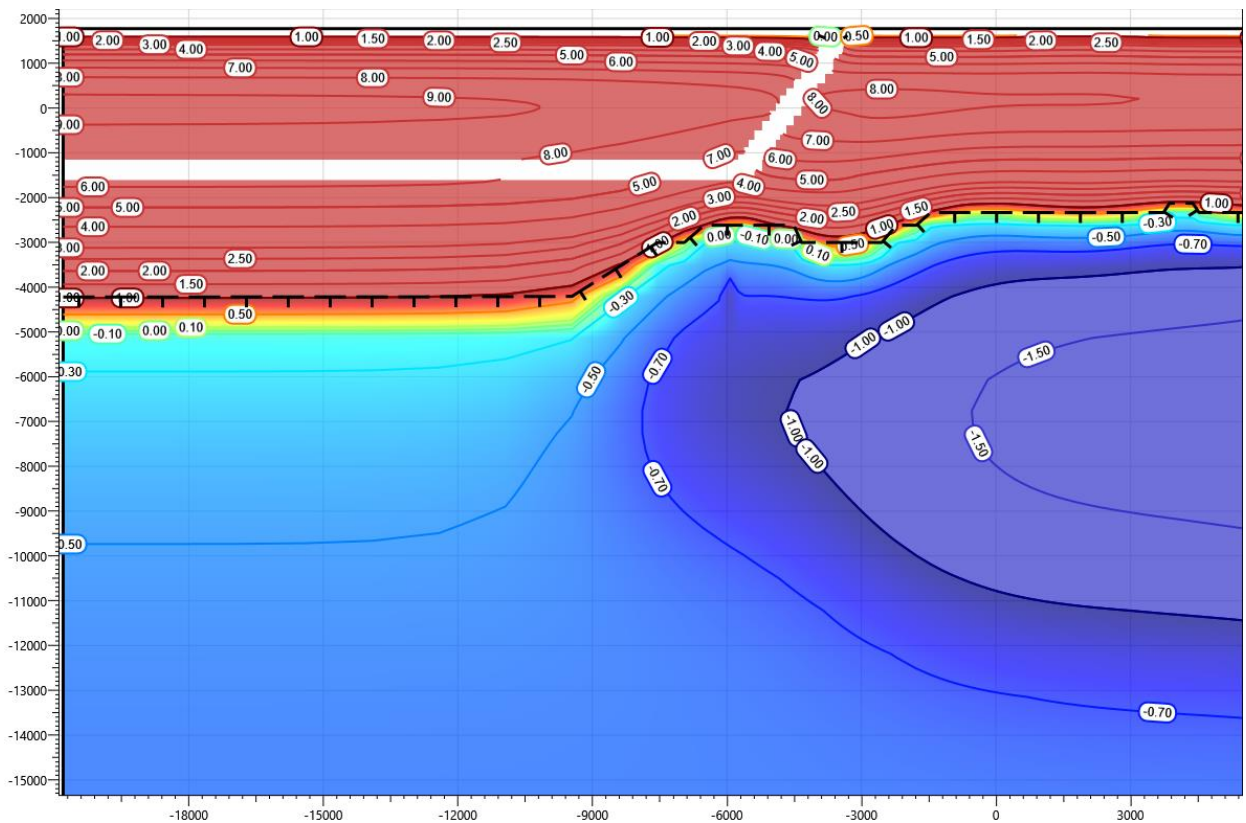


**Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

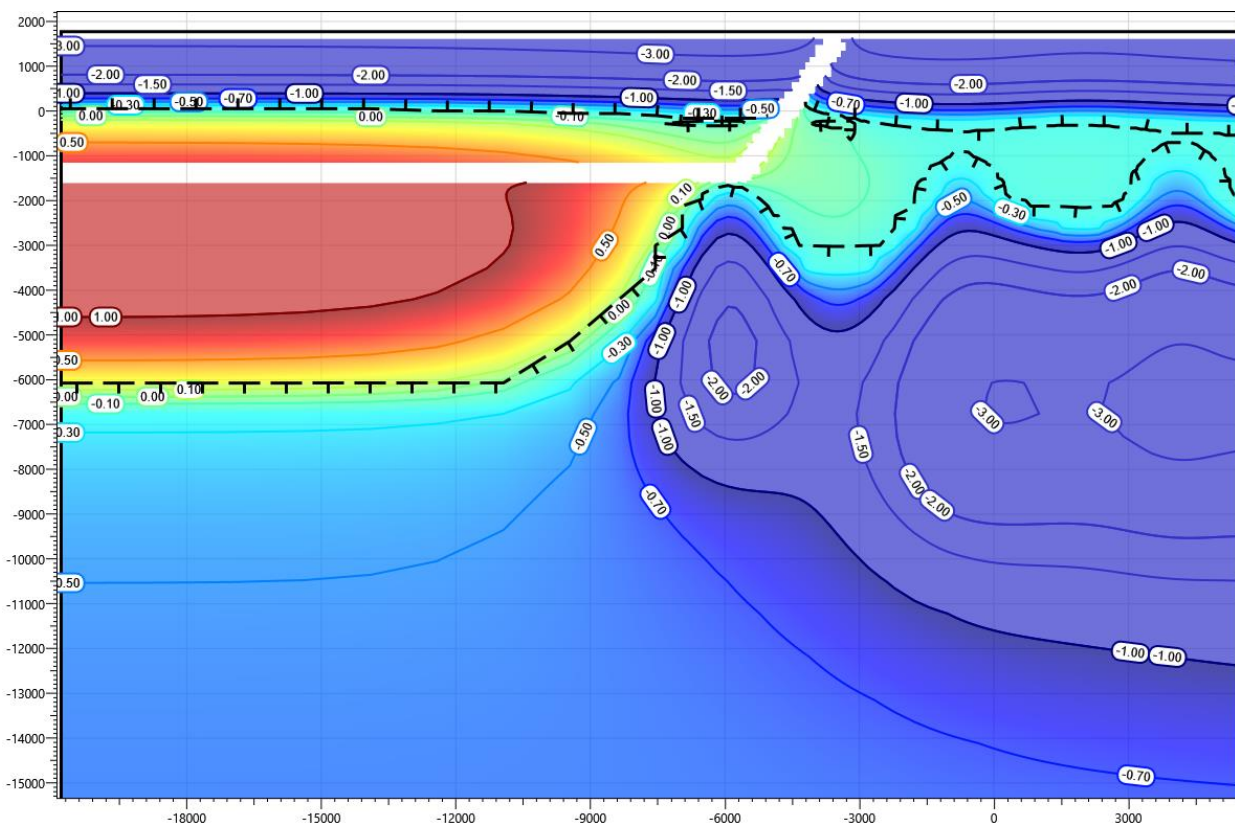




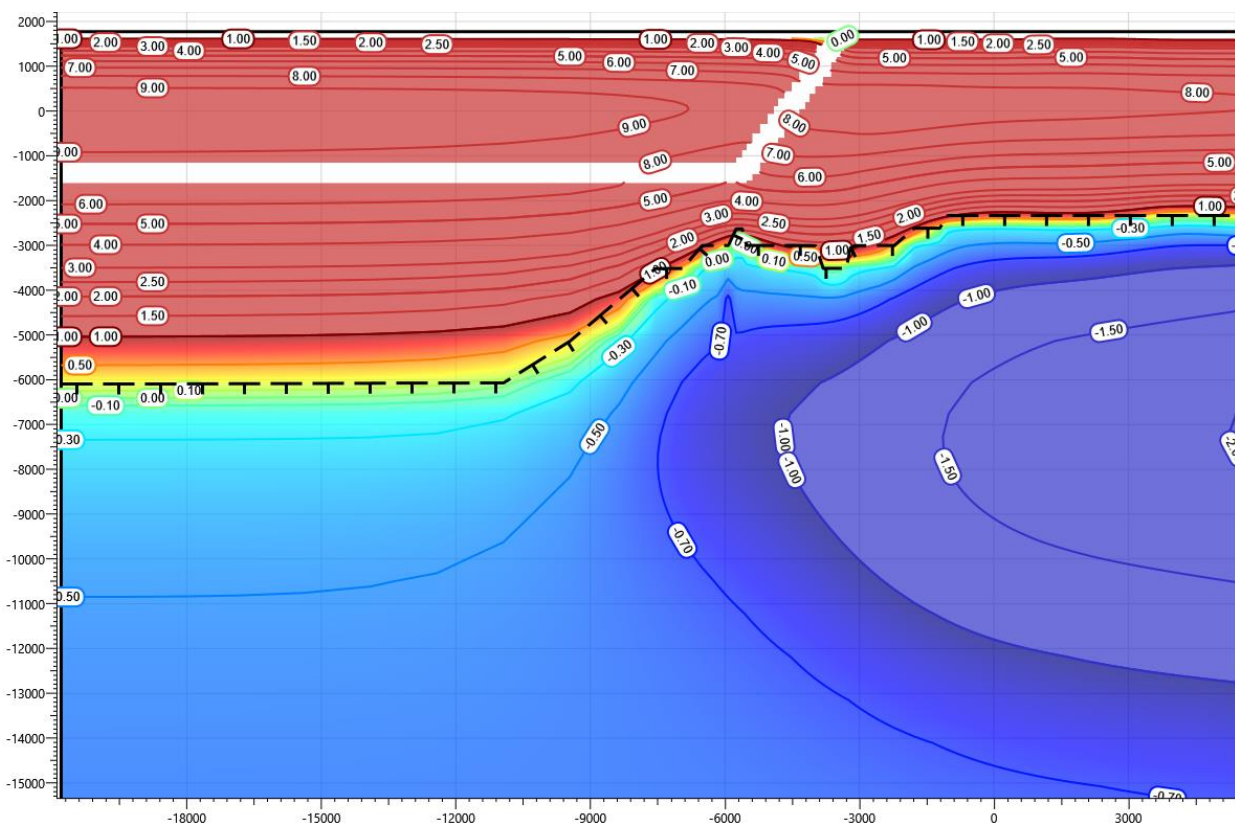
**Рисунок В.75 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СВД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СВД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



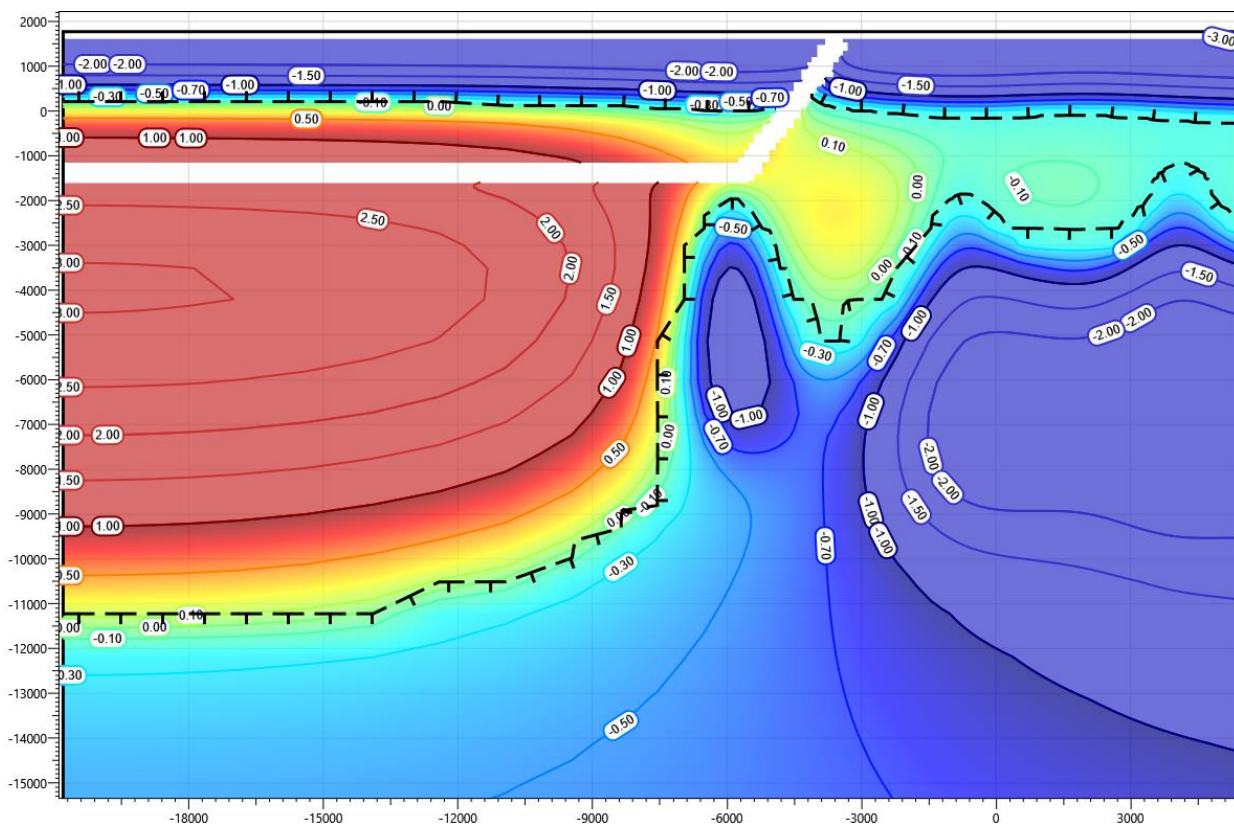
**Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



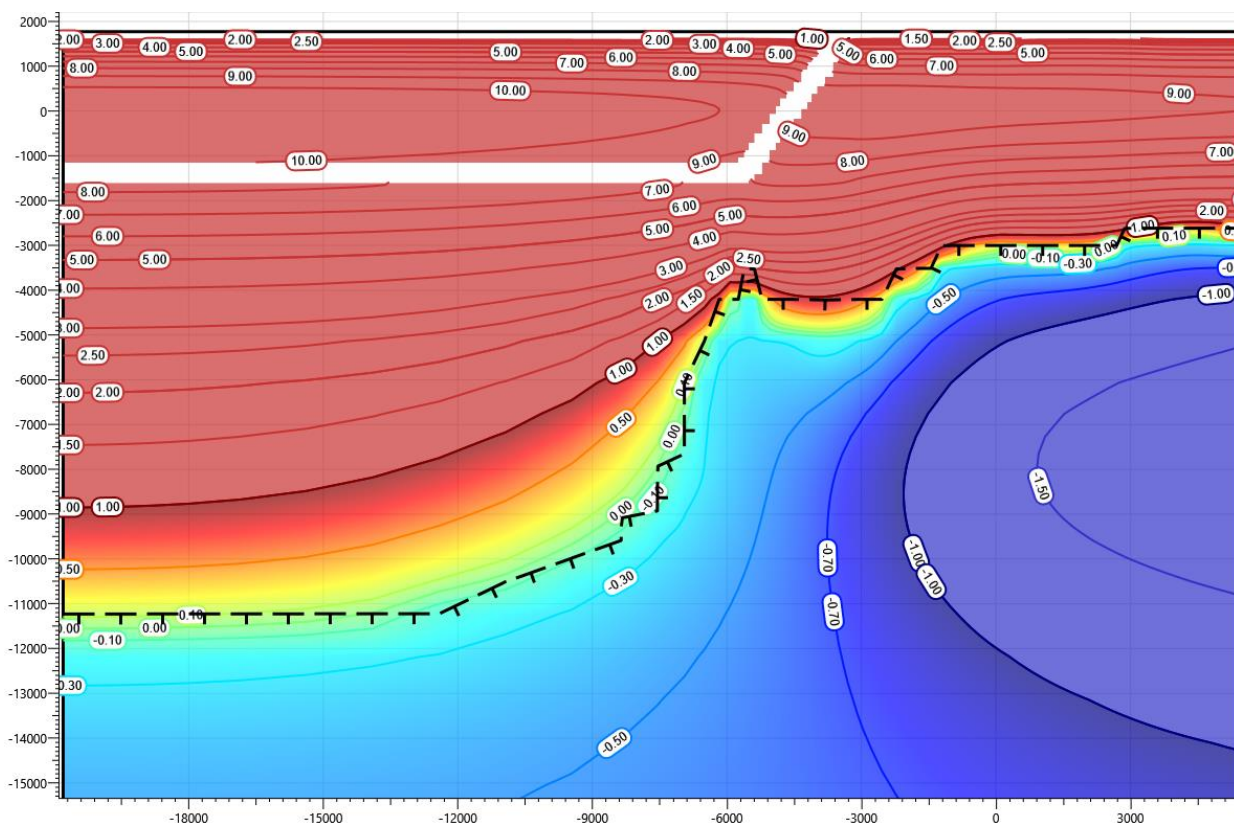
**Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**





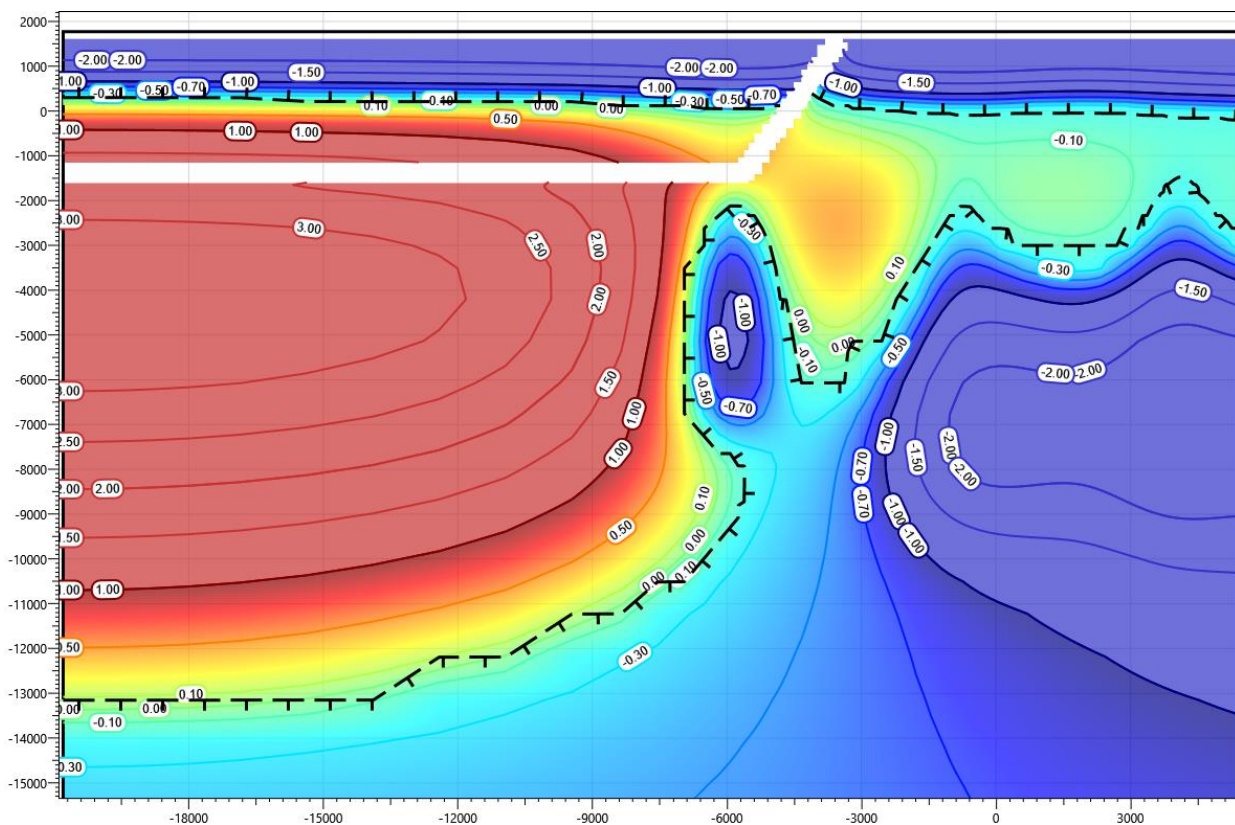


**Рисунок В.81 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазоборного трубопровода от КП9. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

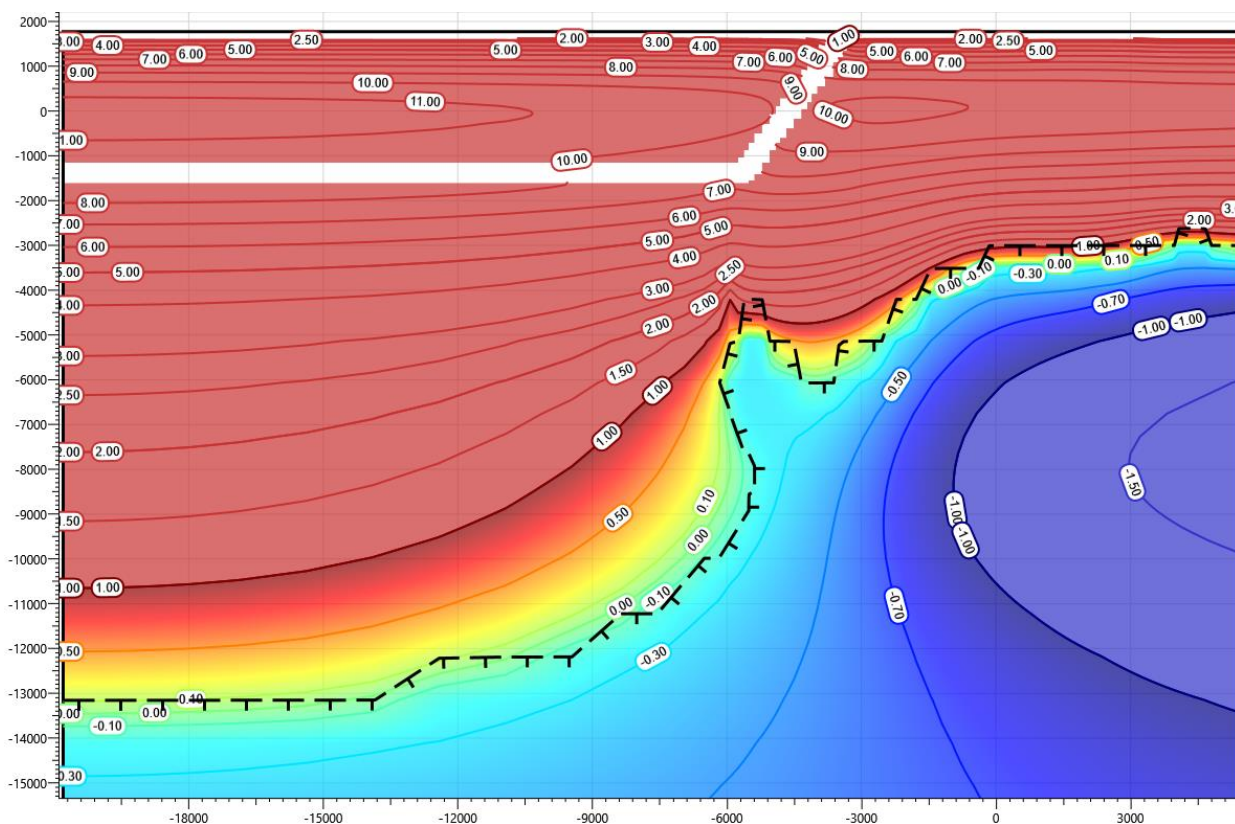


**Рисунок В.82 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазоборного трубопровода от КП9. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

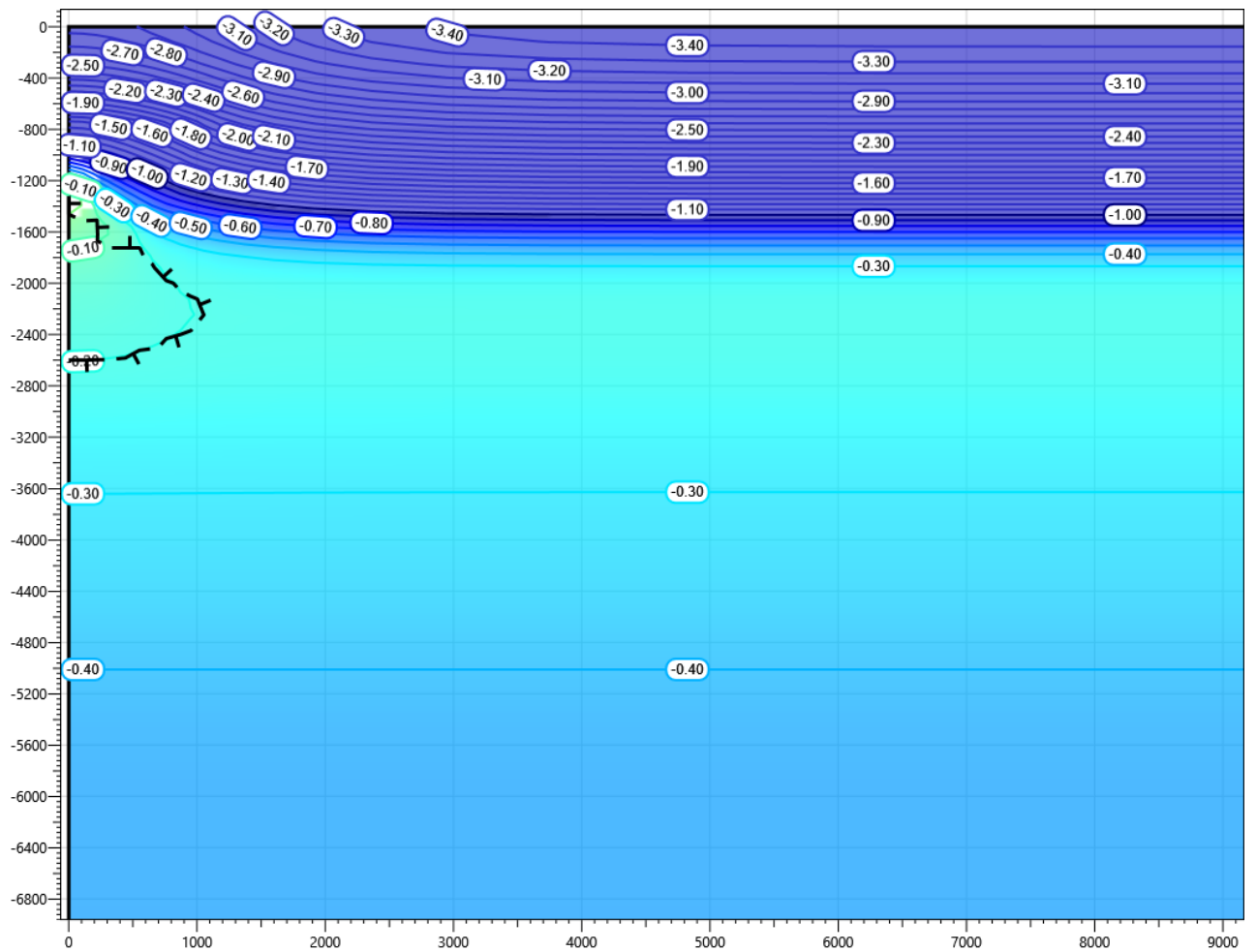




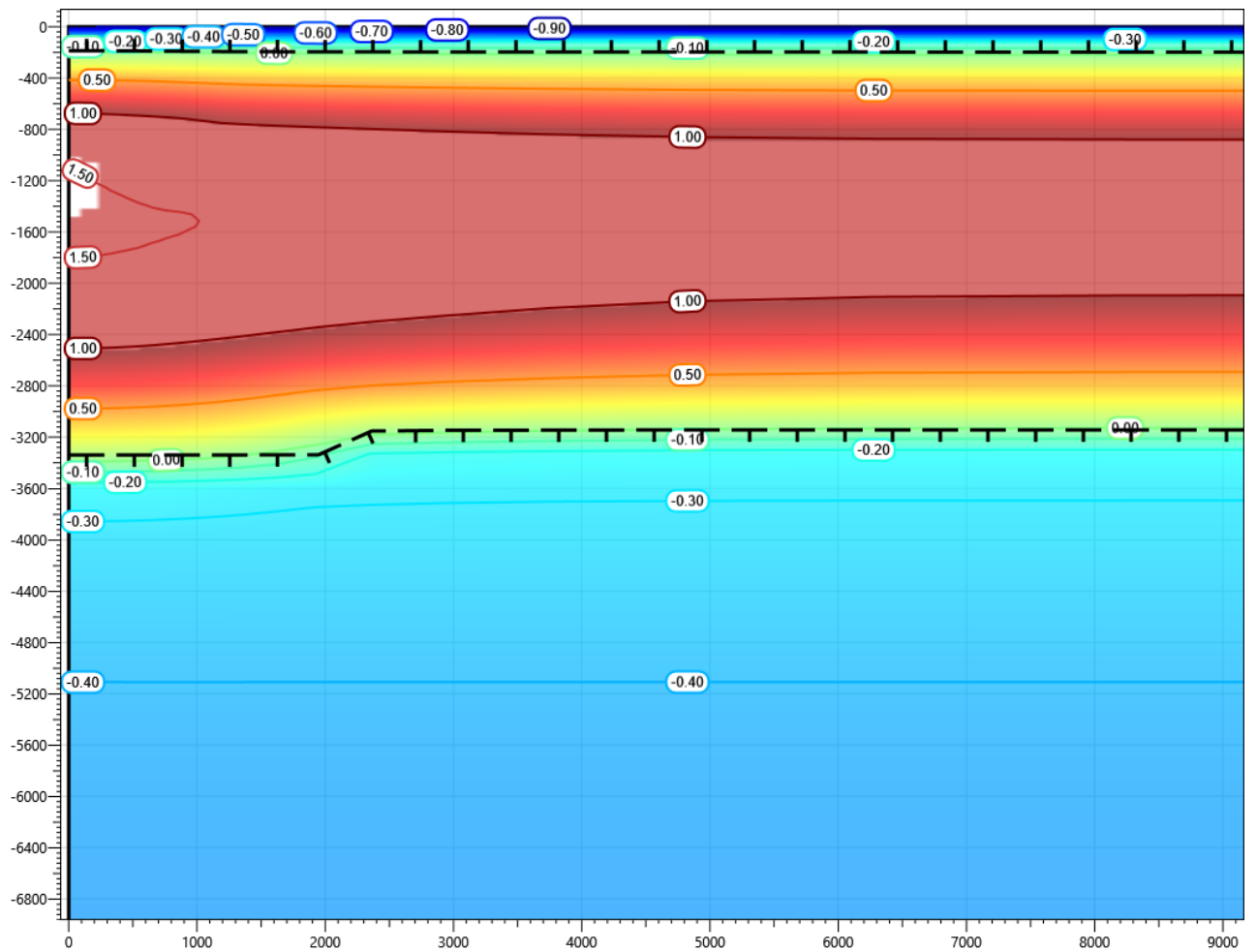
**Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



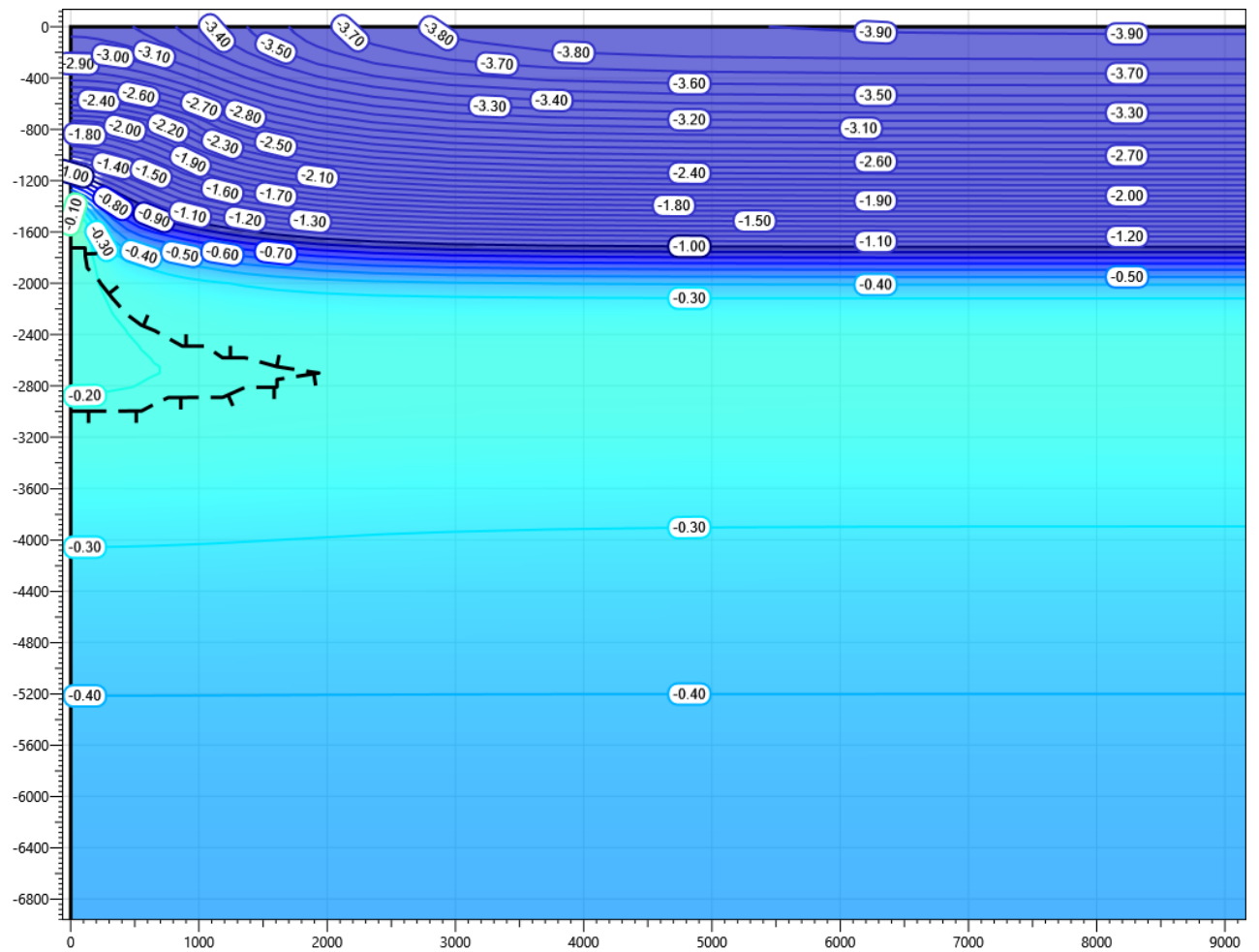
**Рисунок В.84 – Температурное распределение в районе площадки узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода от КП9. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



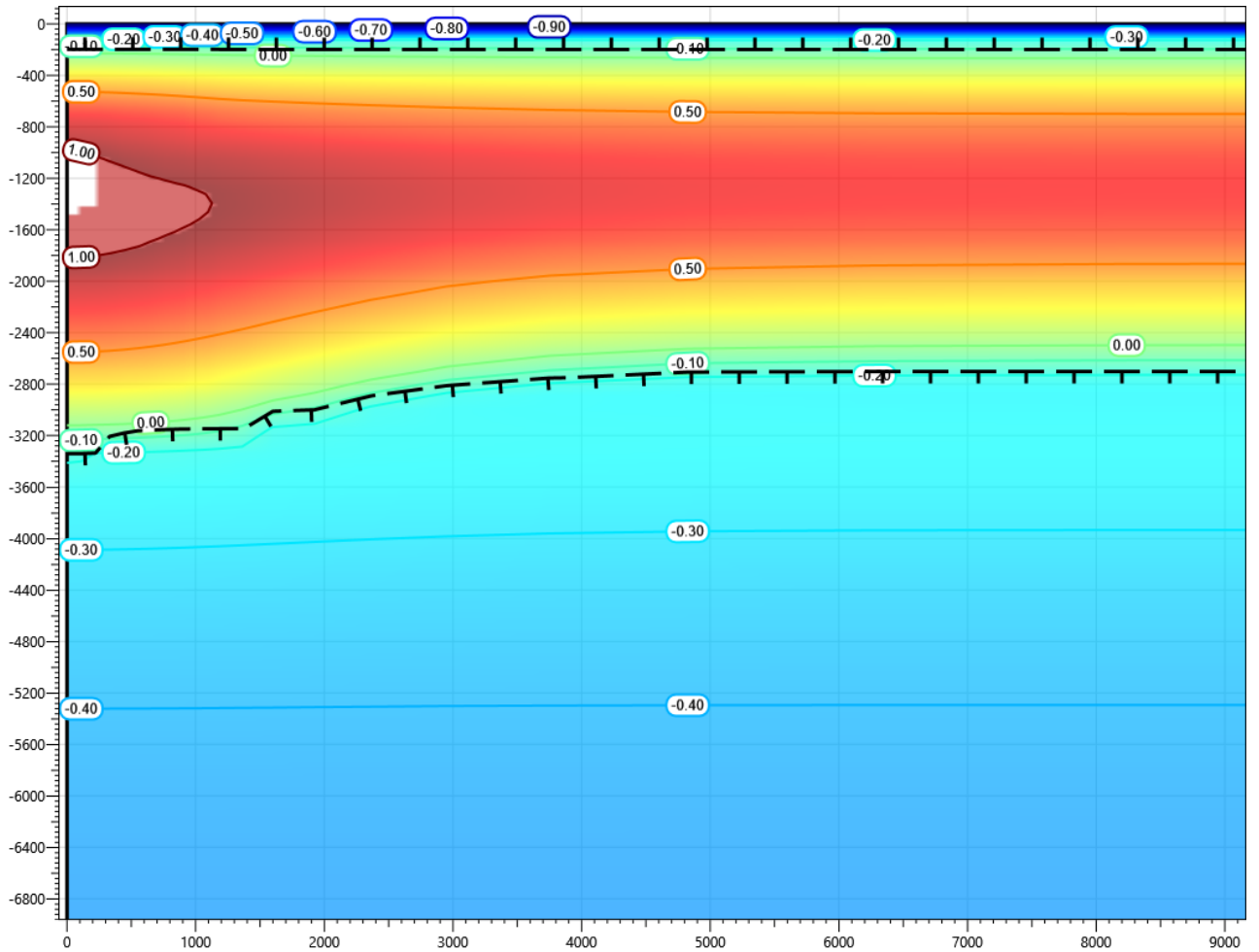
**Рисунок В.85 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



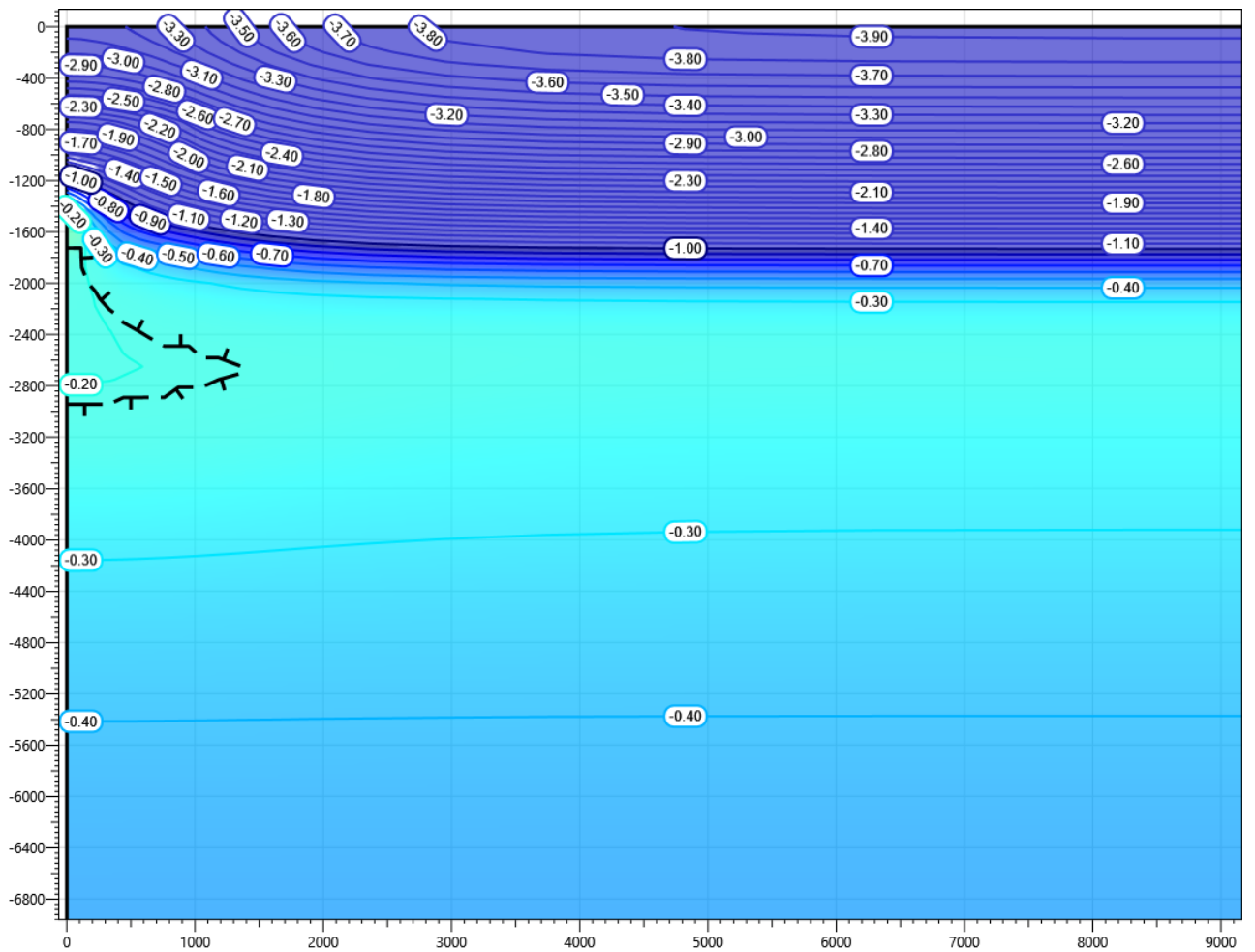
**Рисунок В.86 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



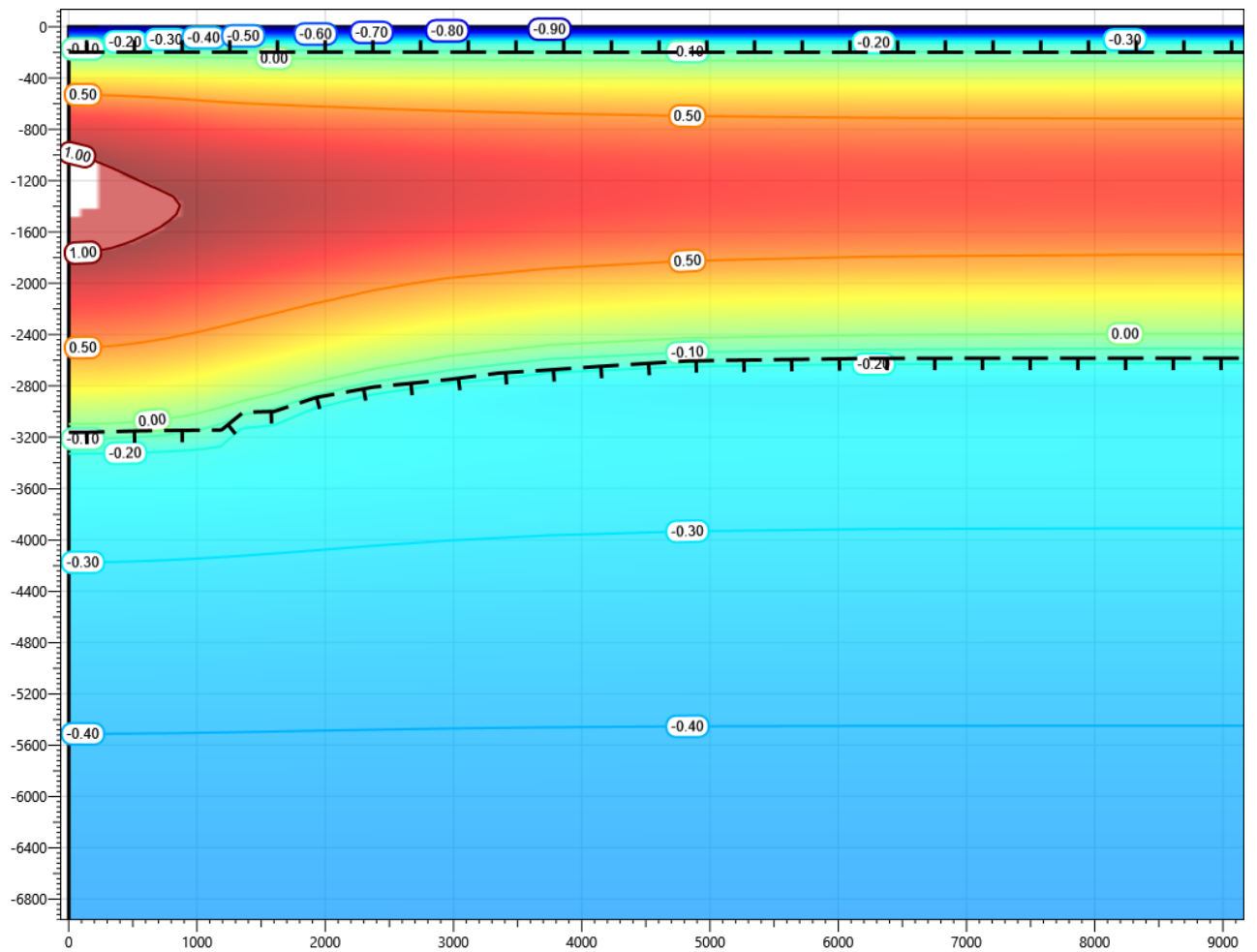
**Рисунок В.87 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



**Рисунок В.88 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

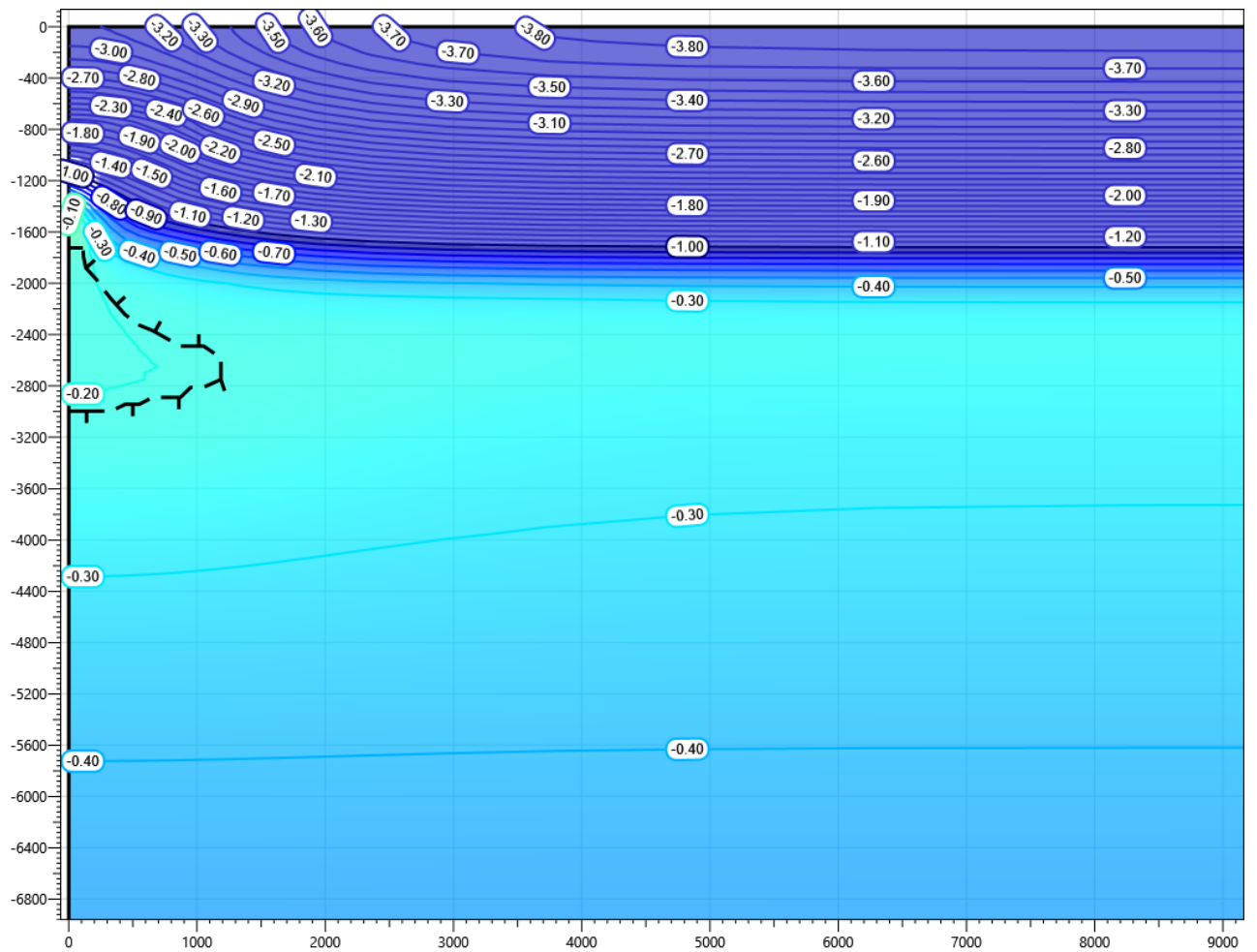


**Рисунок В.89 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



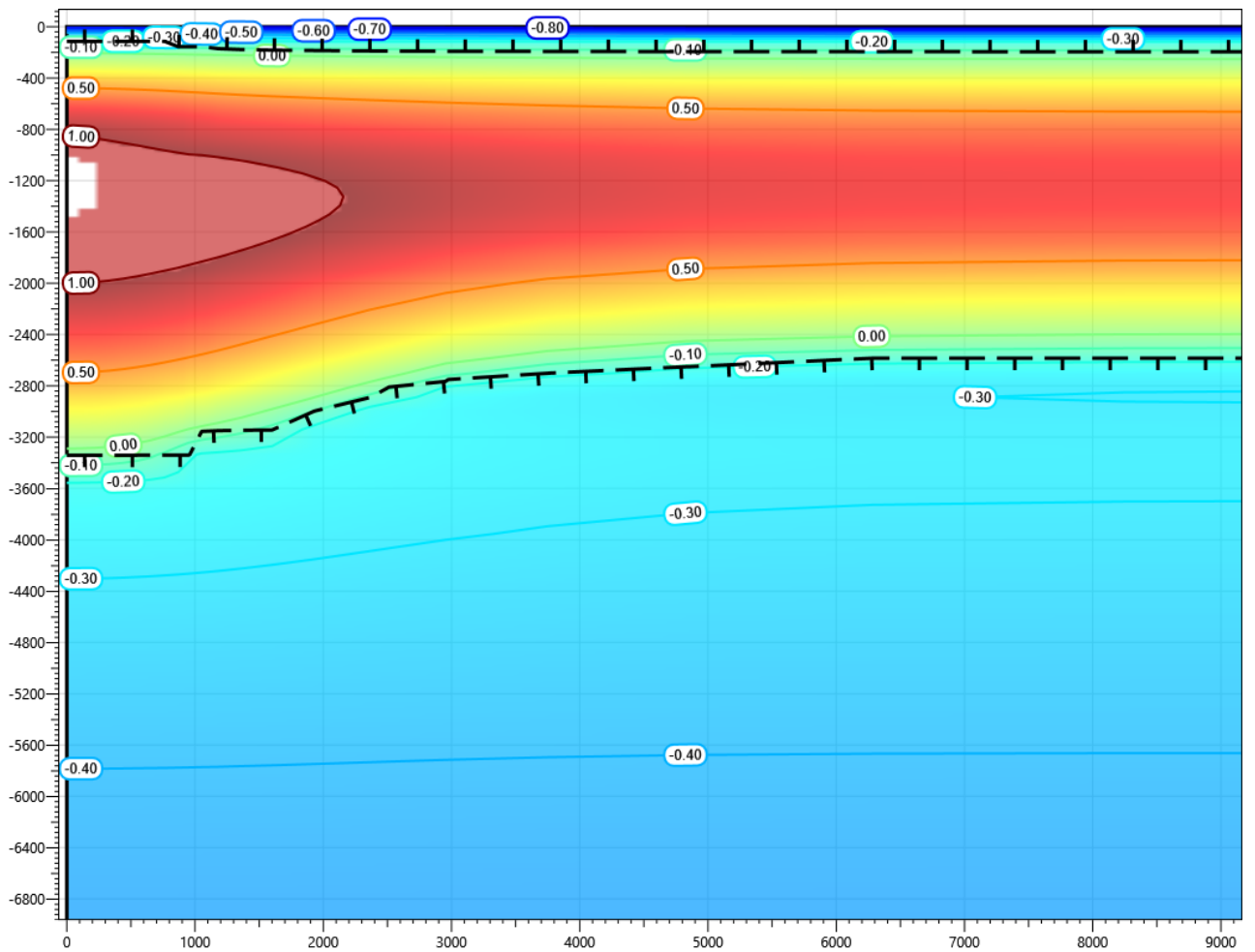
**Рисунок В.90 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



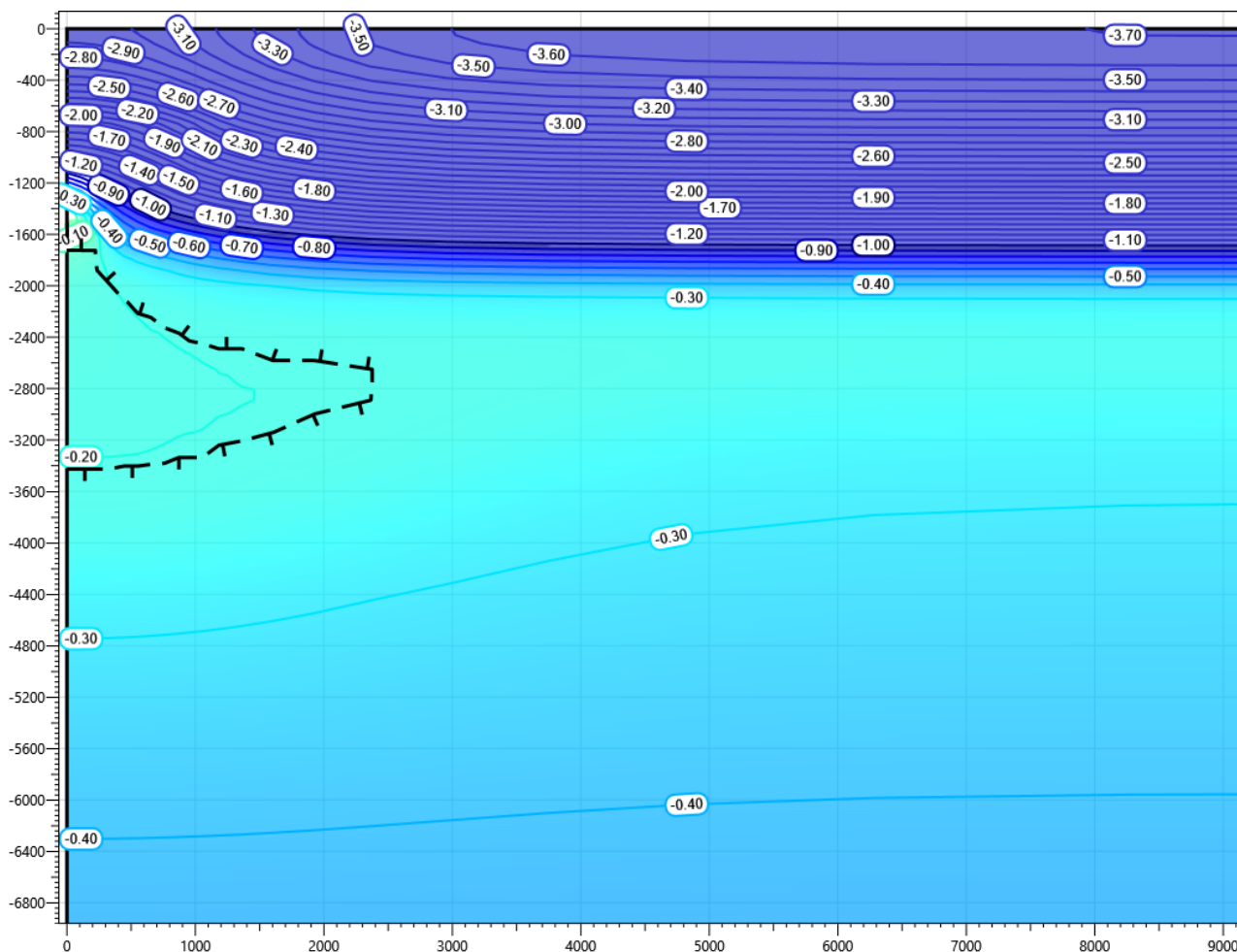


**Рисунок В.91 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

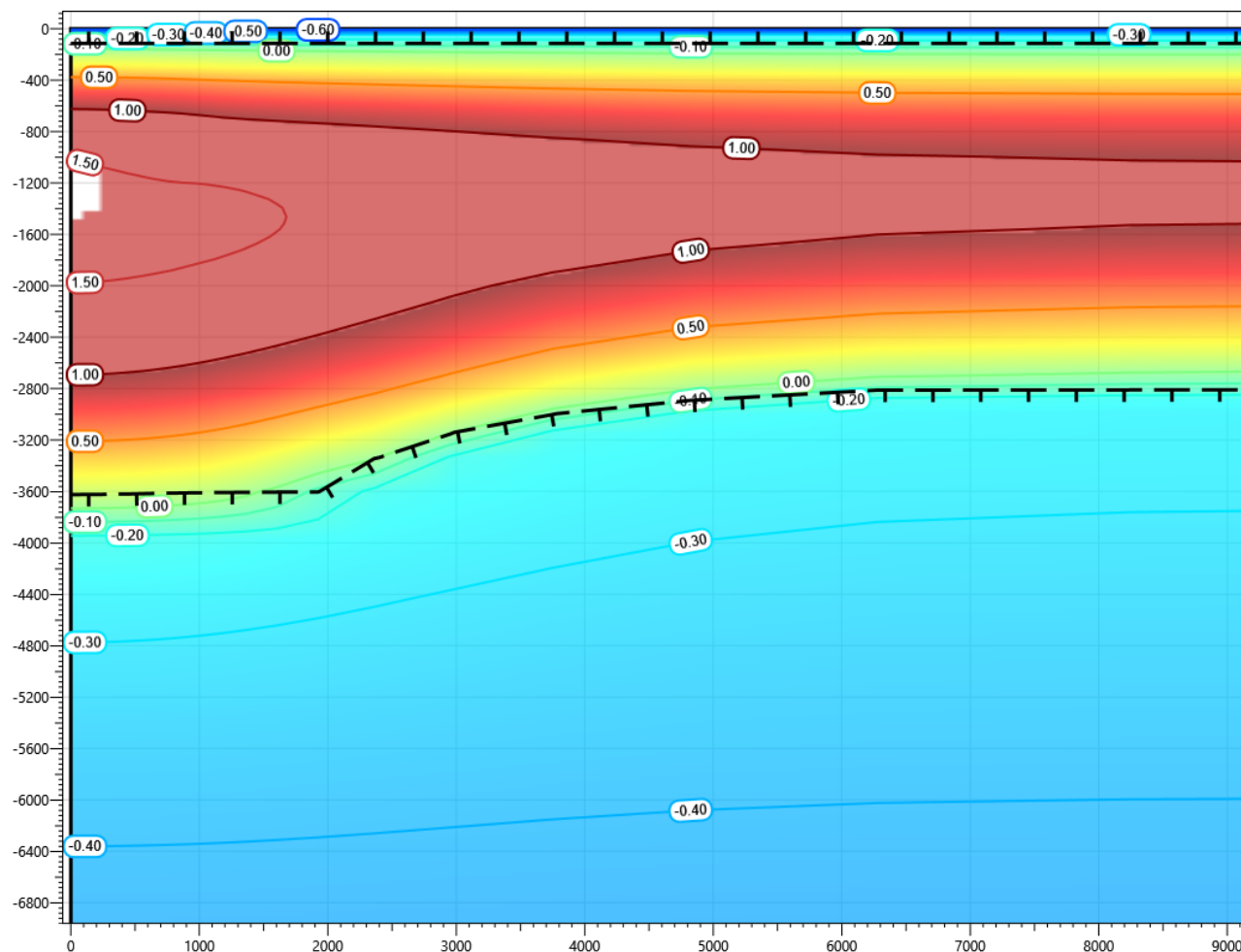




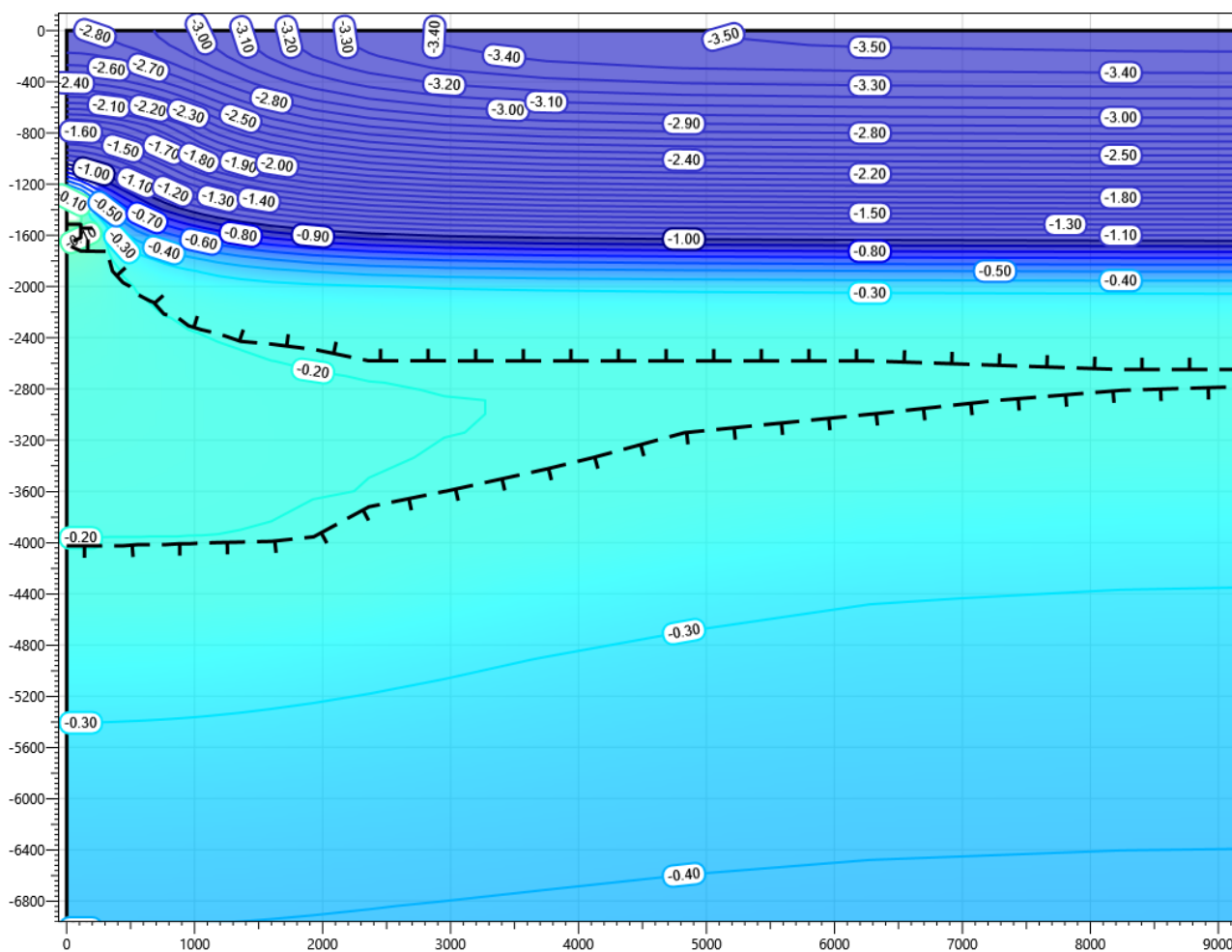
**Рисунок В.92 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



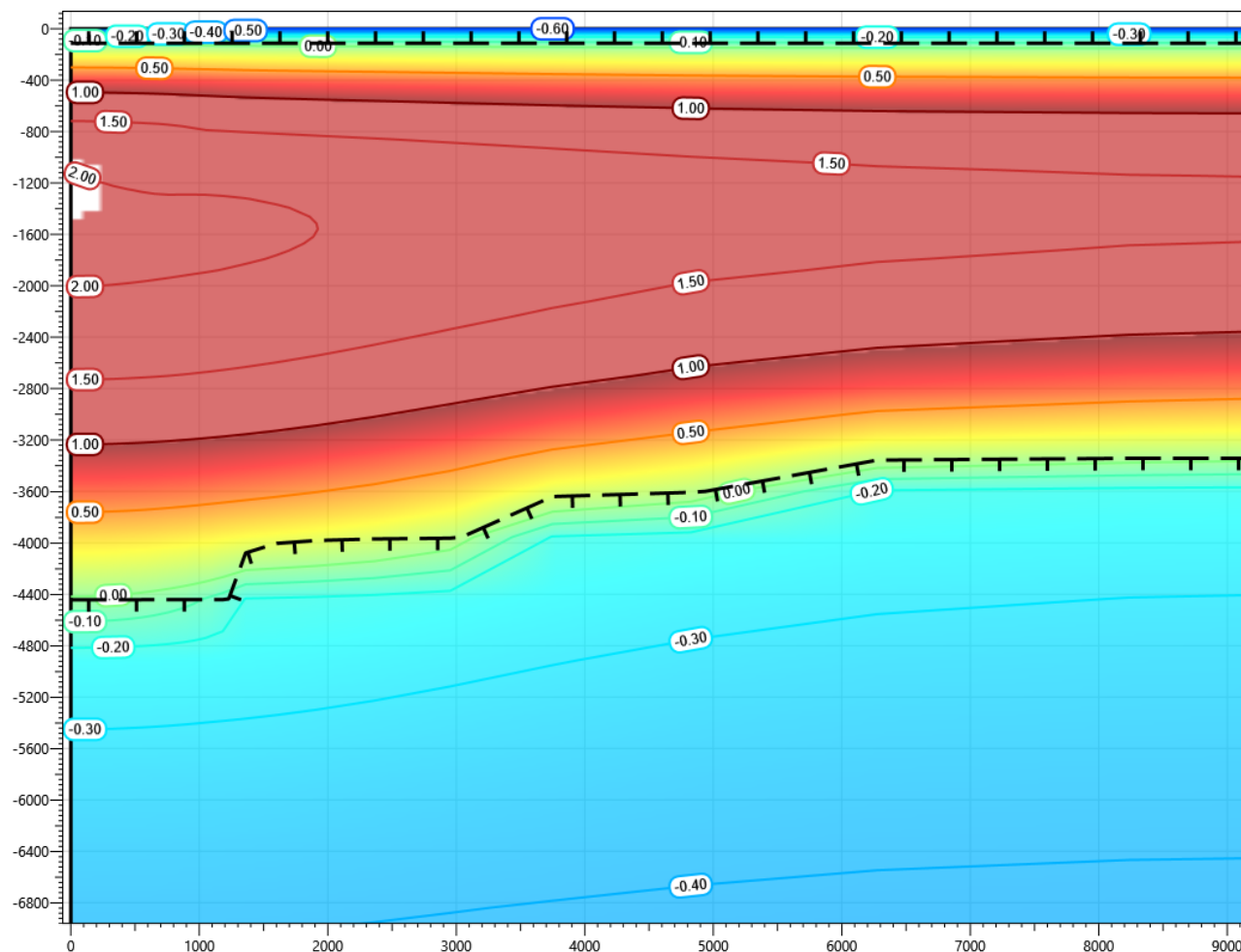
**Рисунок В.93 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона десятого года эксплуатации.**



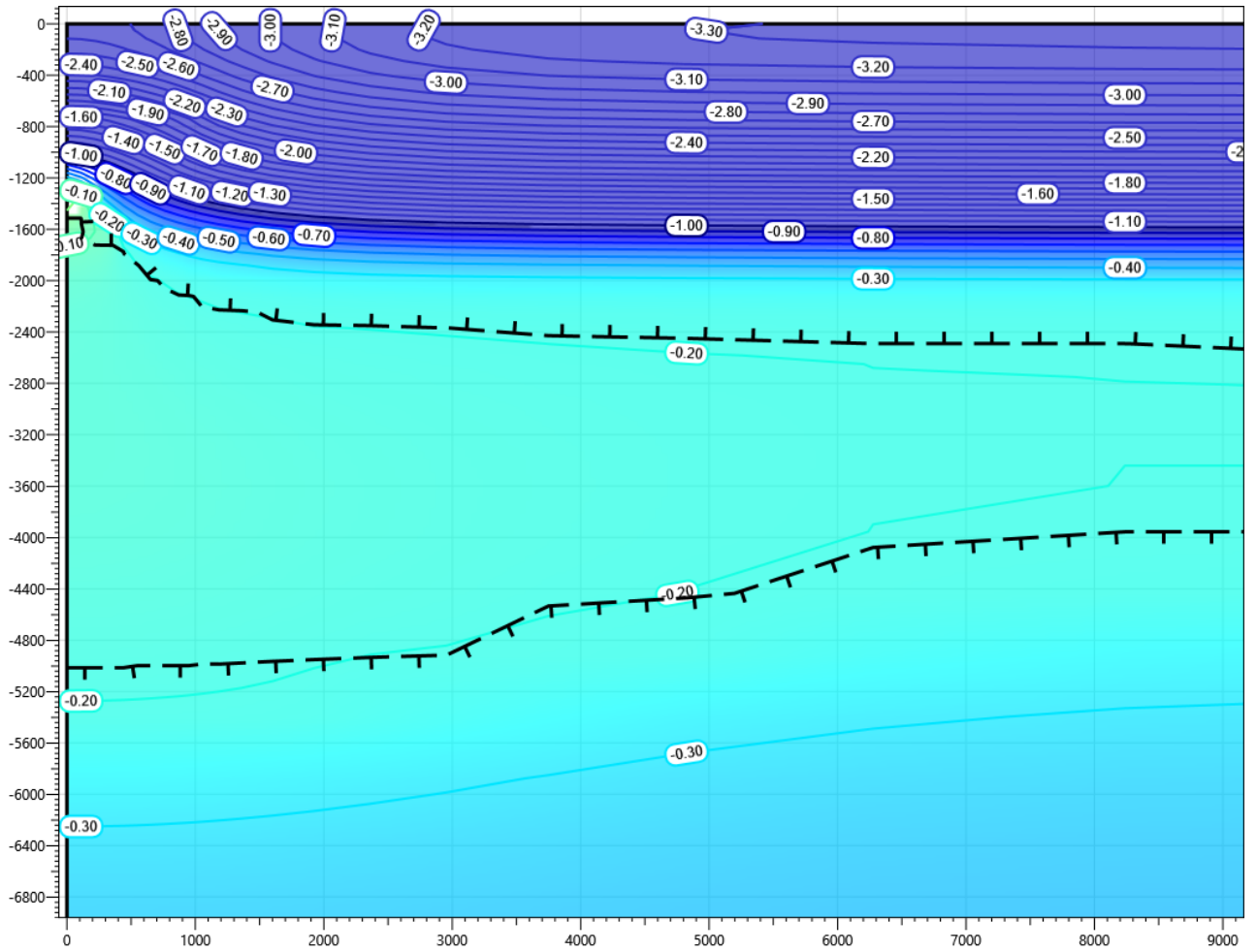
**Рисунок В.94 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



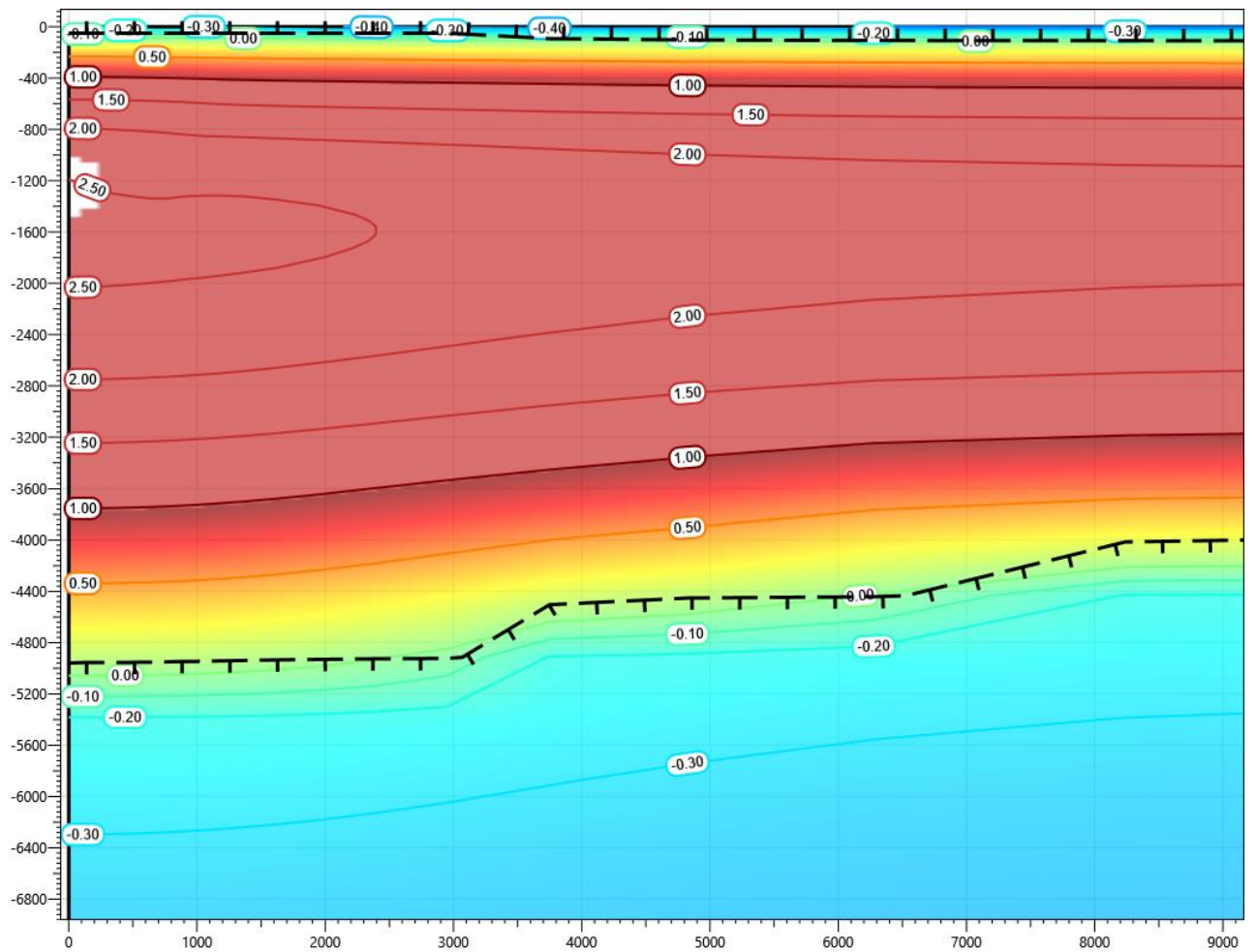
**Рисунок В.95 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.96 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

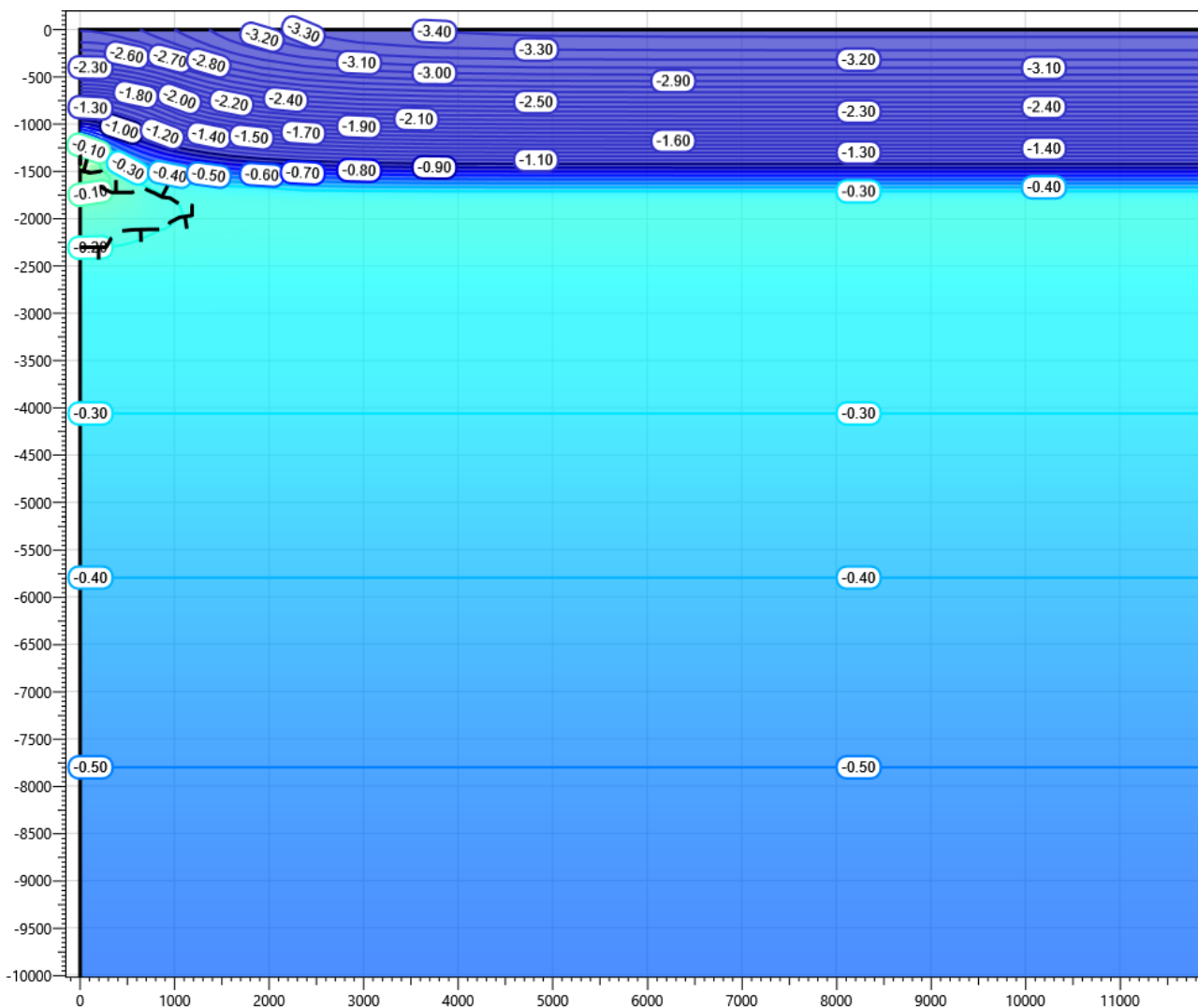


**Рисунок В.97 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

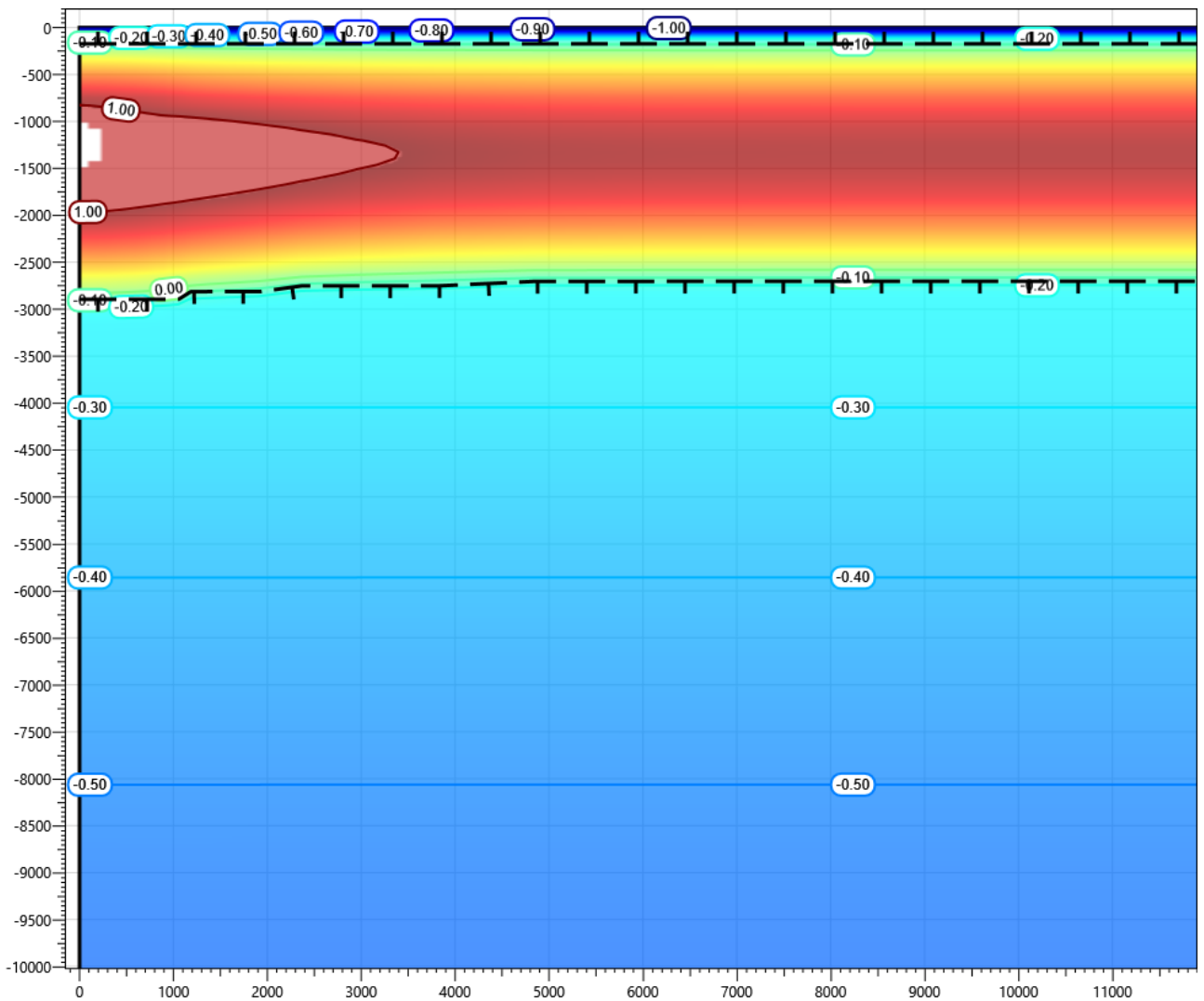


**Рисунок В.98 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н16. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

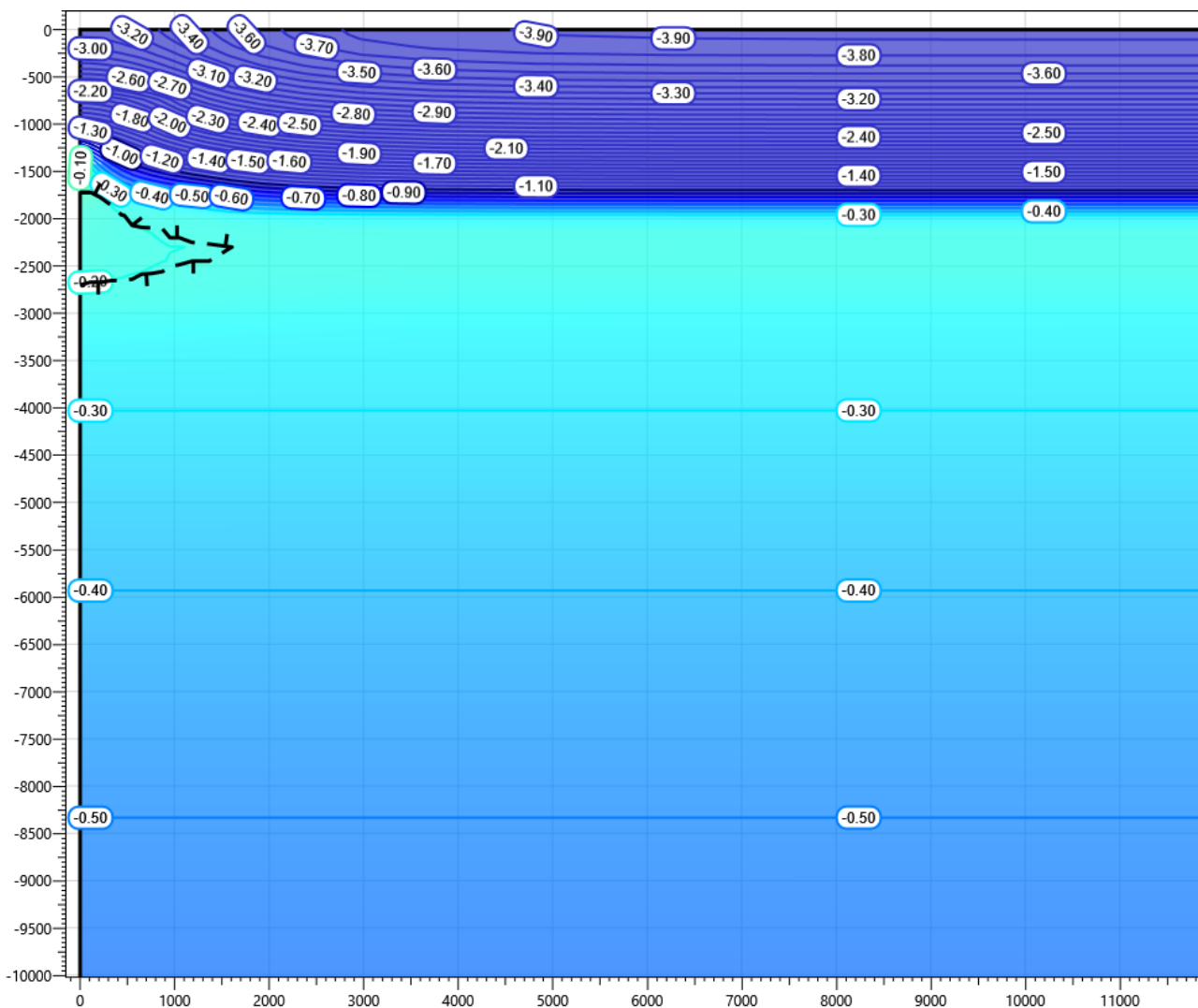




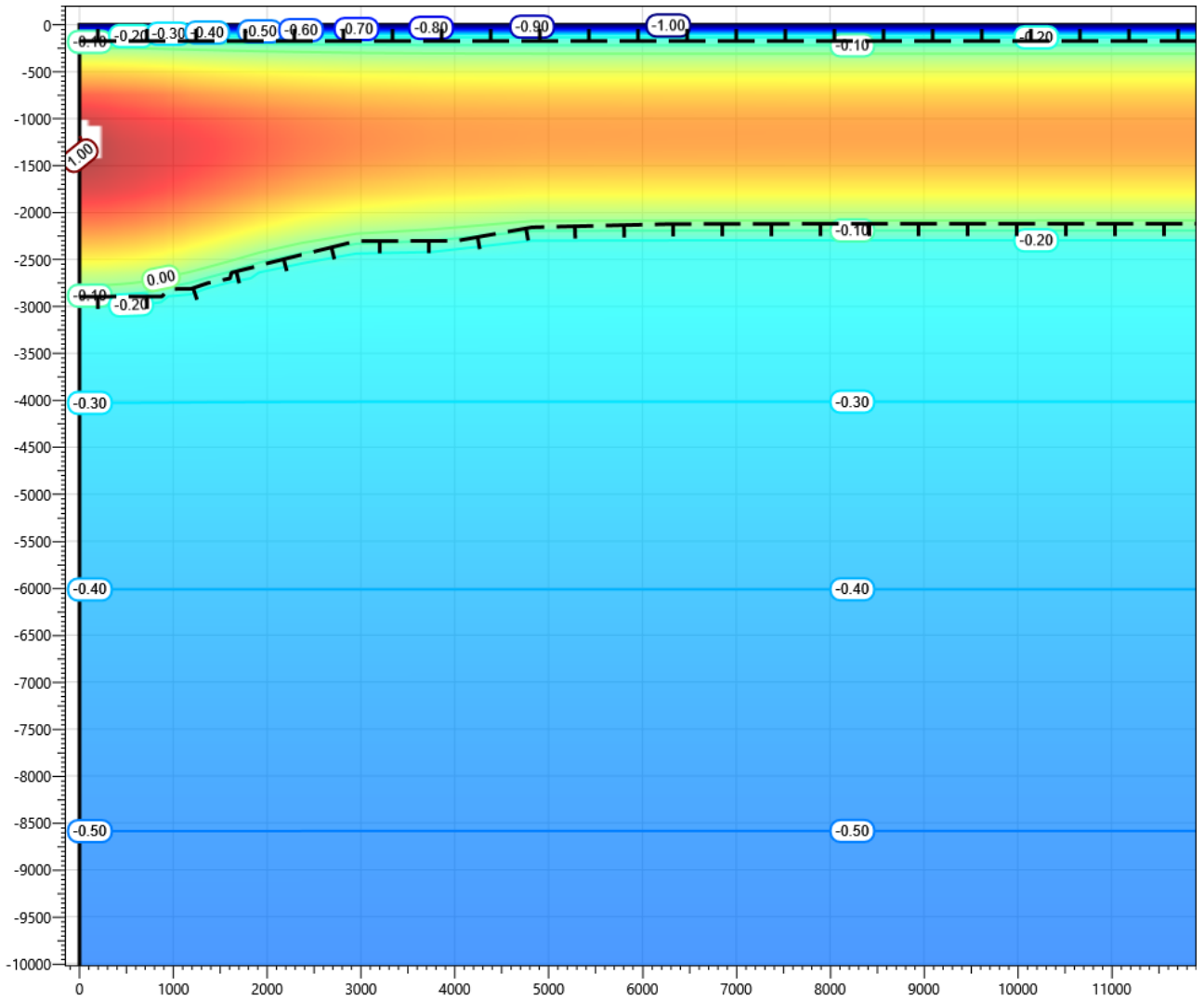
**Рисунок В.99 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



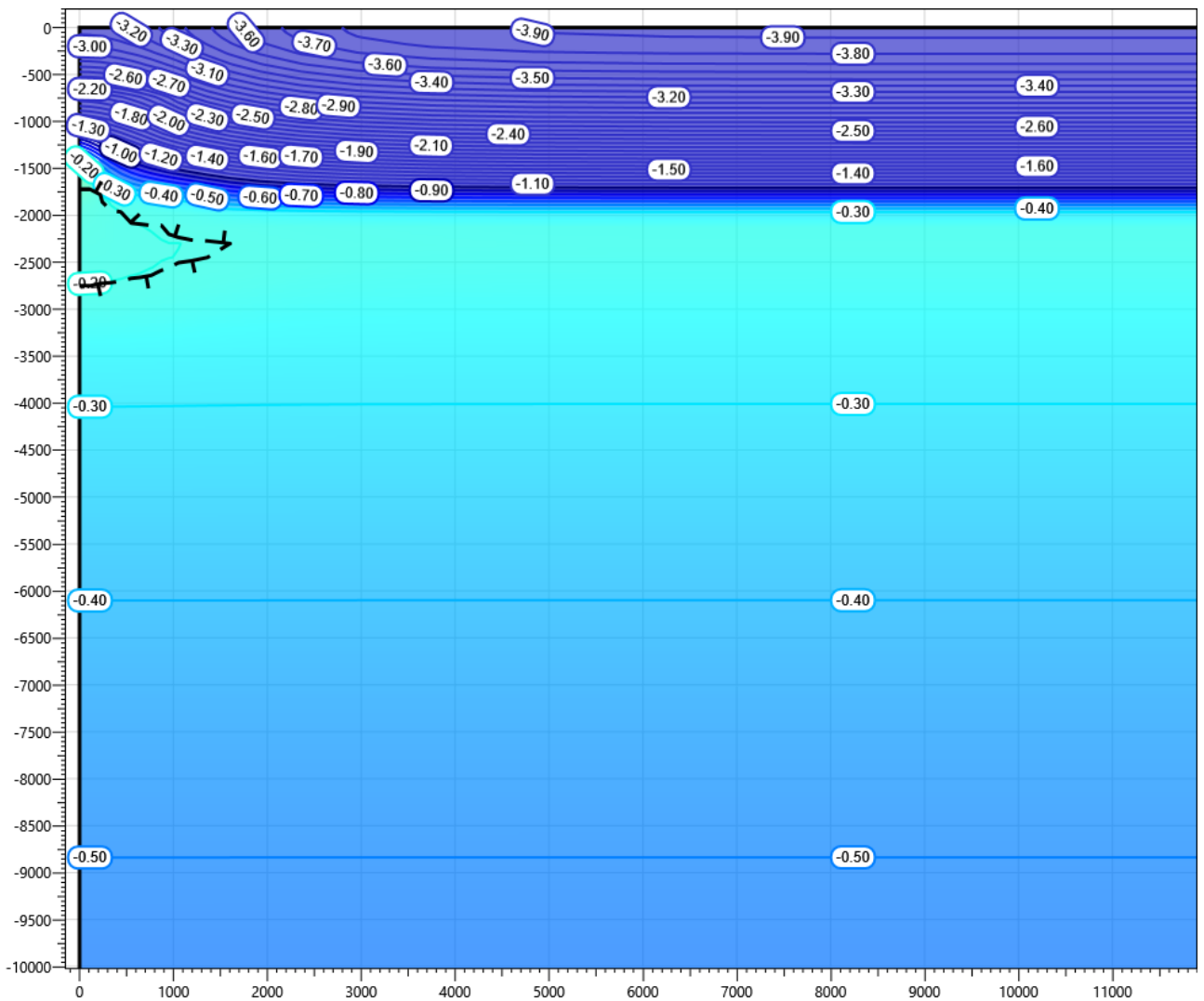
**Рисунок В.100 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



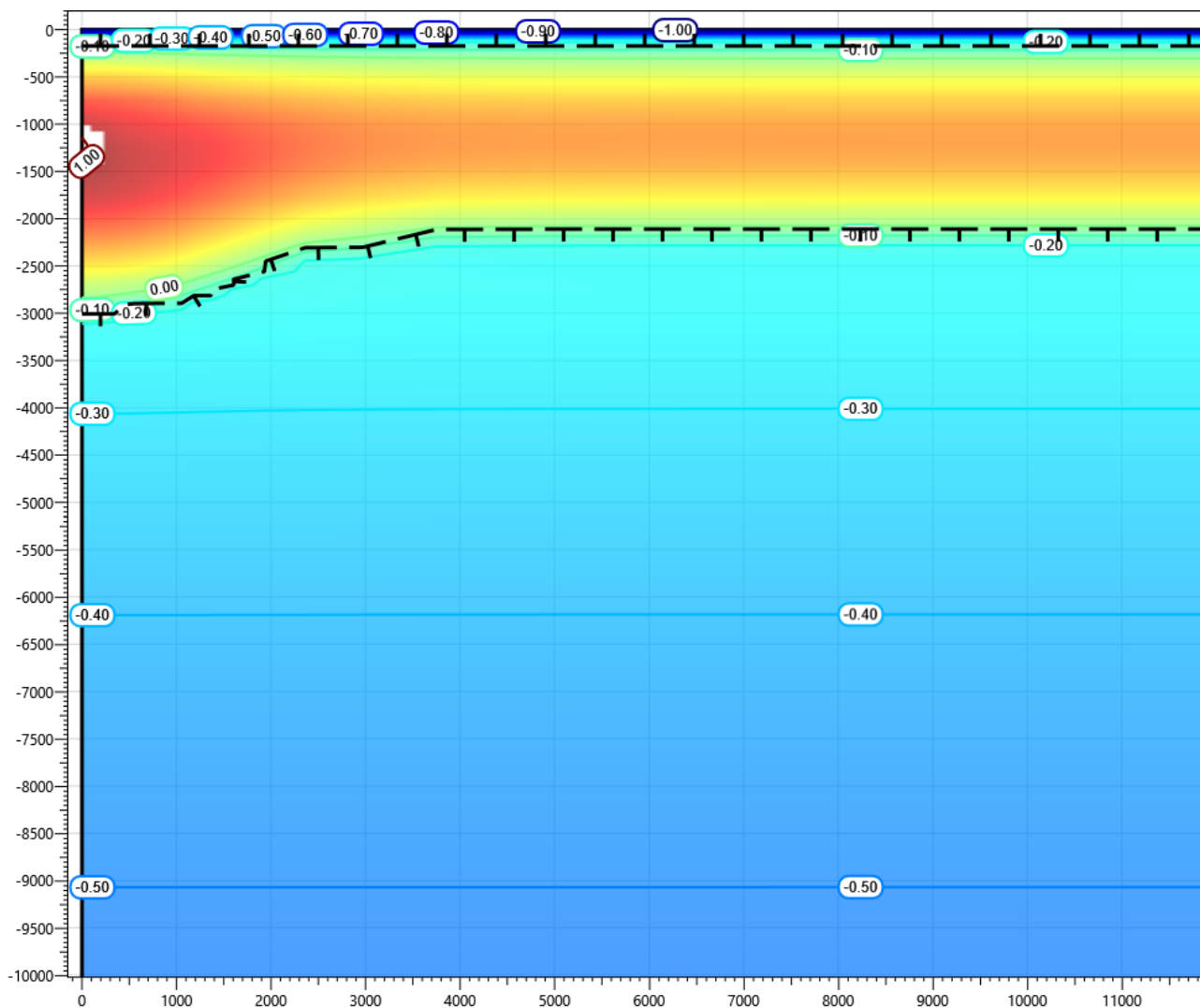
**Рисунок В.101 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



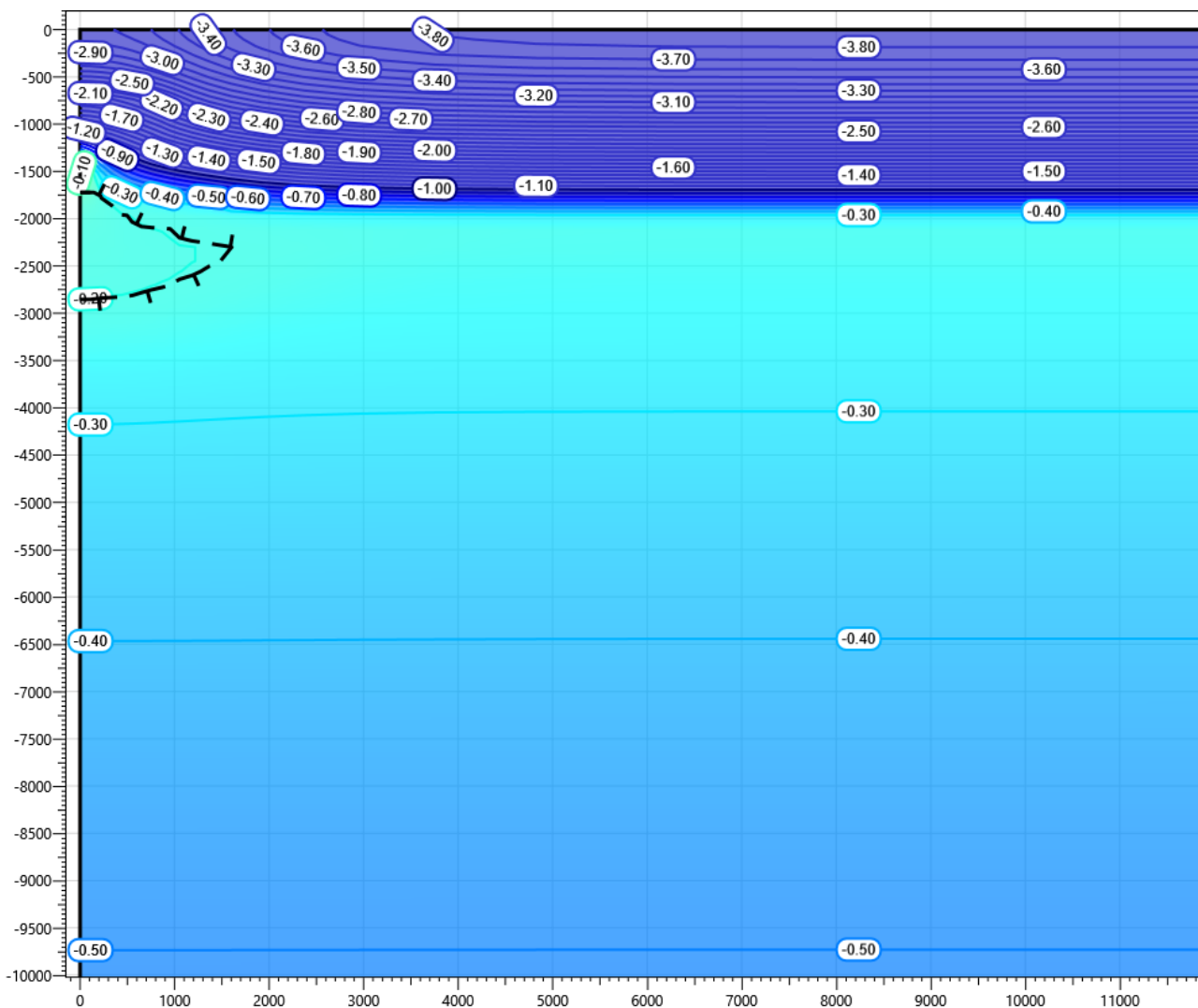
**Рисунок В.102 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



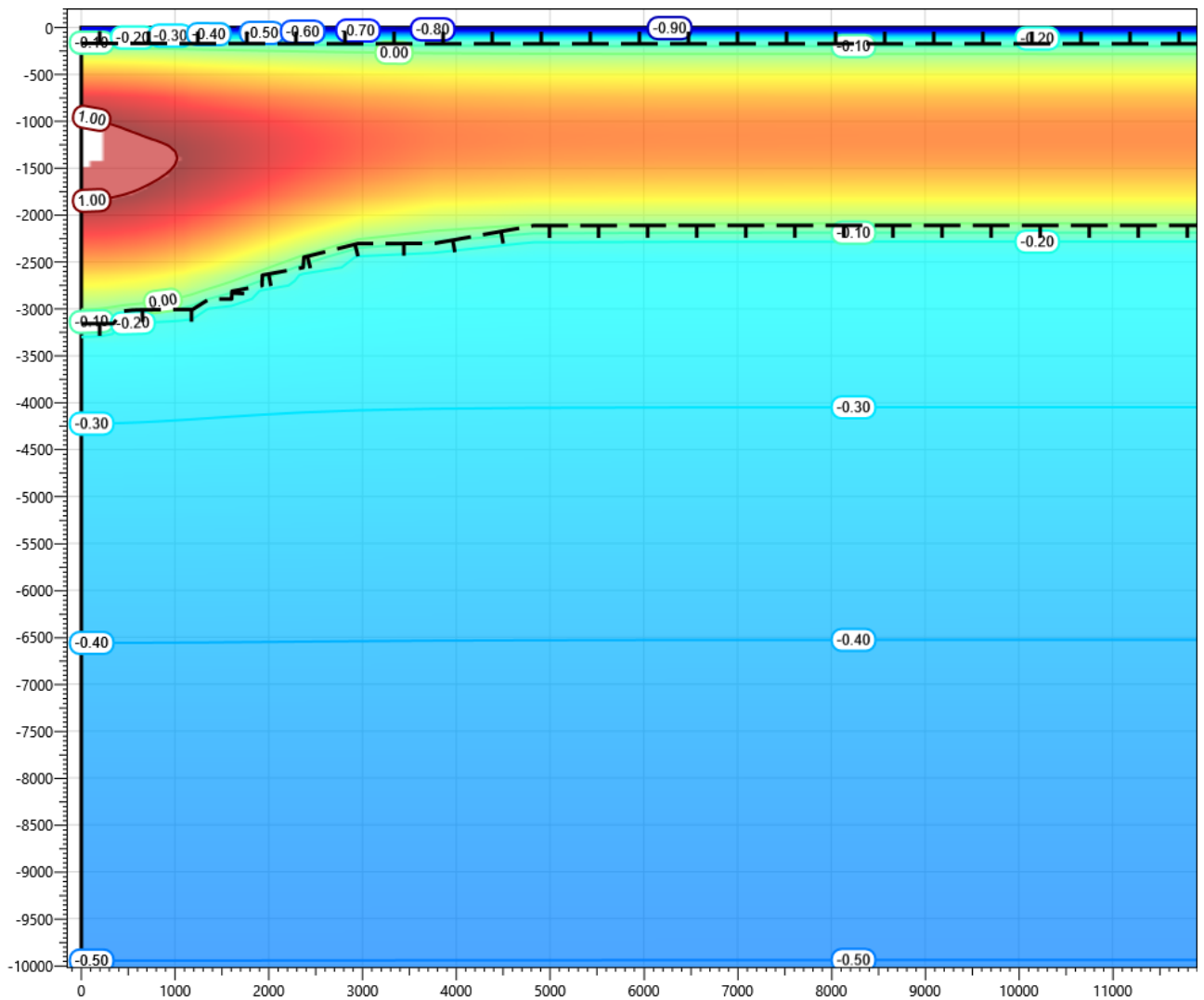
**Рисунок В.103 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.104 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

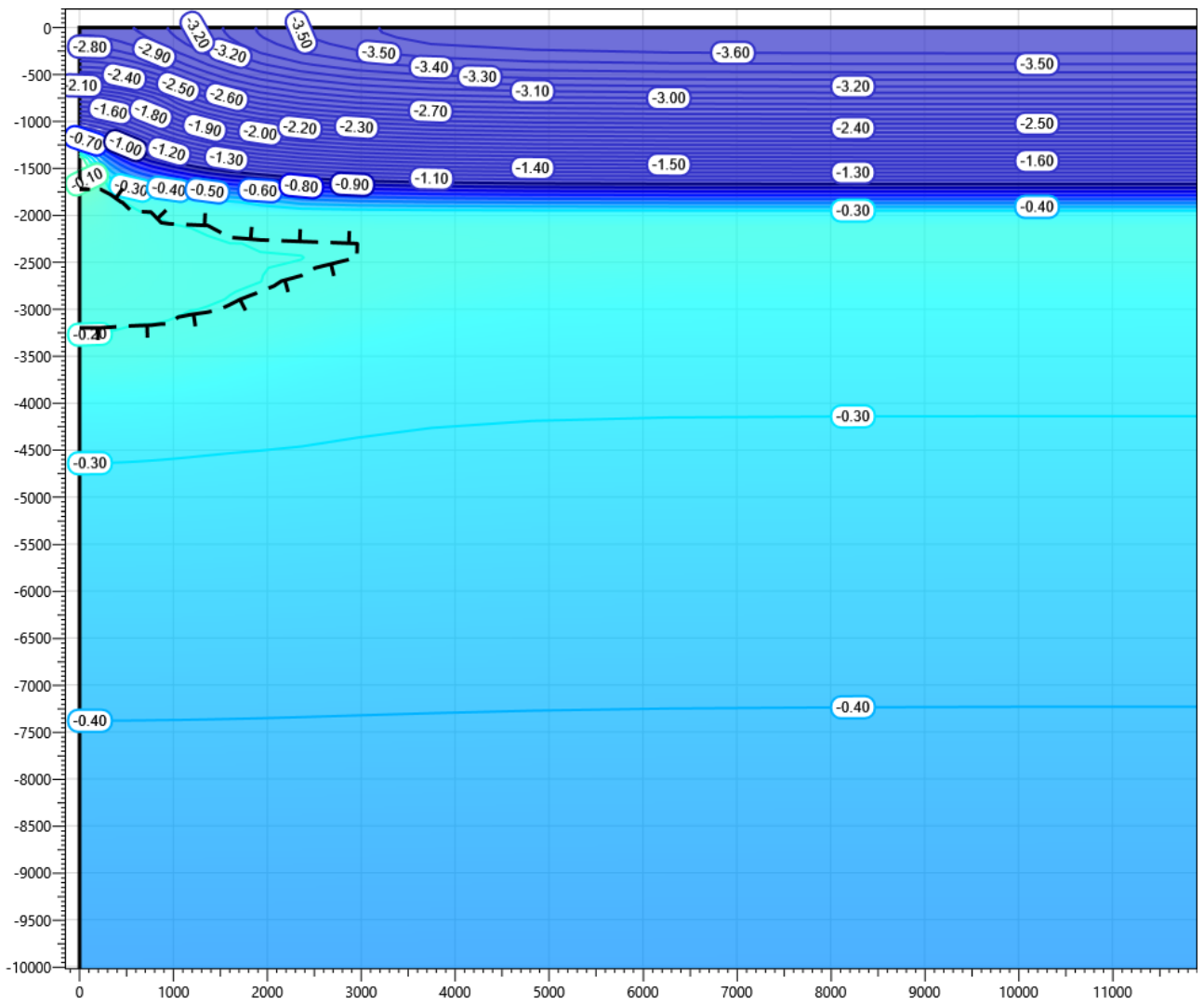


**Рисунок В.105 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

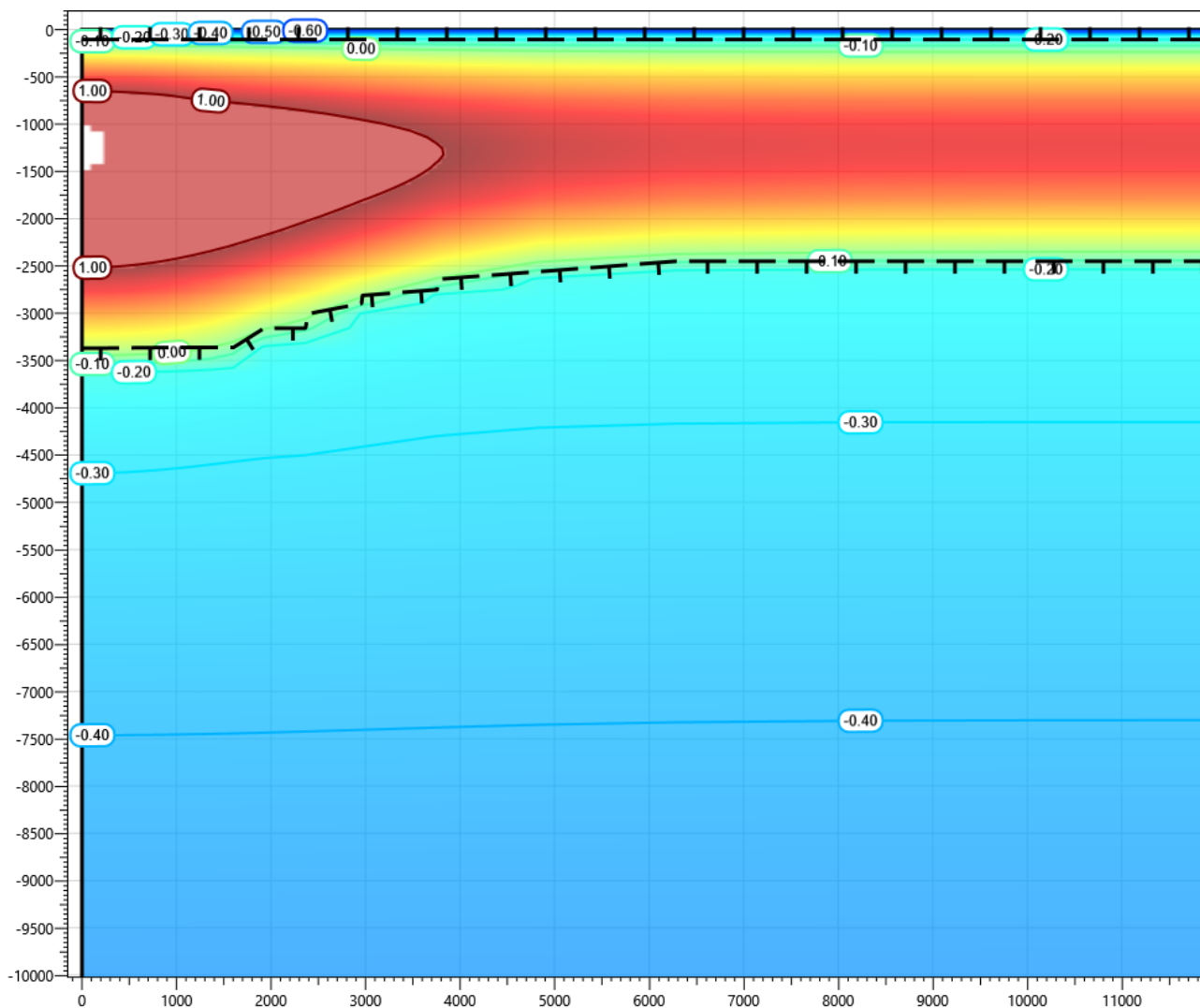


**Рисунок В.106 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

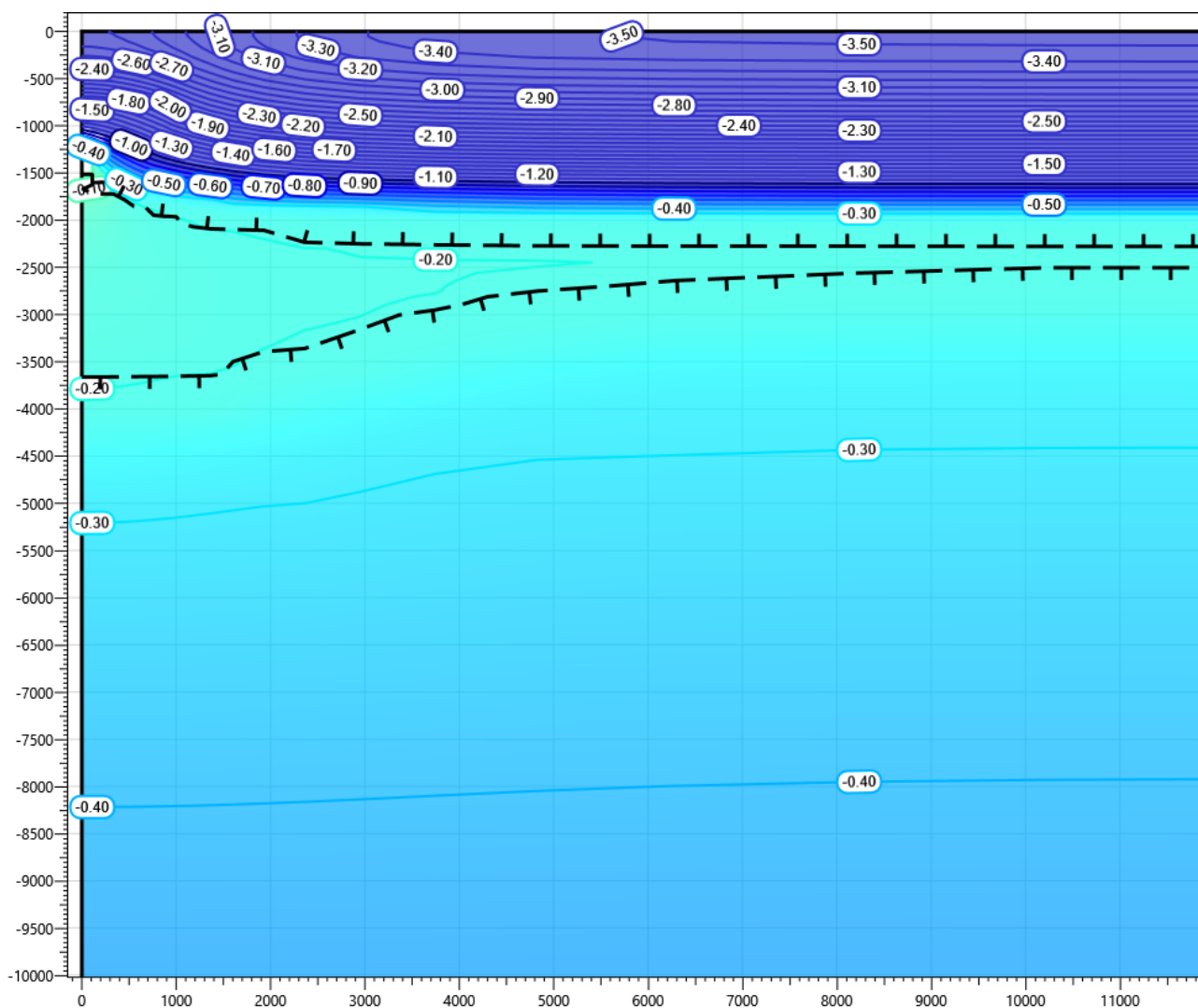




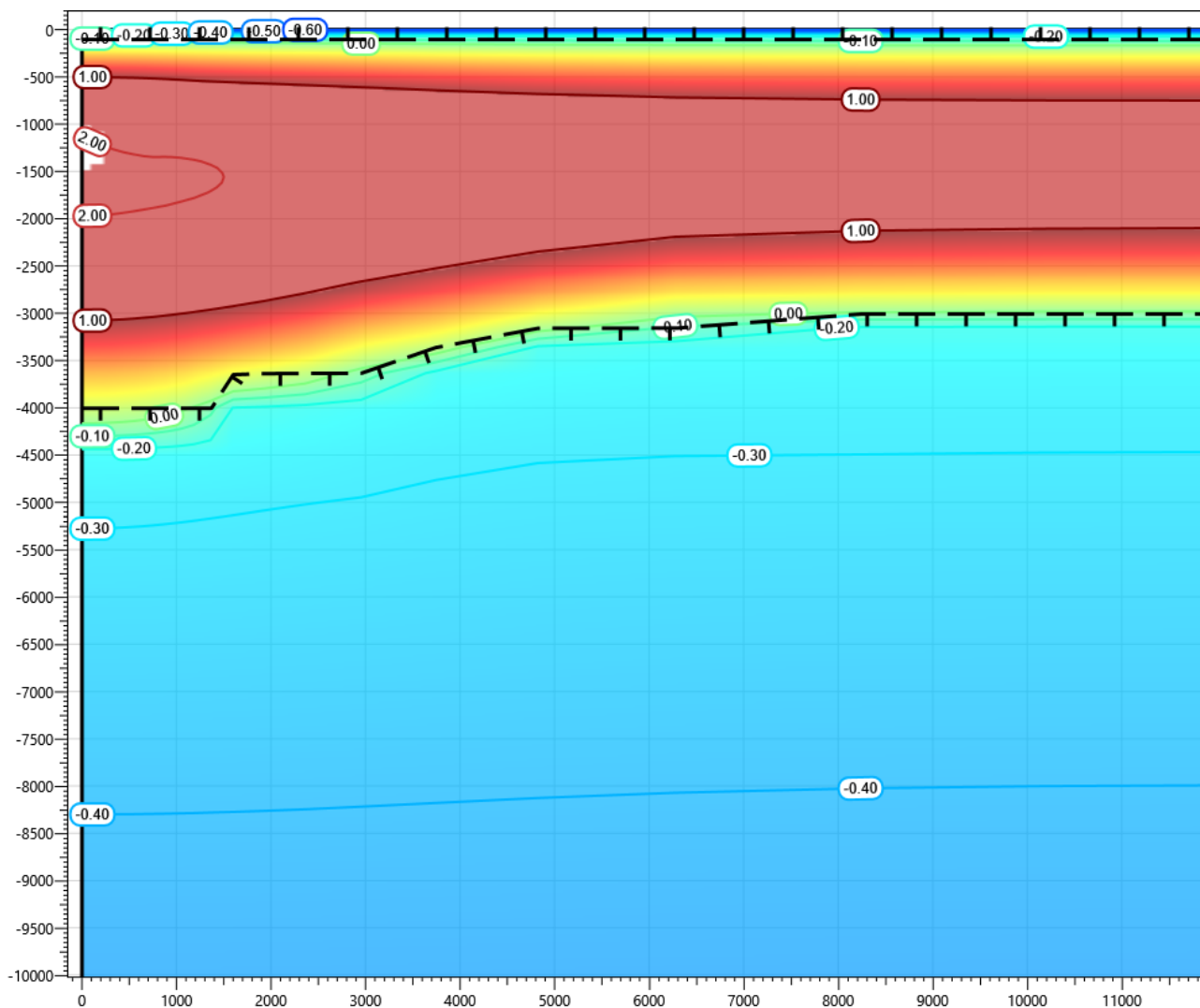
**Рисунок В.107 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.108 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона десятого года эксплуатации.**

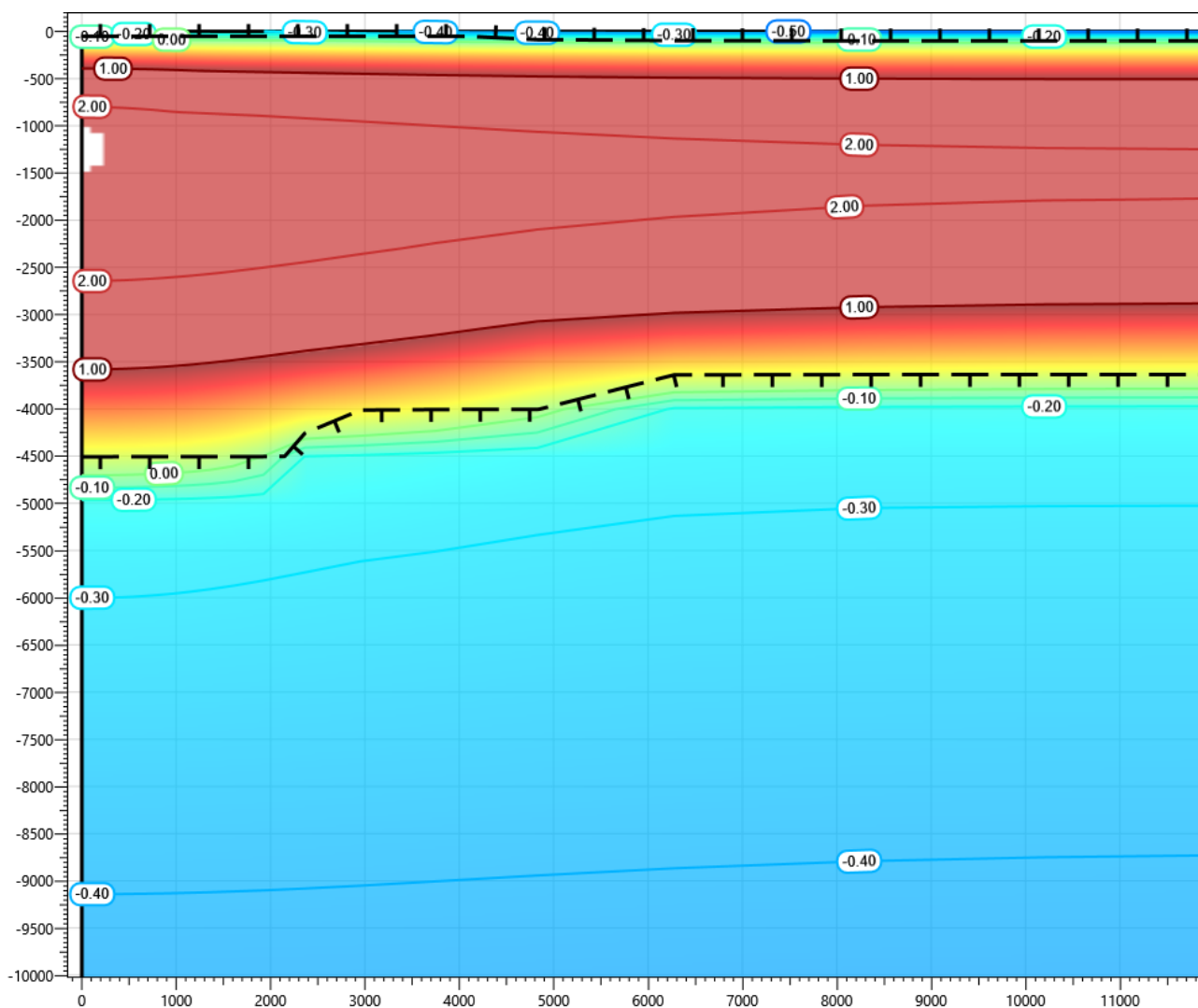


**Рисунок В.109 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

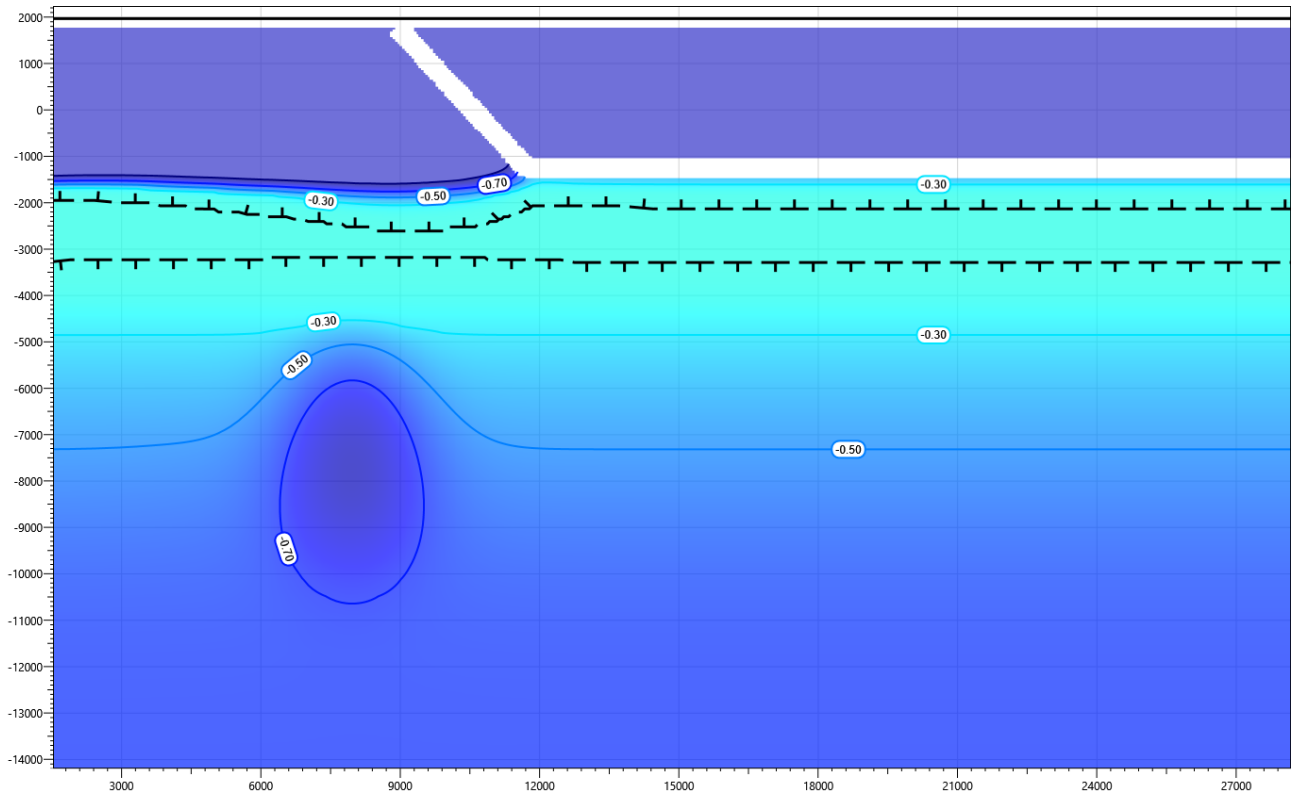


**Рисунок В.110 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

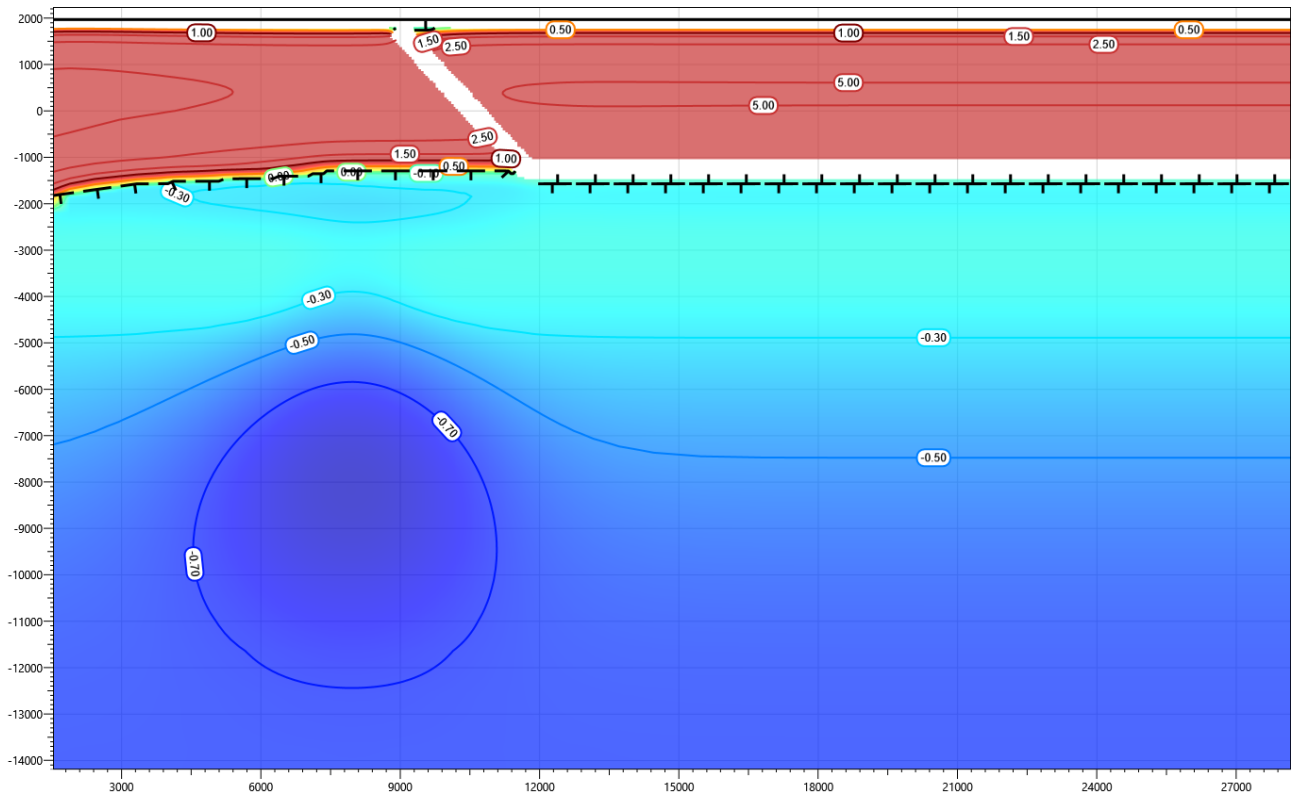




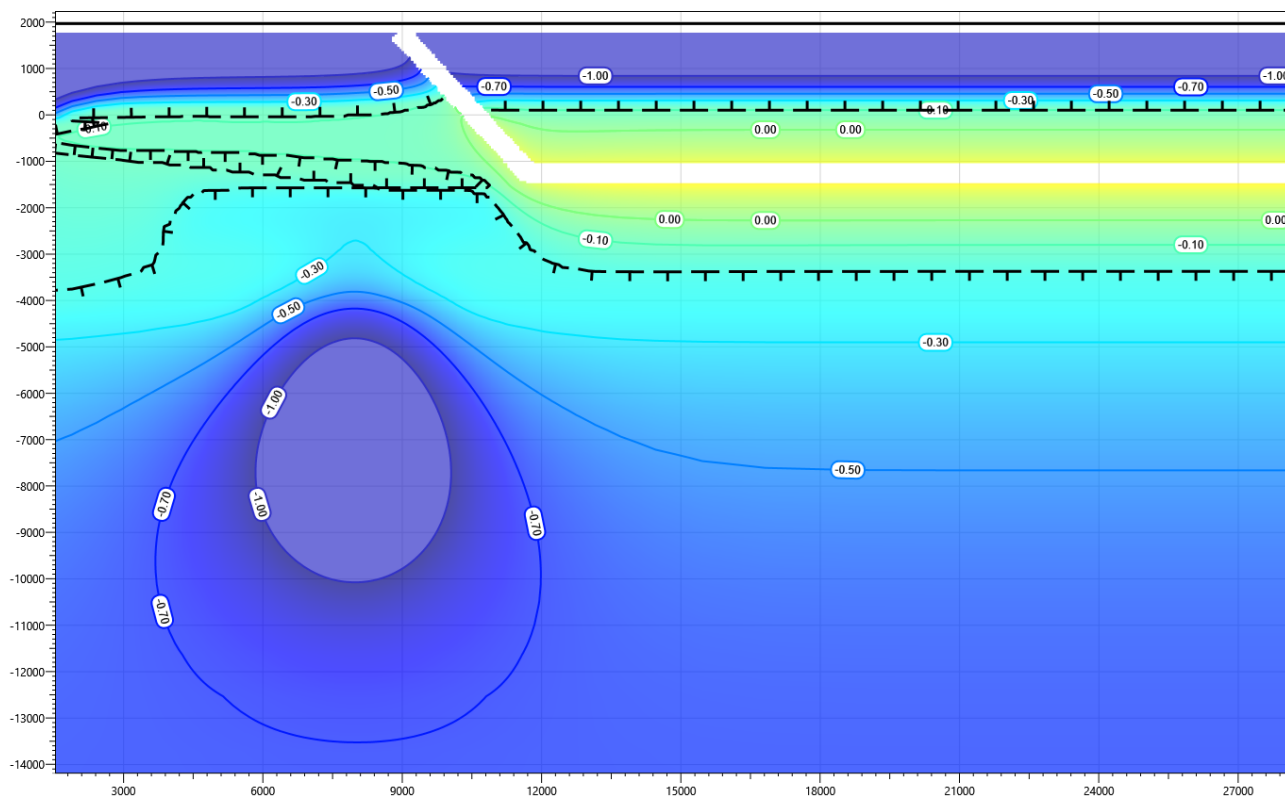
**Рисунок В.112 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП9 в районе скважины Н27. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



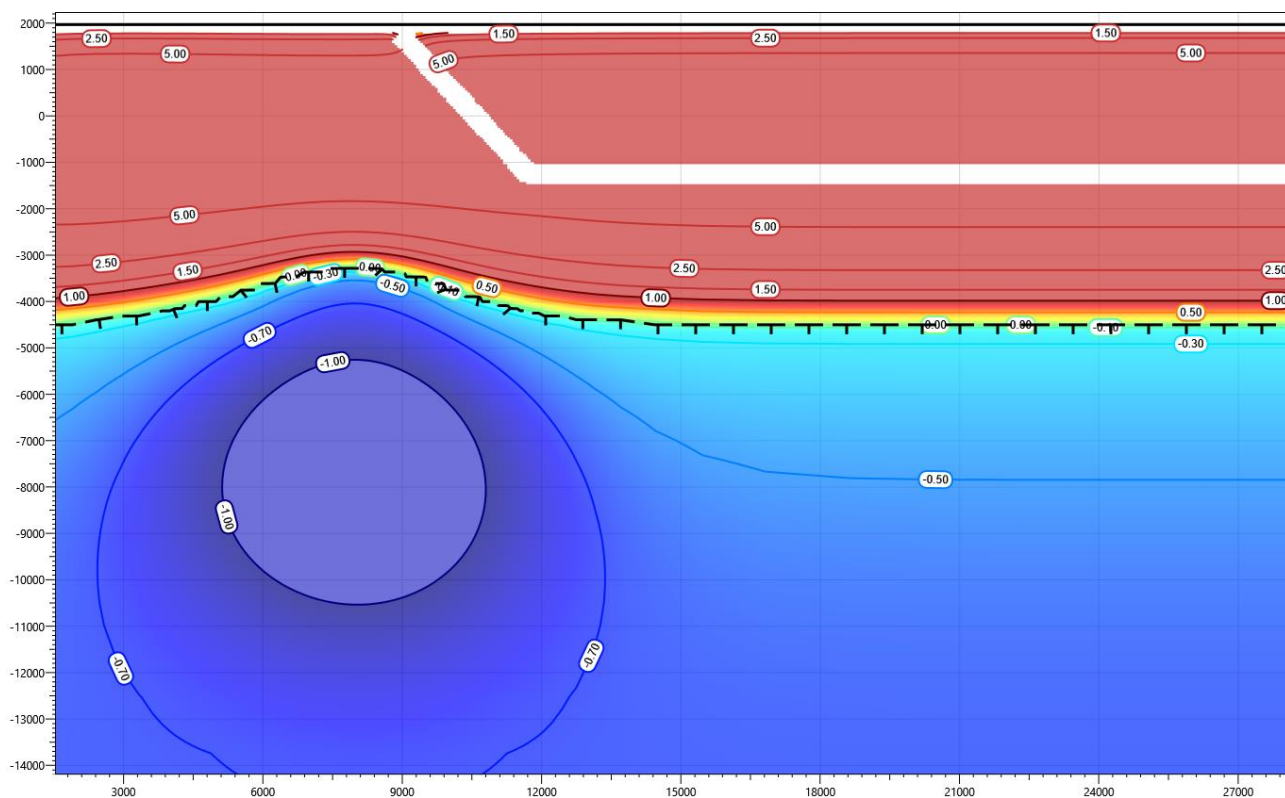
**Рисунок В.113 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.114 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

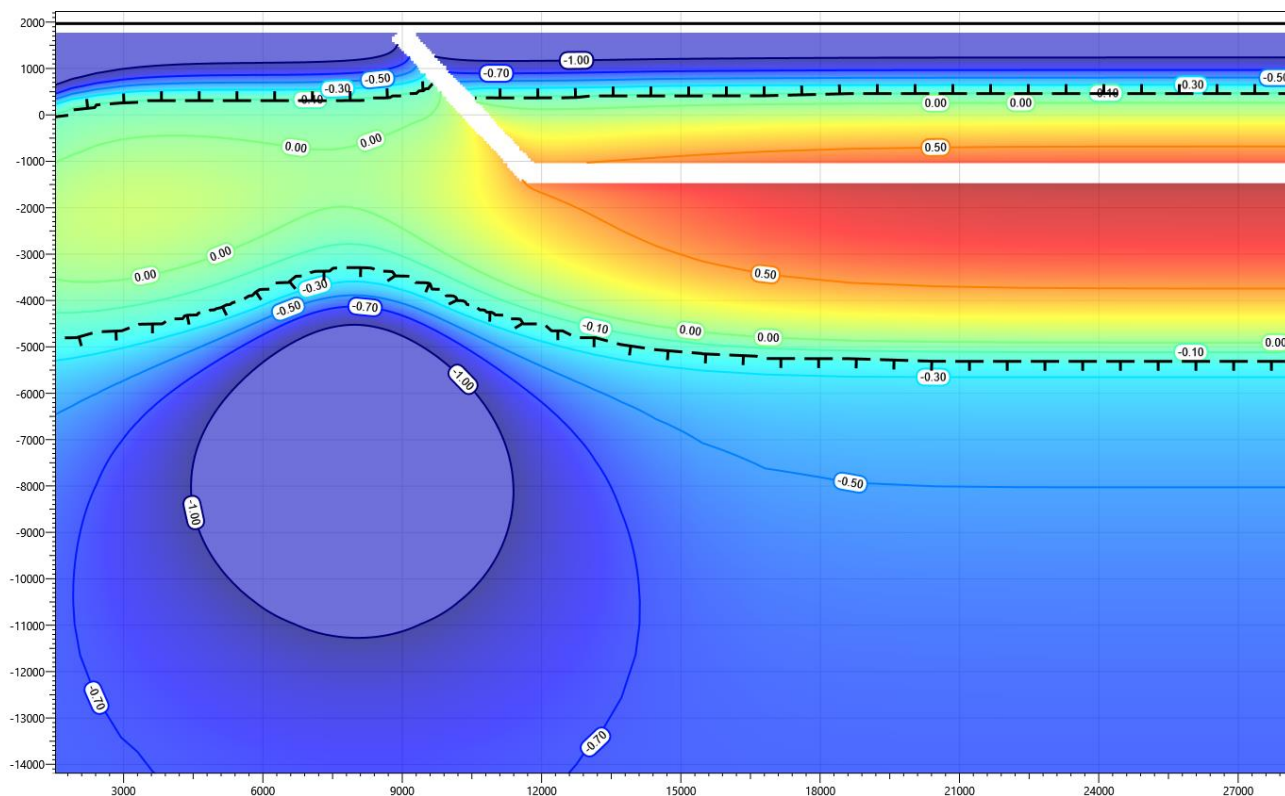


**Рисунок В.115 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

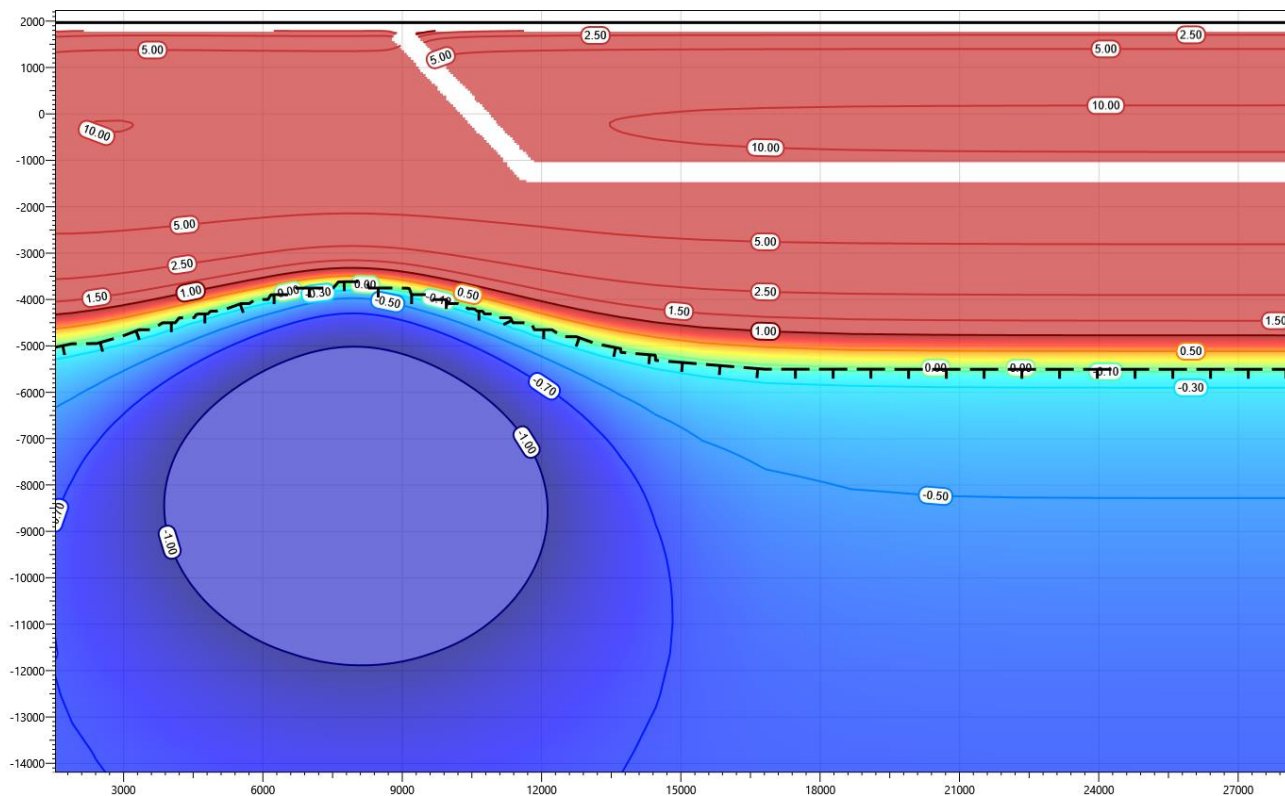


**Рисунок В.116 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

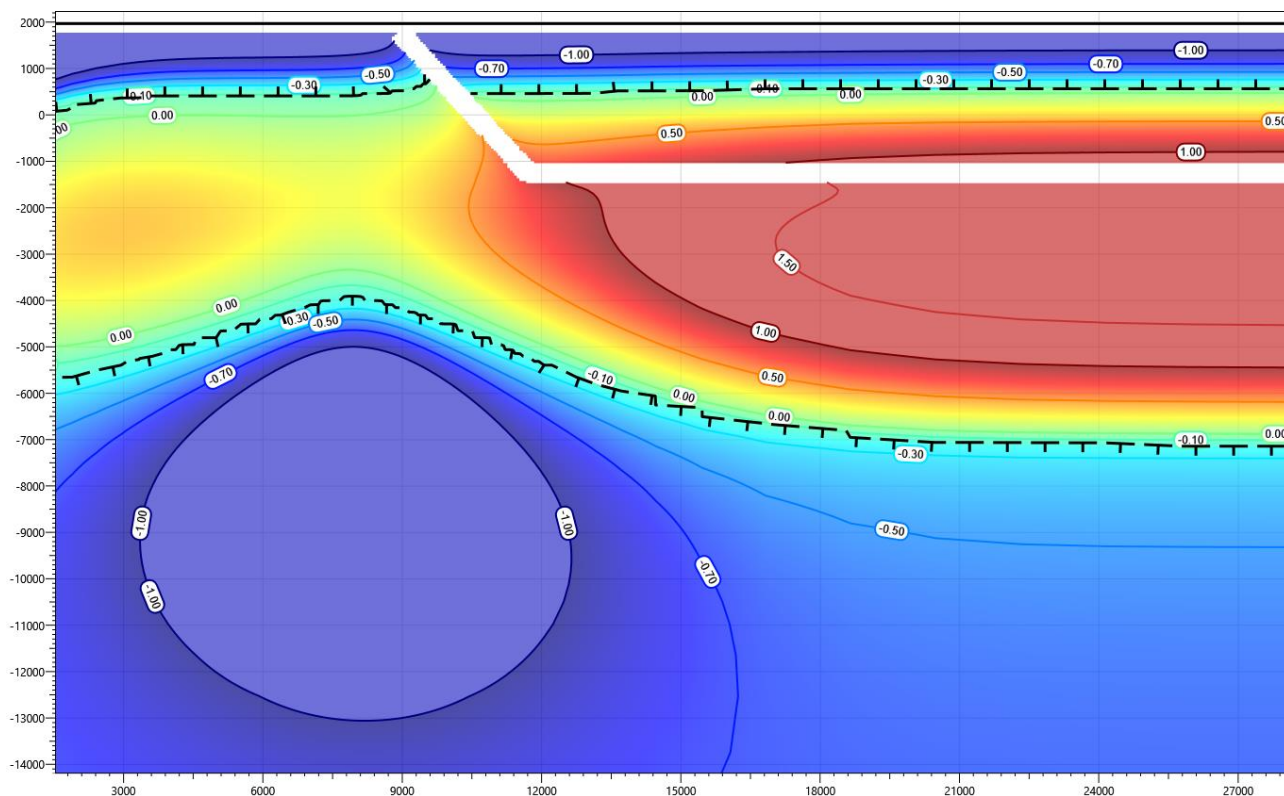




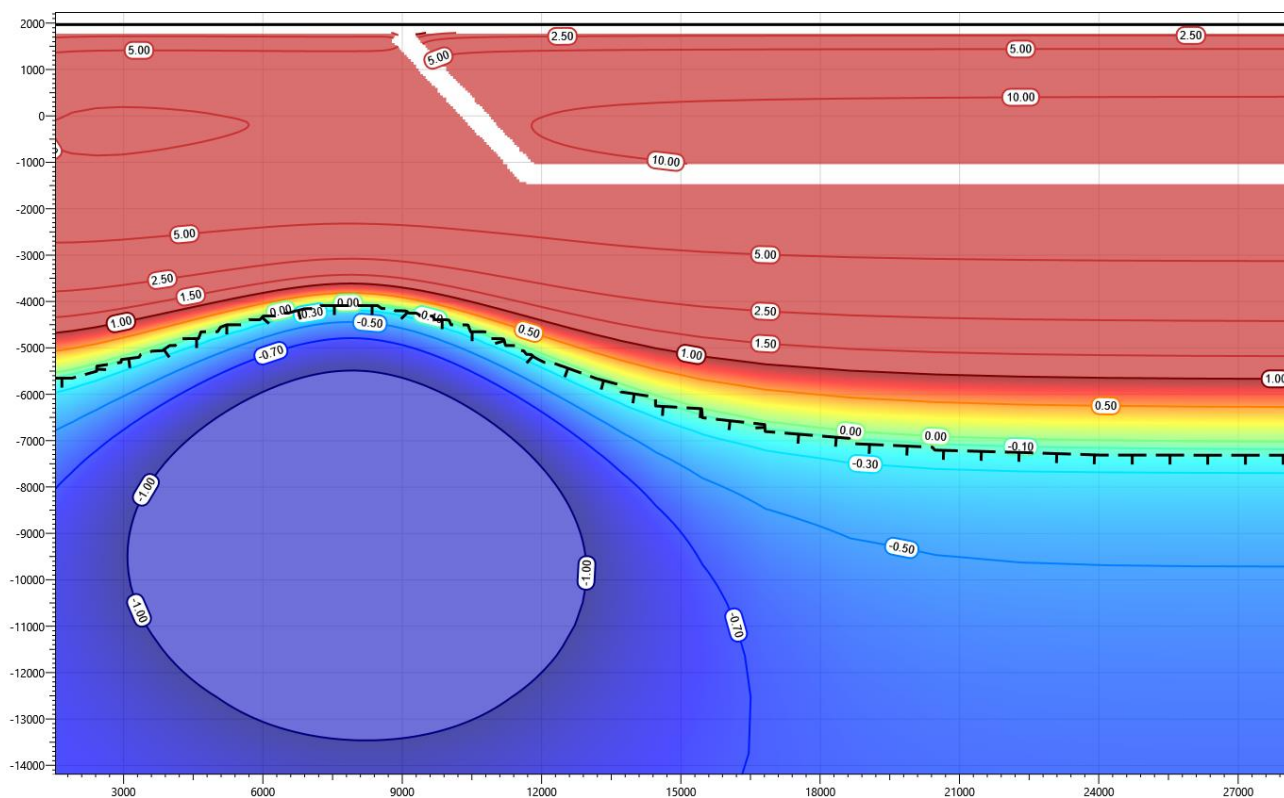
**Рисунок В.117 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



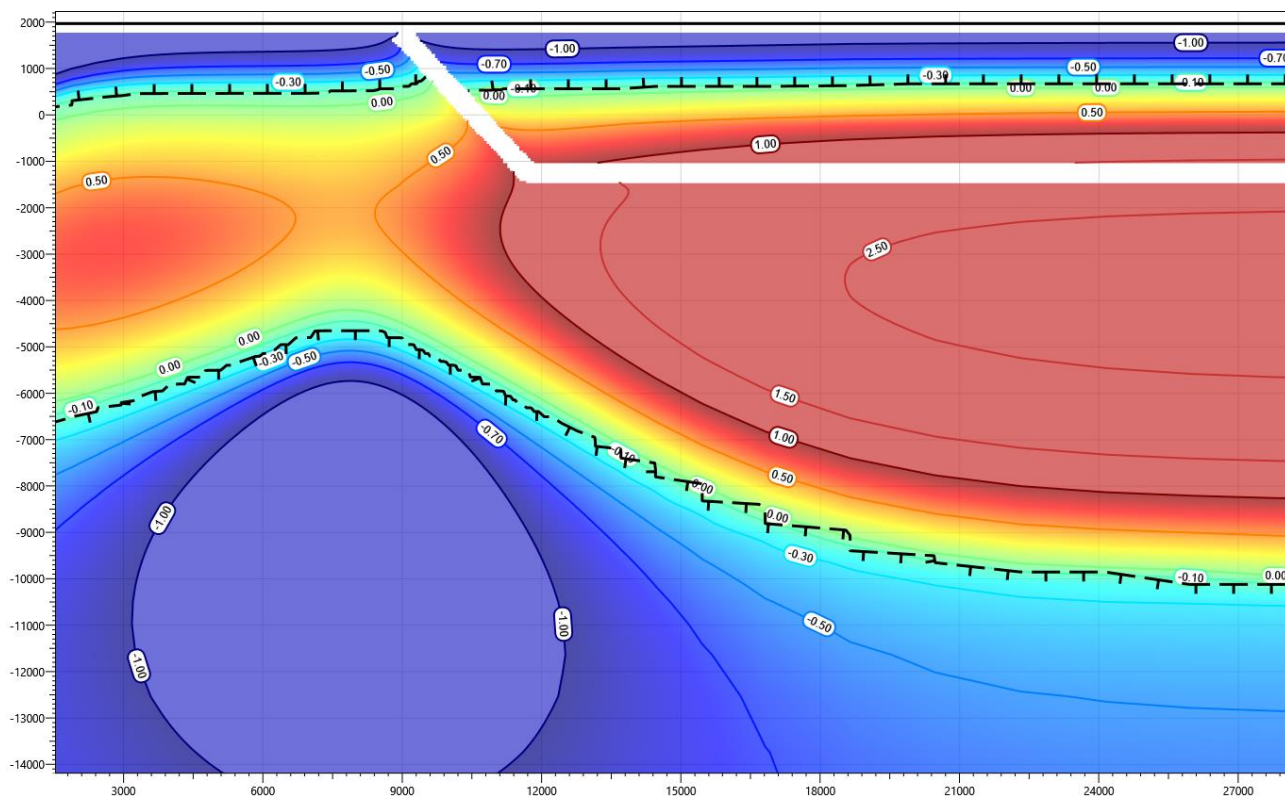
**Рисунок В.118 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



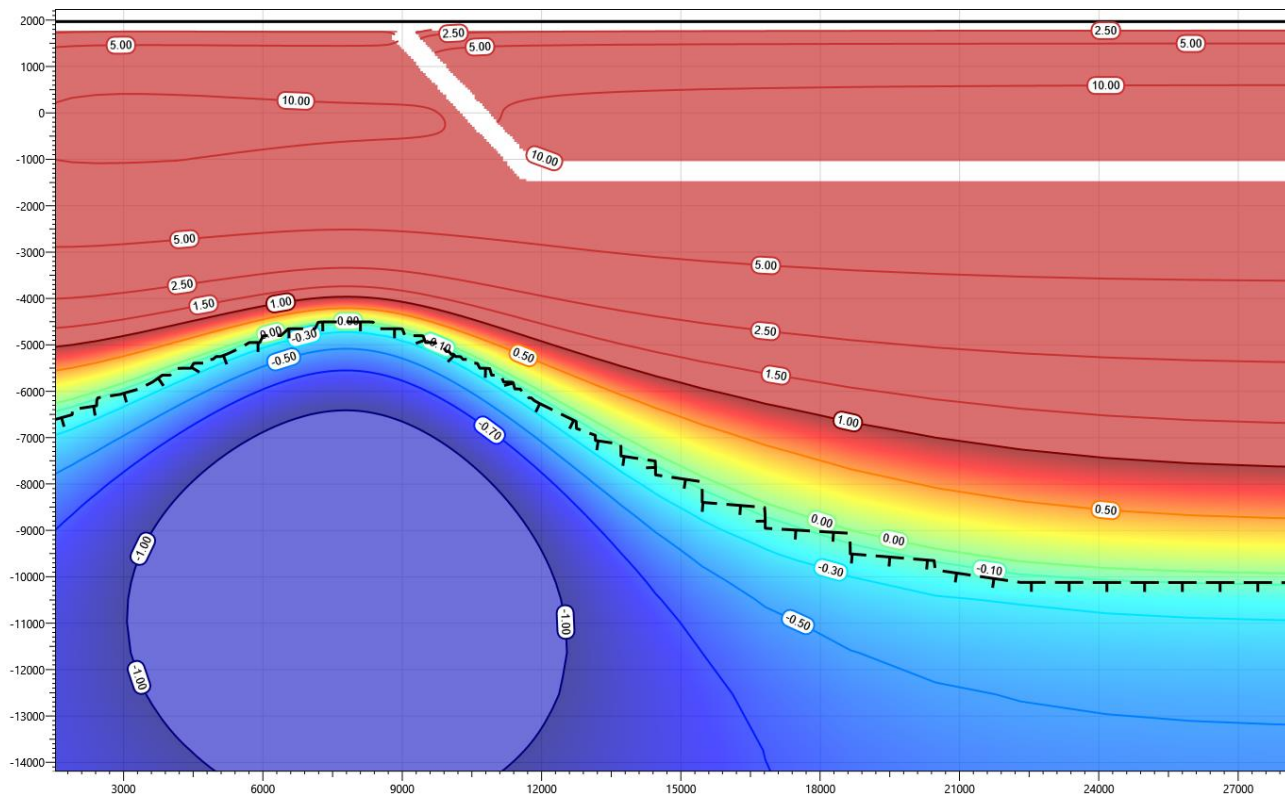
**Рисунок В.119 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.120 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

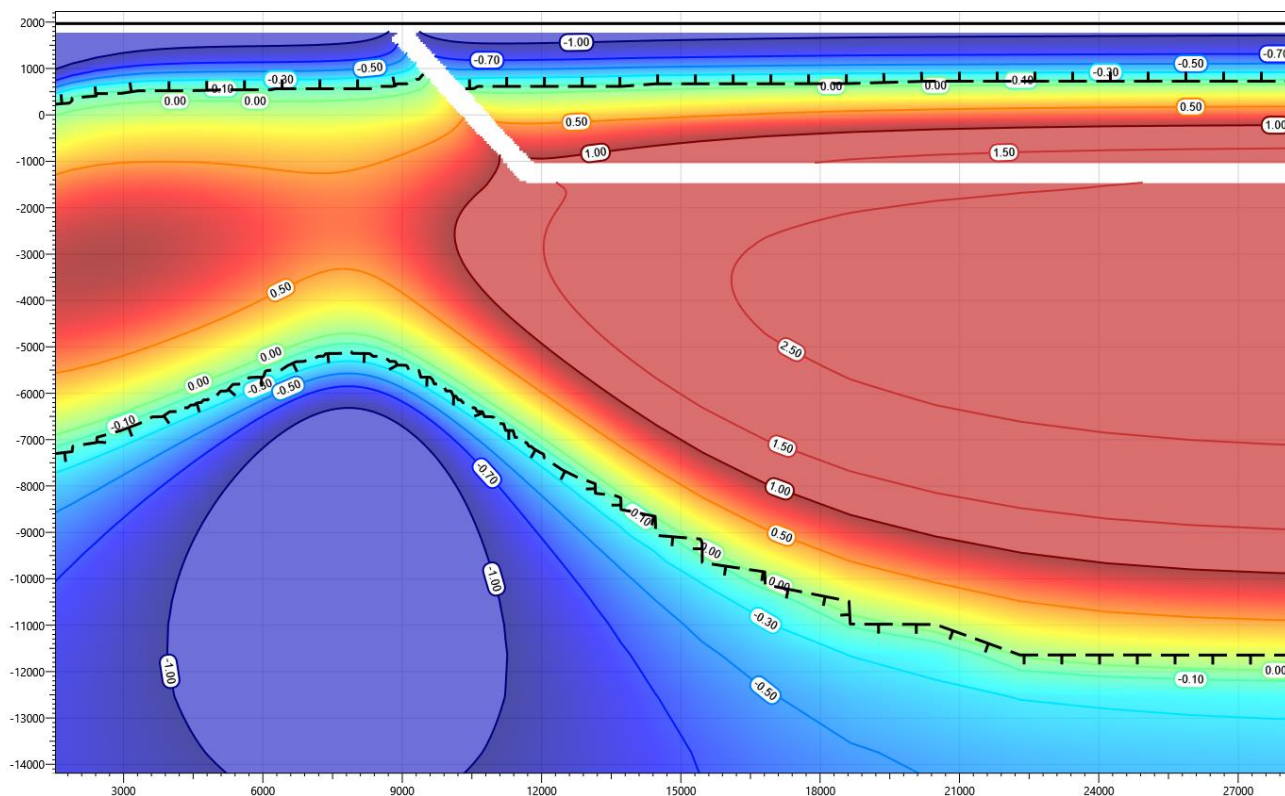


**Рисунок В.121 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

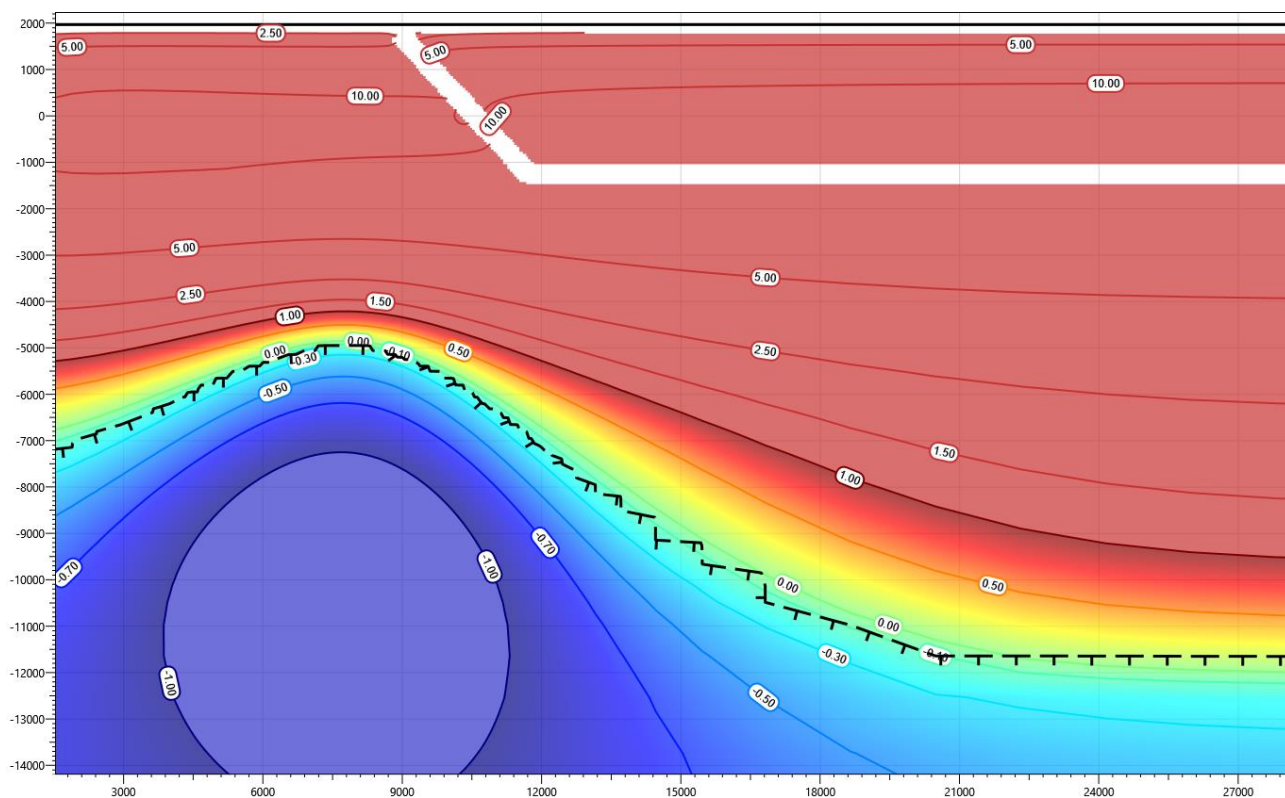


**Рисунок В.122 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

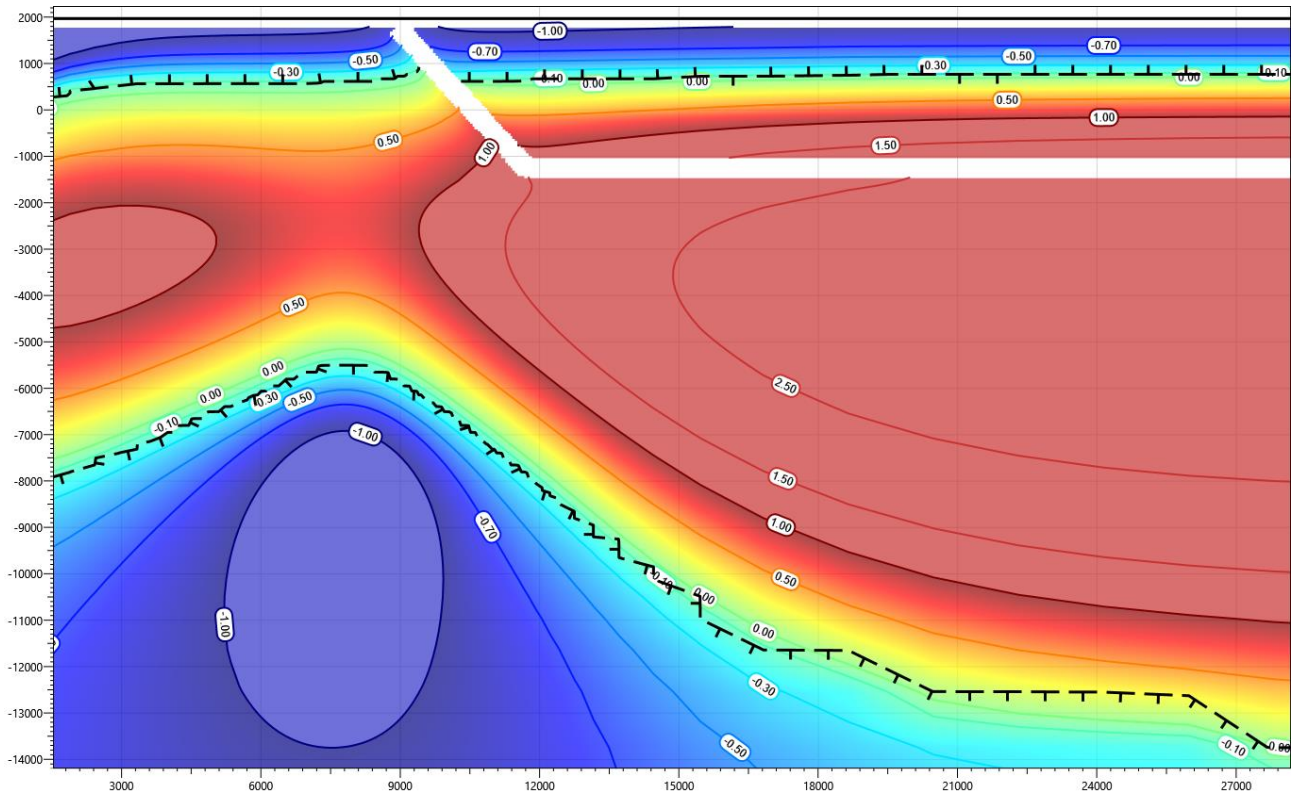




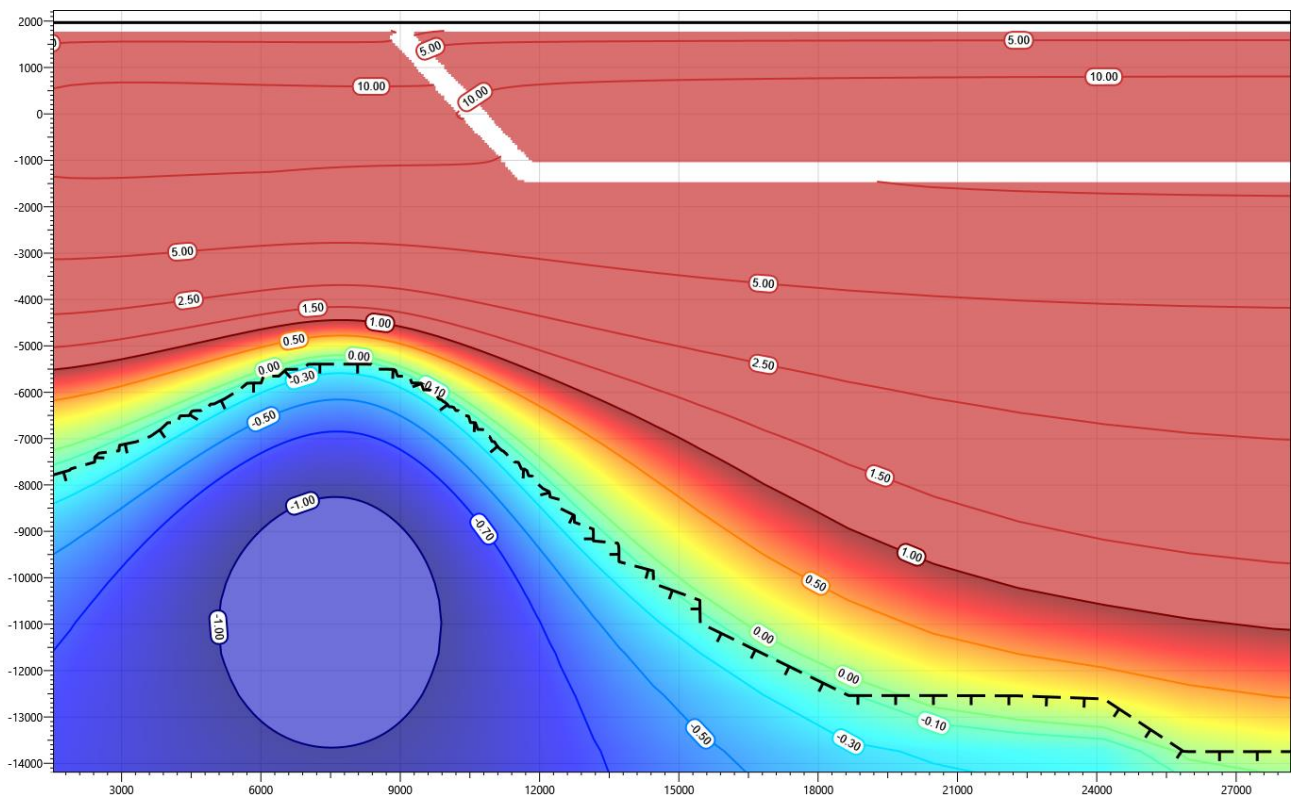
**Рисунок В.123 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



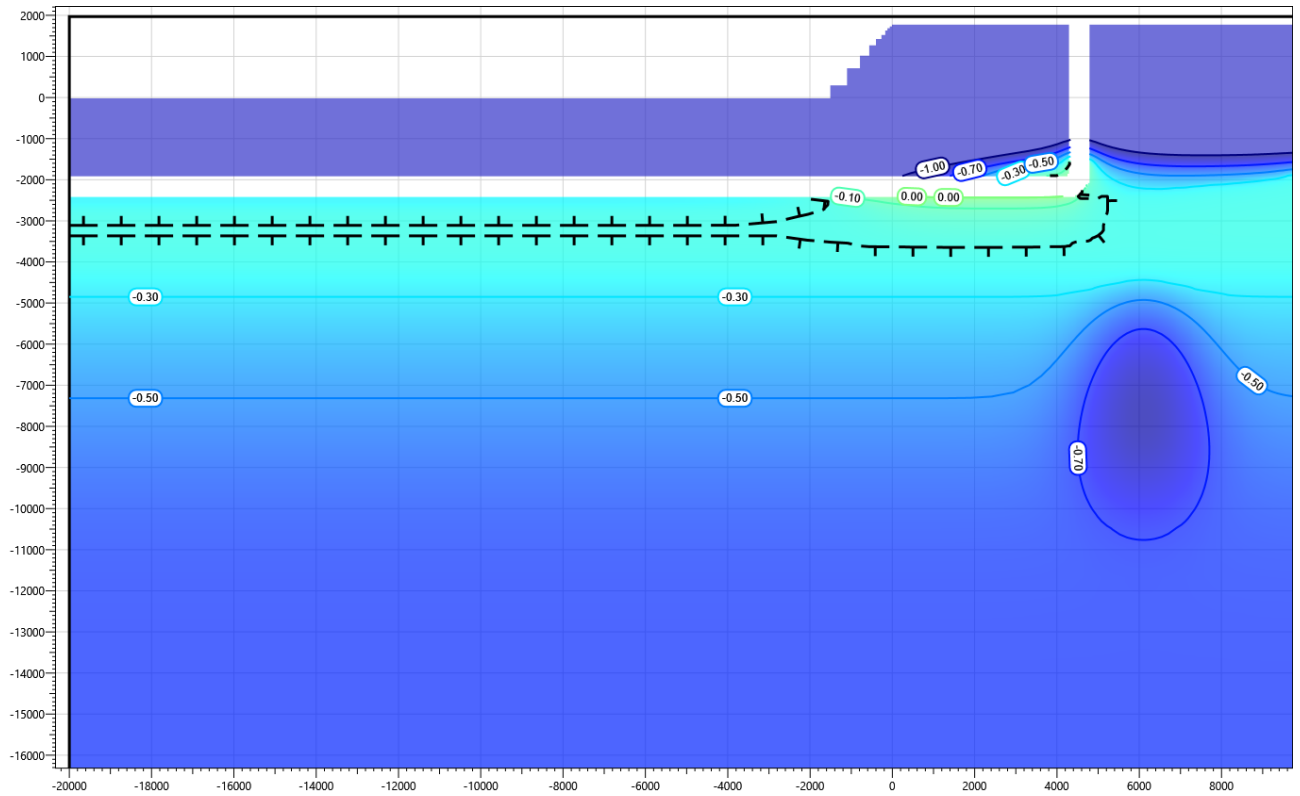
**Рисунок В.124 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



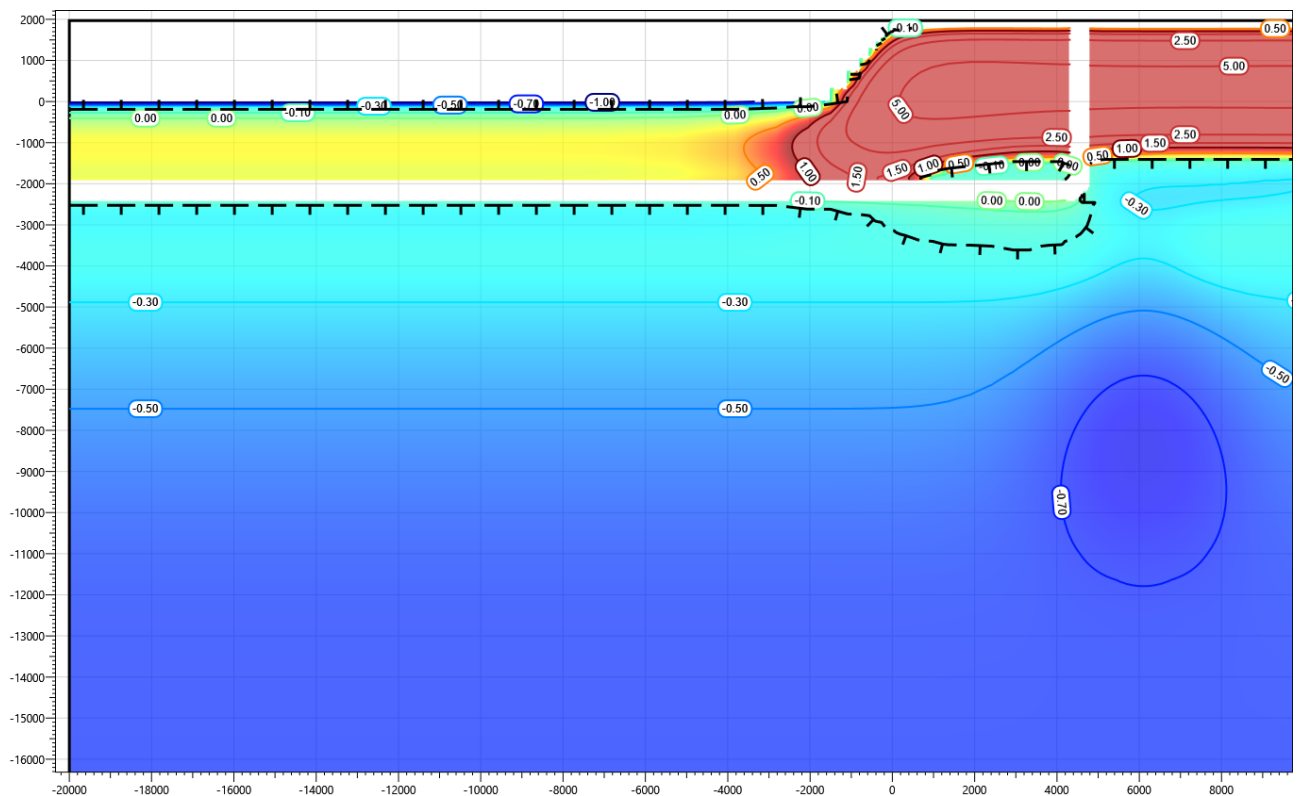
**Рисунок В.125 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



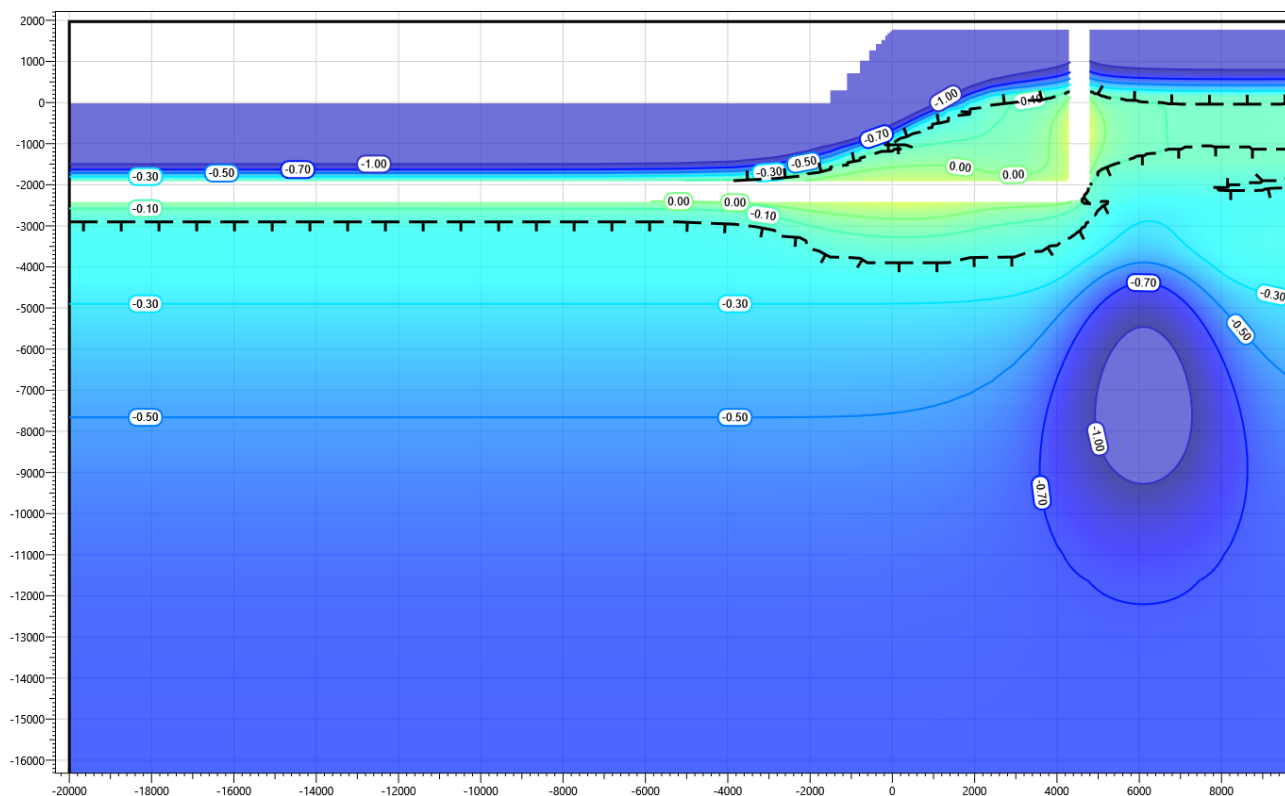
**Рисунок В.126 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



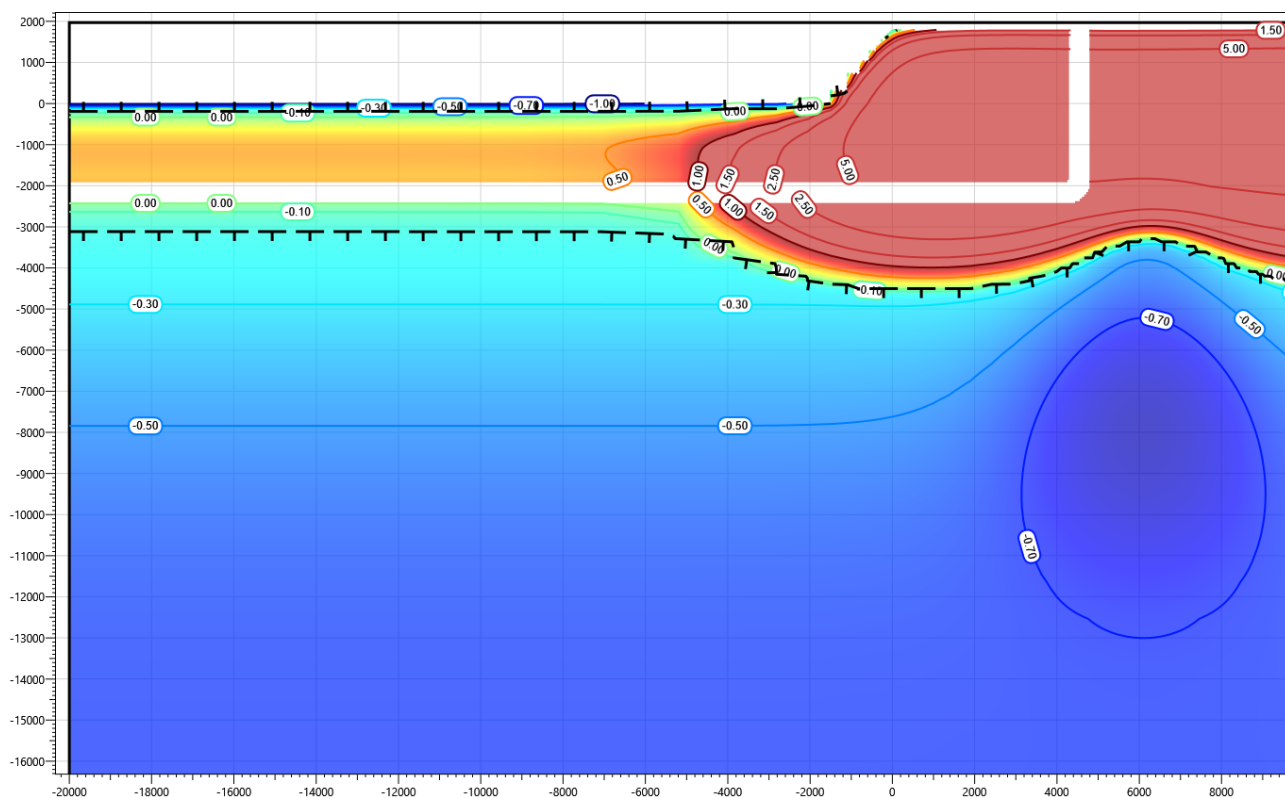
**Рисунок В.127 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.128 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

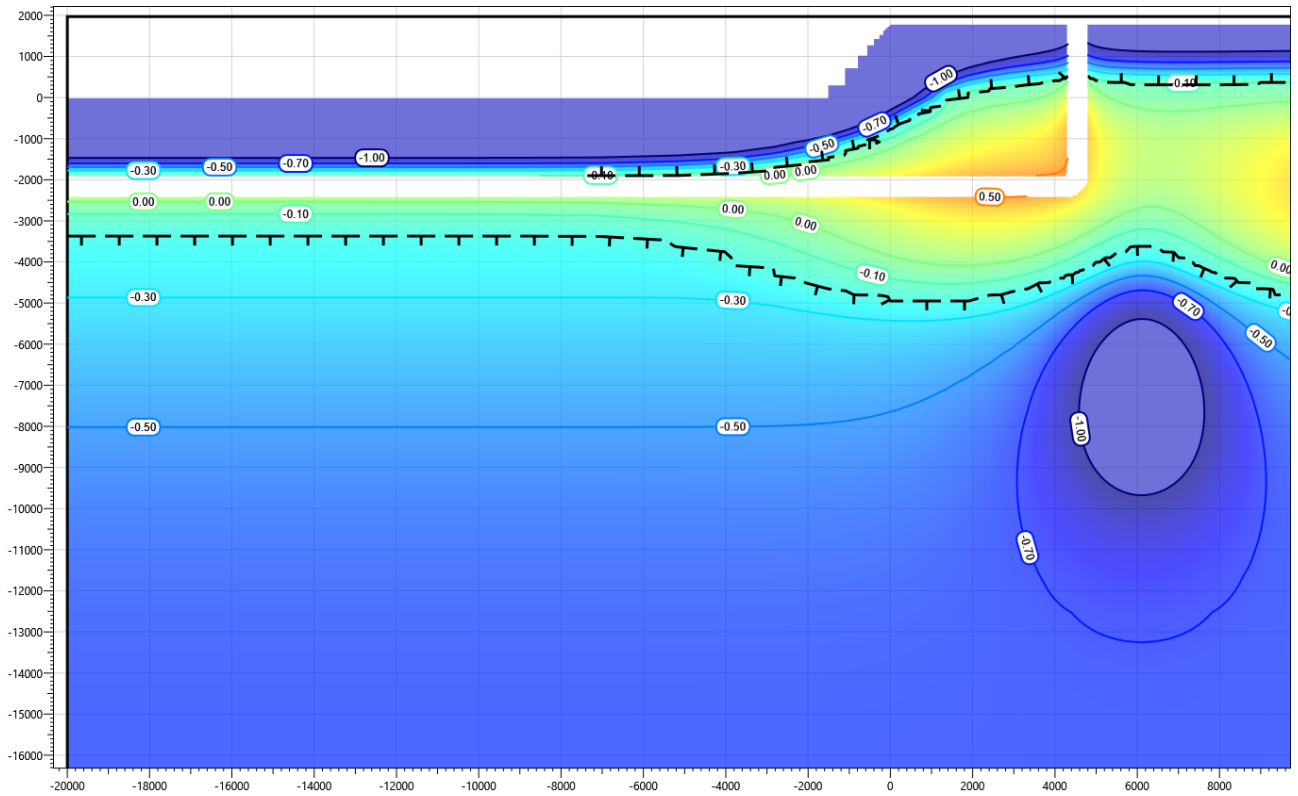


**Рисунок В.129 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

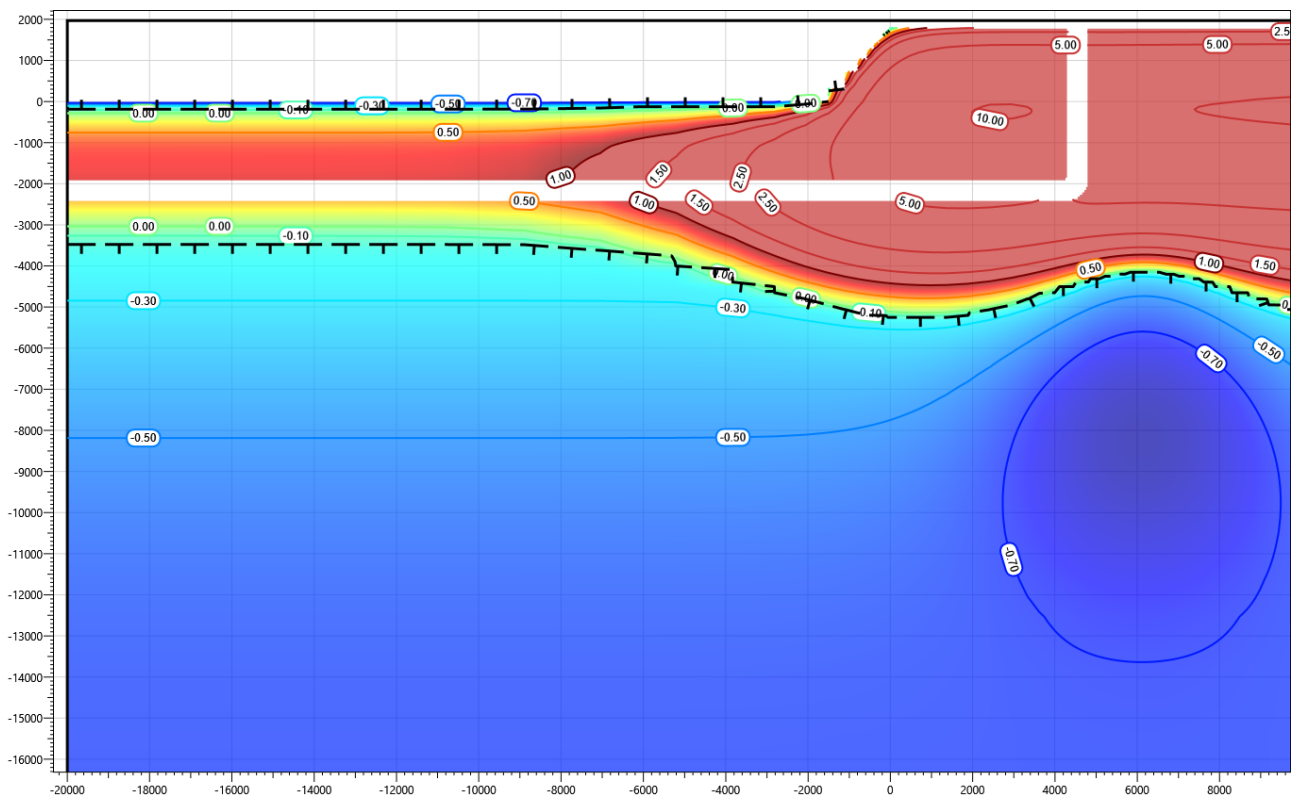


**Рисунок В.130 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



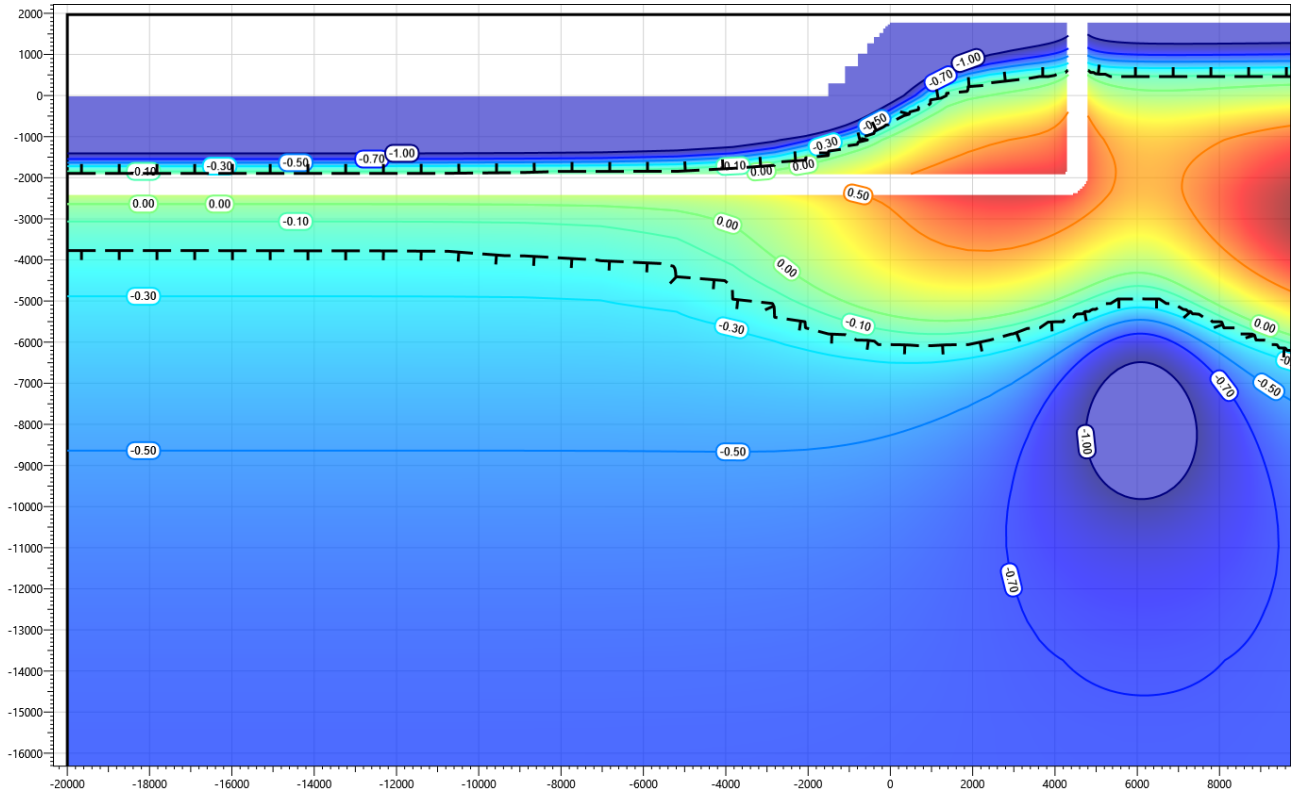


**Рисунок В.131 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**

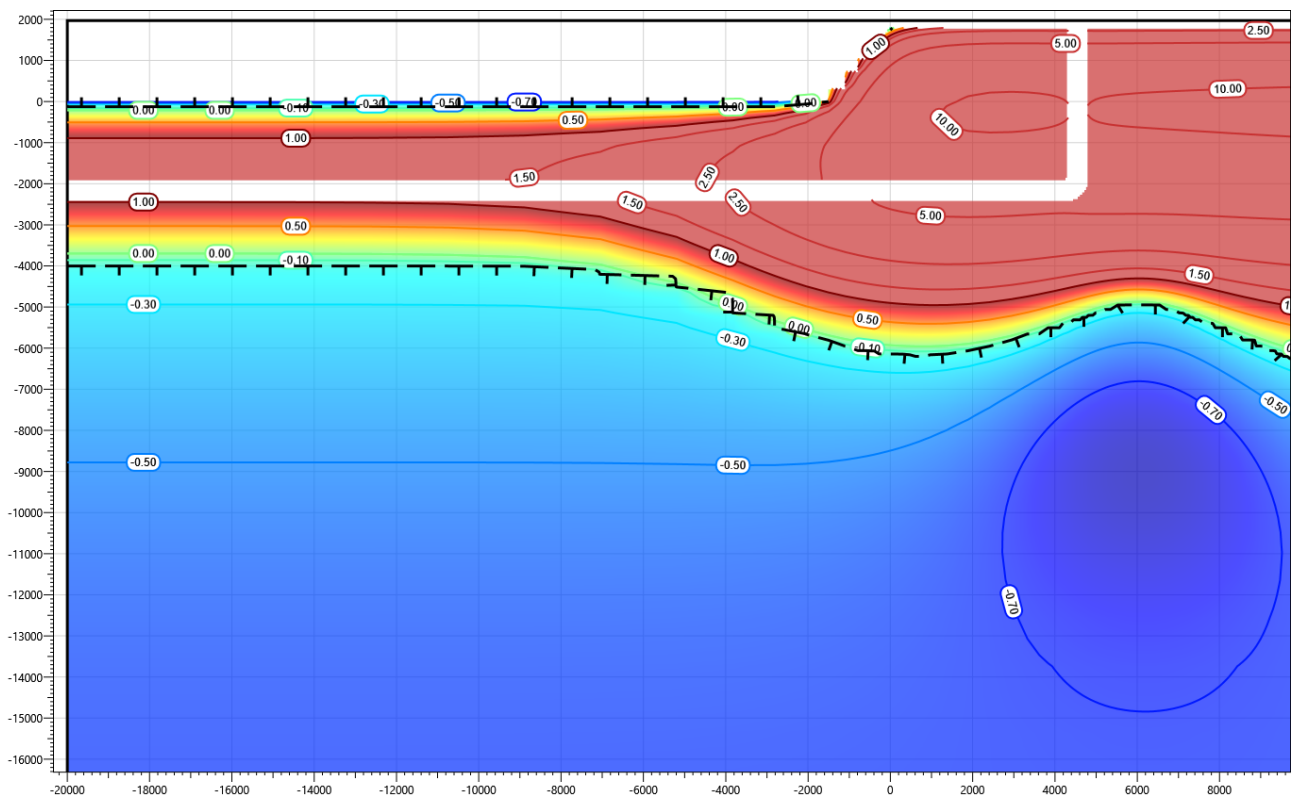


**Рисунок В.132 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

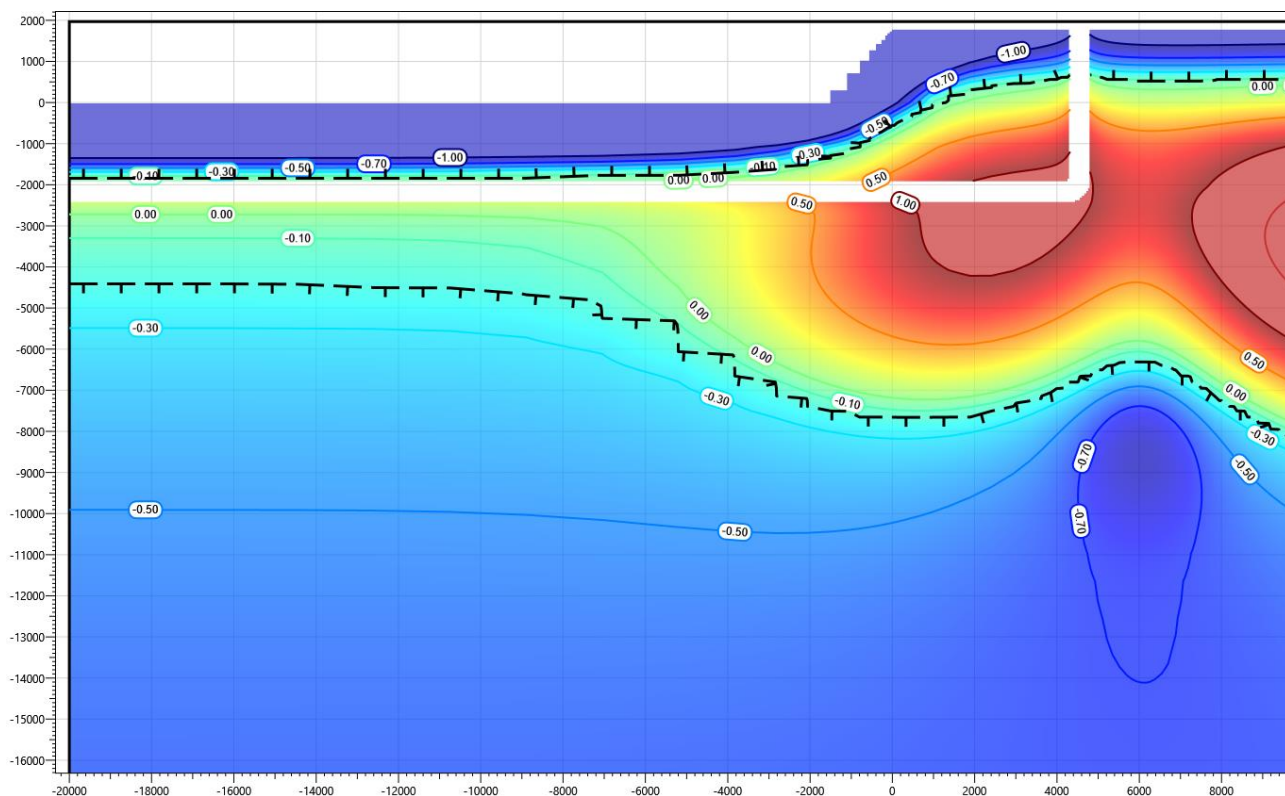




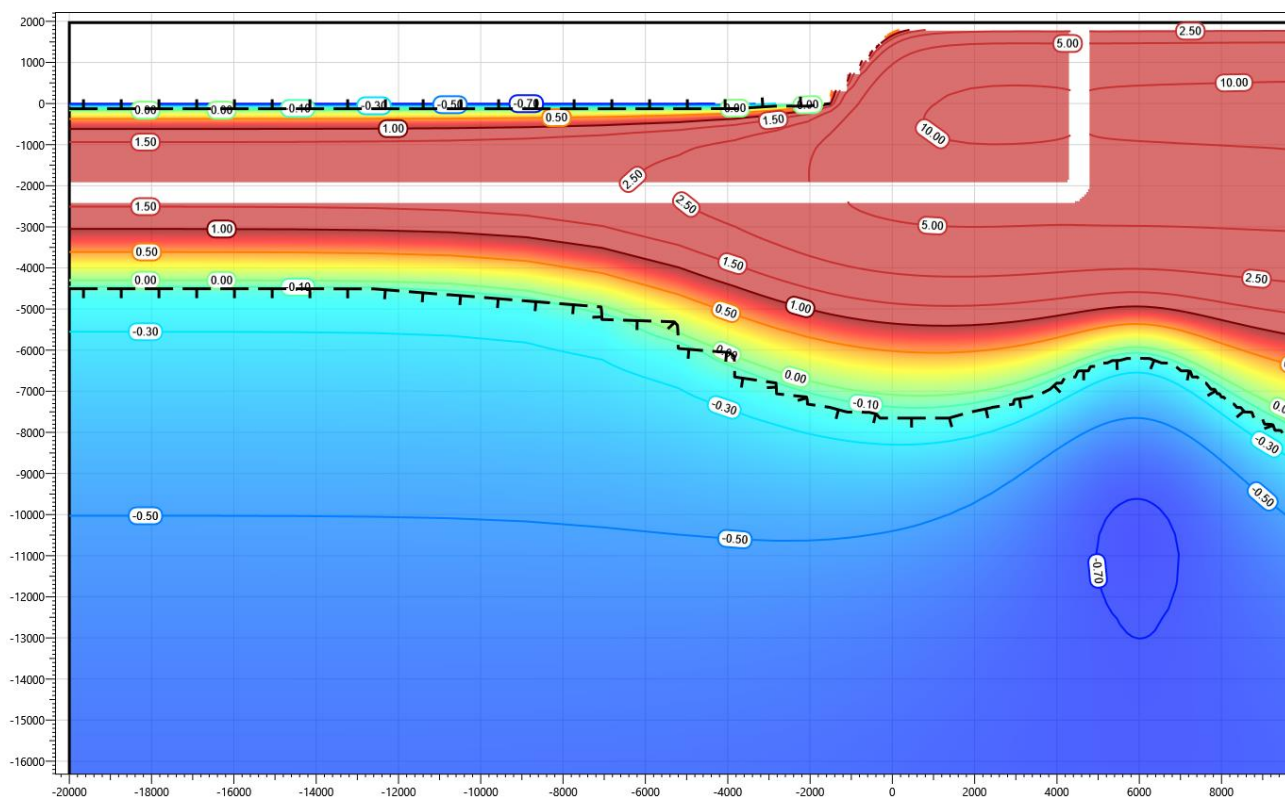
**Рисунок В.133 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



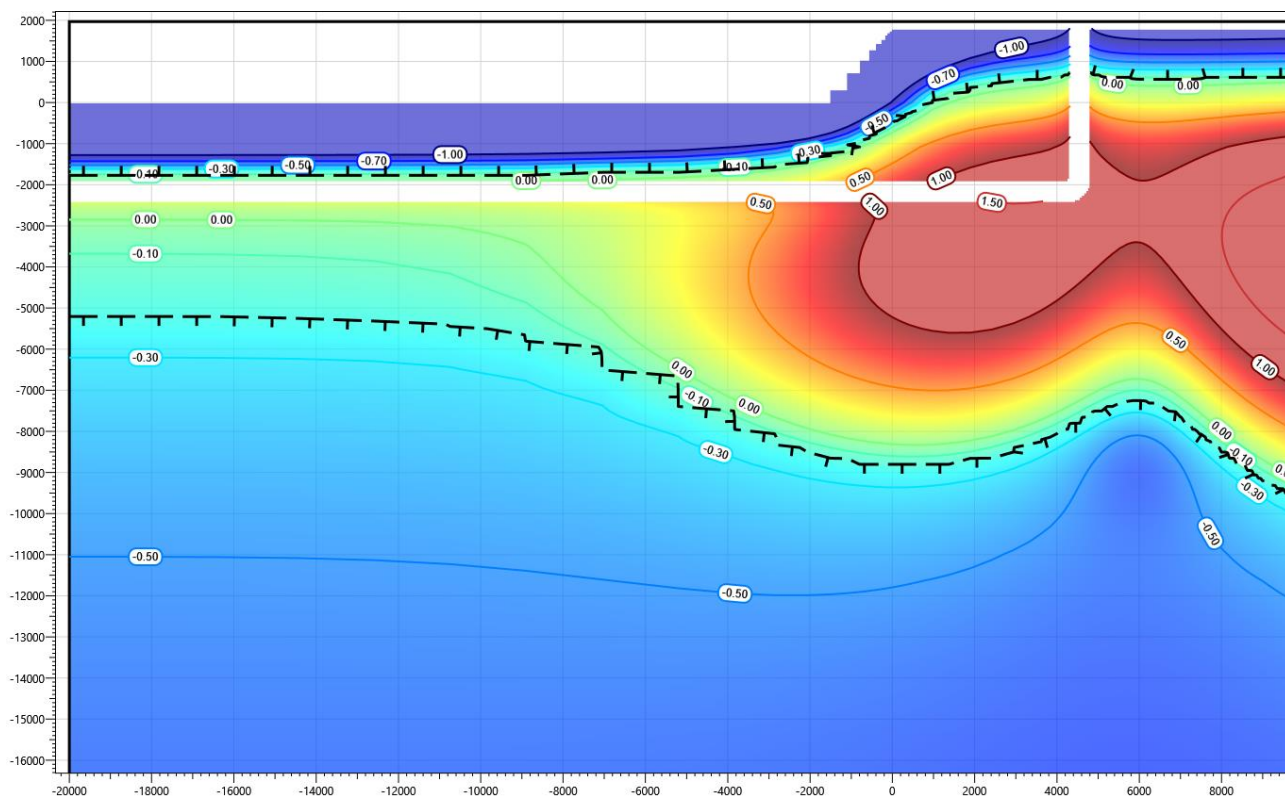
**Рисунок В.134 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



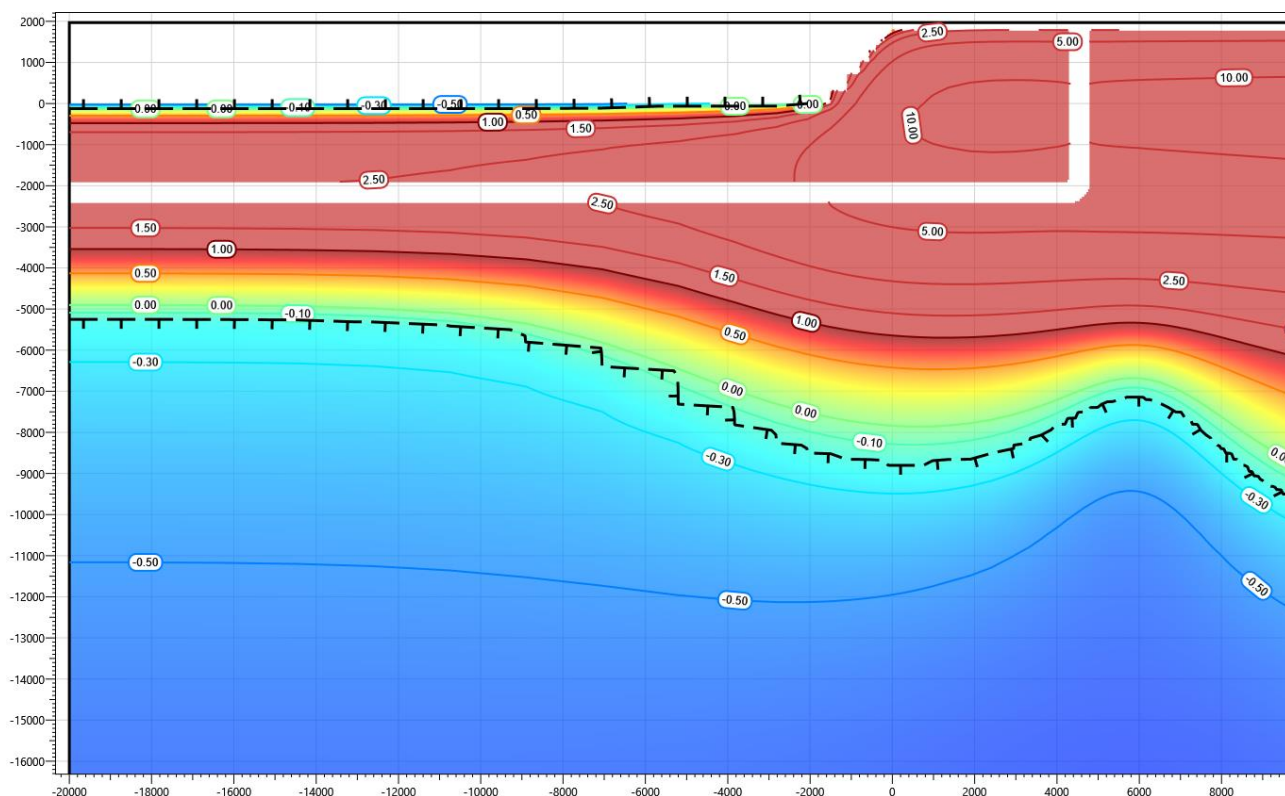
**Рисунок В.135 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.136 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

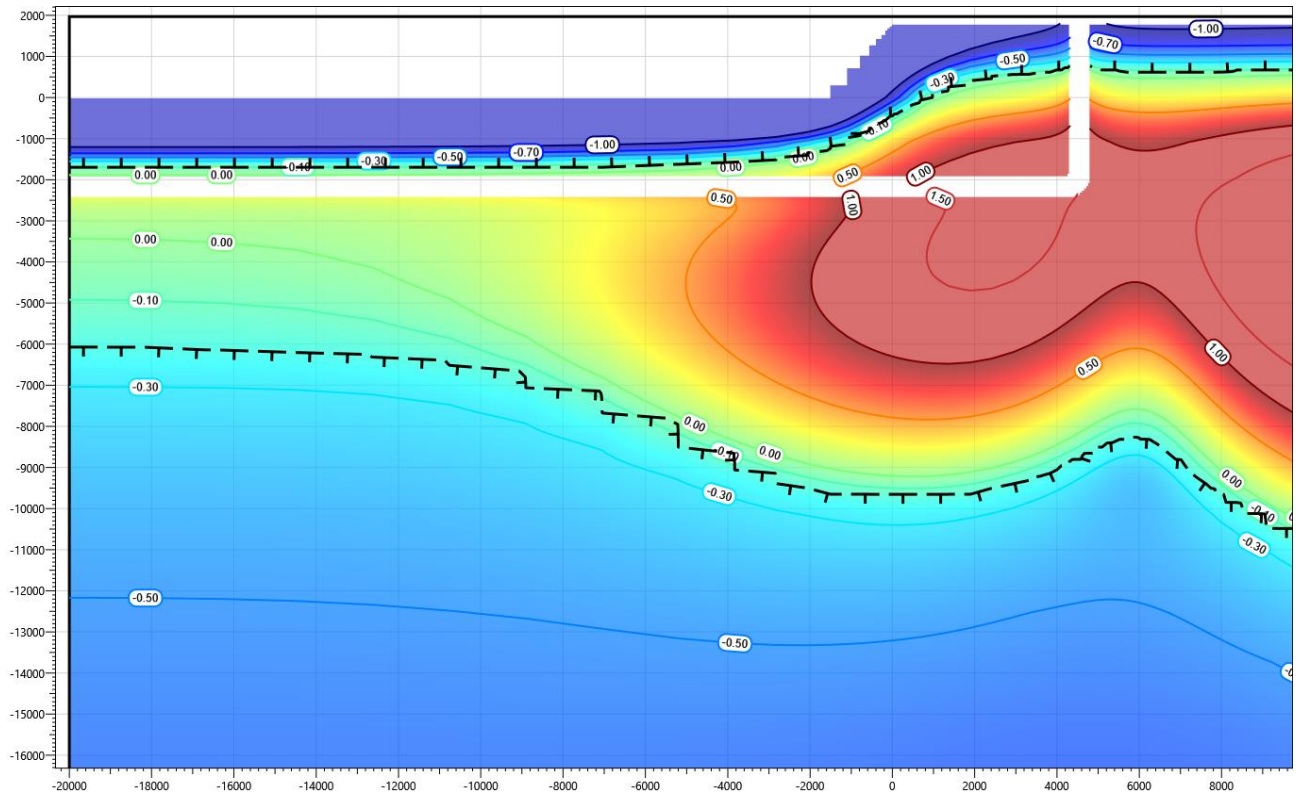


**Рисунок В.137 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

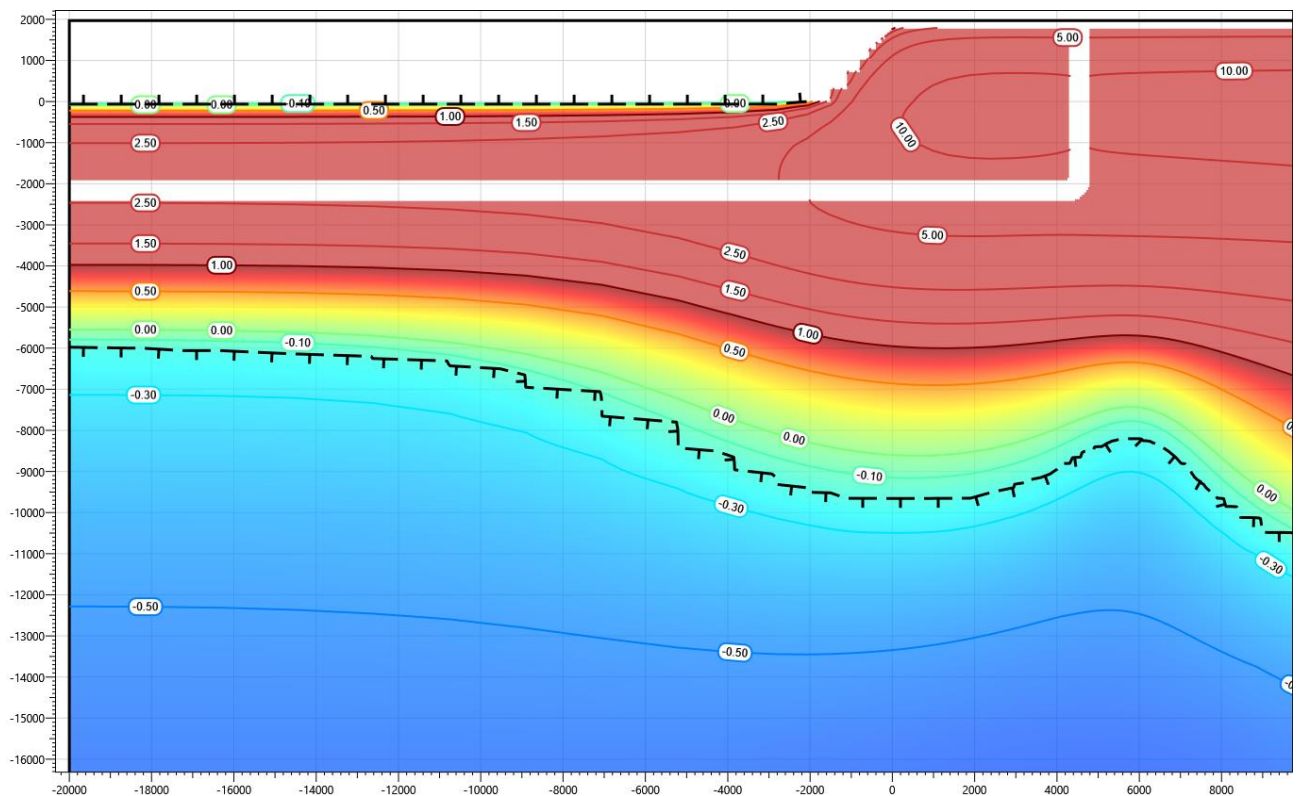


**Рисунок В.138 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**
















**Рисунок В.139 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.140 – Температурное распределение в основании проектируемого трубопровода в районе узла приема СОД от КП9. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

Номер п/п	Обозначение документа	Наименование документа	Номер последнего изменения (версии)	
	Раздел ПД N3 ТКР.02.00	Том 3. Раздел 3. «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения» Часть 2. «Промысловые трубопроводы»	1	
MD5				
Наименование файла		Дата и время последнего изменения файла	Размер файла, байт	
Раздел ПД N3 ТКР.02.00.pdf		31.05.24 16:00		
Характер работы	Фамилия	Подпись	Дата подписания	
Разраб.	Маршак Ю.А.		31.05.24	
Зав. группой	Жорник И.А.		31.05.24	
Гл. спец.	Липатов В.И.		31.05.24	
Нач. отдела	Силин С.А.		31.05.24	
Зав. группой	Елуферьев А.В.		31.05.24	
Гл. спец.	Федотенко М.А.		31.05.24	
Гл. спец	Никишова Е.А		31.05.24	
Нач. отдела	Юдаков М.А.		31.05.24	
Н. контр.	Поликашина Е.В.		31.05.24	
Утв.	Ерофеева Н.С.		31.05.24	
Гл. инженер	Попов Н.П.		31.05.24	
Информационно-удостоверяющий лист	Раздел ПД N3 ТКР.02.00-УЛ	Лист	Листов	
			1	